



Soci Sostenitori

A2A SpA, Acea Spa, AET Azienda Elettrica Ticinese, Alpiq Energia Italia SpA, Anigas, AXPO Italia SpA, Banca Imi SpA, BP Energy Europe Ltd, CCSE Cassa Conguaglio Settore Elettrico, Cassa Depositi e Prestiti, Confindustria, CVA Trading Srl, E.ON Italia SpA, Edison SpA, Enel SpA, Eni SpA, Erg SpA, Federutility, GdF Suez Energia Italia SpA, Hera Trading Srl, Innowatio SpA, Iren Mercato SpA, Italtrading SpA, Repower Italia SpA, RWE Innogy Italia SpA, Sorgenia SpA, Telecom Italia SpA, Tenaris Dalmine, Tirreno Power SpA

Le posizioni espresse nella Newsletter, salvo quanto diversamente specificato, sono da attribuirsi esclusivamente ai ricercatori REF-E

Responsabile della Newsletter
Claudia Checchi
Tel. 02 43441044
e-mail: claudia.checchi@ref-e.com

IMPRESE E ISTITUZIONI

- Energia e ambiente nella strategia della nuova Commissione Europea

La Commissione frena sull'ambiente e accelera sull'Unione dell'energia, proponendo una maggiore centralizzazione della politica energetica in capo alle istituzioni europee.

pag. 3

MERCATO ELETTRICO

- Capacity market al via in Italia e Francia

Gli operatori saranno presto chiamati a prendere decisioni strategiche che potrebbero determinarne la sopravvivenza: fondamentale orientarsi tra regole complesse ed elevata competizione.

pag. 8

- BOX 1 - È possibile simulare il risultato delle aste del capacity market?

pag. 9

- Analisi statistica e novità dal mercato

La domanda mostra i primi segni di ripresa, ma i prezzi rimangono deboli, frenati dalla Sicilia amministrata e dai primi effetti del market coupling.

pag. 15

- Il mercato dei combustibili

Il prezzo del petrolio torna sopra i 55 \$/bbl, ma con elevata volatilità giornaliera guidata dalle tensioni geopolitiche.

pag. 23

GAS NATURALE

- Analisi statistica e novità dal mercato

Primi segnali di ripresa per la domanda gas, positiva per tutti i settori. I prezzi bassi favoriscono le prenotazioni della capacità di stoccaggio anche in presenza di attese sugli spread stagionali ai minimi.

pag. 26

ENERGIE RINNOVABILI E CLIMA

- Analisi statistica e novità dal mercato

Le riforme del market stability reserve non intaccano il prezzo degli EUA, che rimane stabile. Dalle aste inglesi segnali in linea con quelli italiani: l'eolico onshore è la fonte che attira maggior competizione per l'accesso agli incentivi.

pag. 33

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Giulia Ardito, Sergio Ascari, Roberto Bianchini, Donatella Bobbio, Virginia Canazza, Giacomo Ciapponi, Mario Cirillo, Michele Dalena, Marco Franceschini, Tommaso Franci, Ana Georgieva, Giulia Mazzanti, Luca Musumarra, Giorgio Perico, Beatrice Petrovich

Editore

REF-E srl
Via Gioberti 5 - 20123 Milano
www.ref-e.com - info@ref-e.com

Presidente

Pia Saraceno

Segreteria, Editing e grafici

Dalia Imperatori
Tel. +39 02 43441022
Fax +39 02 43441027
E-mail: dalia.imperatori@ref-e.com

La presente pubblicazione è riservata ai soli abbonati per uso personale e non commerciale.

Non è, pertanto, consentito modificare, duplicare, distribuire, divulgare, vendere, trasmettere, riprodurre, pubblicare su qualsiasi mezzo, sotto qualsiasi forma o per qualsivoglia ragione, in tutto o in parte, i contenuti della pubblicazione senza l'autorizzazione scritta di REF-E. Agli abbonati è consentita la stampa di una copia della pubblicazione per uso esclusivamente personale e non commerciale senza, tuttavia, apportarne alcuna modifica.

Ogni violazione verrà perseguita a norma di legge e autorizzerà REF-E a sospendere l'invio della pubblicazione senza alcun avviso.

REF-E opera nel mercato energetico con ricerche e consulenze personalizzate, osservatori indipendenti, attività di formazione e affianca aziende, istituzioni, organismi governativi nei processi decisionali.

L'autorevolezza e l'indipendenza di **REF-E** costruite nel tempo sul mercato dell'energia sono oggi riconosciute da aziende e istituzioni.

REF-E mette a disposizione dei suoi clienti analisi della concorrenza e della regolazione, scenari di previsione sui prezzi, supporto nella scelta degli investimenti e delle più importanti decisioni strategiche, garantendo indipendenza, professionalità e competenza, favorendo il dialogo tra aziende e istituzioni in Italia e nel mondo.

Periodici

- **Newsletter Osservatorio Energia** è il mensile di analisi delle trasformazioni del settore energetico in Italia e in Europa. Propone approfondimenti sull'evoluzione normativa, le trasformazioni societarie, le problematiche connesse alla creazione di mercati regolamentati, l'andamento delle tariffe e il livello dei prezzi sulle principali borse europee dell'energia elettrica e del gas. Fornisce le previsioni dell'andamento dei principali indicatori di mercato.
- **Previsivo Osservatorio Energia** è il quadrimestrale di previsione del mercato elettrico sviluppato sulla base del modello Elfo++, *leader* in Italia in questo settore, ideato da **REF-E** per i suoi clienti. Delinea l'evoluzione della domanda e dell'offerta, fornendo previsioni sui costi di produzione, prezzi concorrenziali (nazionali e zonali), possibili effetti delle strategie degli operatori, alla luce delle condizioni strutturali e della normativa.
- **Natural Gas Outlook** è il semestrale di previsione del mercato del gas sulla base dei modelli previsivi **REF-E**. Delinea l'evoluzione della domanda e dell'offerta, fornendo previsioni sui prezzi delle principali formule di indicizzazione e sui prezzi al PSV, sull'utilizzo dello stoccaggio e delle altre infrastrutture, sull'evoluzione delle quote di mercato.

Pubblicazioni

- Il **Rapporto Energia** è una pubblicazione annuale sull'evoluzione e le prospettive dei settori elettrico, gas e delle fonti rinnovabili. Presenta i mercati attraverso un'analisi della regolamentazione e della struttura in Italia e in Europa. Elabora scenari a medio termine.
- Il **Rapporto Settimanale sulla borse energetiche** aggiorna costantemente i prezzi e i volumi nei mercati italiani ed europei.
- I **Working paper** sono studi dettagliati che trattano temi di attualità, a partire dalla letteratura teorica. Approfondiscono tematiche rilevanti per il dibattito sulle politiche in atto, così come aspetti metodologici e analitici riguardanti l'analisi dei mercati, le problematiche autorizzative e istituzionali, la costruzione di scenari.

Servizi

- I **Database** garantiscono l'accesso privilegiato a numerose e complesse informazioni organizzate, raccolte in anni di esperienza e costantemente aggiornate.
- I **Seminari** di discussione sono lo strumento dedicato all'approfondimento degli scenari dei mercati energetici, consentono confronti e dibattiti alla luce delle innovazioni legislative e normative.
- Le consulenze telefoniche permettono di essere sempre in contatto con i ricercatori **REF-E**.

NEWS

Prossime pubblicazioni

- Working paper "Energia e competitività nell'industria italiana" - Aprile 2015
- Natural Gas Outlook n. 11 - Maggio 2015

Ultime pubblicazioni

- Previsivo Osservatorio Energia n. 34 - Marzo 2015
- Gas Naturale 2014 - ENERGIA Rapporto sul mercato e la regolamentazione

IMPRESE E ISTITUZIONI

Energia e ambiente nella strategia della nuova Commissione Europea

In un contesto europeo caratterizzato da una difficile e lenta ripresa dell'economia, da una situazione geopolitica instabile appena al di fuori dei confini dell'Unione Europea e da un diffuso scetticismo nei confronti delle istituzioni europee, la Commissione Europea sta cercando di ridefinire la politica energetica, ambientale e climatica dell'Unione. L'obiettivo sembra essere una gestione più organica che sviluppi sinergie tra i tre settori, in compatibilità con le priorità che il Presidente Juncker si è dato all'inizio del proprio mandato. Queste riguardano principalmente l'occupazione, la crescita economica e l'attrazione di nuovi investimenti, oltre al raggiungimento di un più elevato livello d'integrazione in campo energetico per mezzo del progetto dell'Unione dell'energia.

Per evidenziare i caratteri distintivi dell'azione politica della nuova Commissione è opportuno analizzare alcune scelte istituzionali e di *policy* che hanno marcato i primi mesi di lavoro dell'organismo, a partire dalle decisioni relative alla composizione e alla struttura del collegio dei commissari.

La Commissione Juncker 2014-2019

È una Commissione Europea rinnovata nella forma (e nella sostanza?) quella insediata il 1° novembre 2014, che si differenzia rispetto alle precedenti, soprattutto per la nuova struttura del collegio e l'assegnazione delle competenze ai commissari.

Portafogli unificati per energia-clima e ambiente-affari marittimi-pesca

La scelta di unificare i portafogli dell'energia e del clima da un lato e quelli dell'ambiente e degli affari marittimi (compresa la pesca) dall'altro ha suscitato aspre polemiche. L'unificazione dei portafogli può essere considerata il raggiungimento di una fase di maturazione delle politiche europee, nella quale l'ambiente e il clima sono finalmente integrati in modo orizzontale nello sviluppo delle politiche energetiche e industriali, con la possibilità di sviluppare sinergie positive. Sono sorti, tuttavia, timori che, dalla fusione dei portafogli, l'ambiente e il clima risultassero relegati in una posizione secondaria e ridimensionata, sottoposti alle pressioni delle *lobby* economiche e industriali che influenzano i processi decisionali nei settori dell'energia e della pesca. Inoltre, la mancata designazione di un commissario dedicato all'azione per il clima è stata considerata da alcuni come un segnale d'indebolimento della posizione della Commissione su questo tema in previsione del *summit* di Parigi sul clima che si terrà a dicembre 2015.

Non hanno aiutato a fugare questi timori la scelta dei Commissari che detengono oggi i portafogli in questione. La nomina dello spagnolo Miguel Arias Cañete a Commissario per l'azione climatica e l'energia ha suscitato critiche per i legami con il mondo petrolifero, mentre da parte delle associazioni ambientaliste si sono sollevate obiezioni riguardanti la designazione dell'ex-ministro del turismo maltese Karmenu Vella a Commissario per l'ambiente, gli affari marittimi e la pesca per la mancanza di esperienza in campo ambientale.

Nuova struttura del collegio

Ma è la nuova struttura del Collegio dei Commissari a rappresentare l'innovazione più significativa. Il Presidente della nuova Commissione è oggi affiancato da sette Commissari che svolgono il ruolo di Vice Presidenti e hanno il compito di coordinare gruppi di Commissari attorno a specifici progetti o aree tematiche che possono anche variare nel tempo a seconda delle necessità. L'obiettivo è concentrare l'attività e creare sinergie positive, superando la compartimentalizzazione che ha caratterizzato l'attività normativa delle precedenti Commissioni. Il ruolo dei Vice Presidenti è molto importante, poiché hanno il potere di "filtrare" le proposte legislative che essi ritengono non conformi alle linee guida politiche della nuova Commissione¹, ossia alla lista di priorità politiche che il Presidente ha presentato prima dell'inizio del proprio mandato. Si tratta di un importante elemento di discontinuità rispetto al passato, giacché, in precedenza, la Commissione ha sempre operato secondo il principio di collegialità e, almeno formalmente, i 28 Commissari erano tutti sullo stesso piano. La nuova struttura piramidale del collegio punta a razionalizzare e velocizzare il processo decisionale

¹ Jean Claude Juncker, *A New Start for Europe: My Agenda for Jobs, Growth, Fairness and Democratic Change*, Strasburgo, 15 luglio 2014.

della Commissione e sembra andare nella direzione di un parziale superamento del principio “uno Stato - un Commissario”, anche se rischia di creare sovrapposizioni tra i Commissari.

In particolare, al primo Vice Presidente, l'olandese Frans Timmermans, è stata affidata una posizione di particolare rilievo: come Commissario alla qualità della regolazione e alle relazioni inter-istituzionali², egli ha il compito di assicurare che ogni proposta legislativa della Commissione rispetti i principi di sussidiarietà e proporzionalità. L'azione della Commissione si concentrerà esclusivamente in quei settori dove, soltanto con atti normativi a livello europeo, è possibile raggiungere gli obiettivi di *policy* desiderati, lasciando agli Stati membri i rimanenti. Ciò ha implicazioni importanti, poiché ogni proposta legislativa deve passare al vaglio del Commissario alla qualità della regolazione prima di essere inserita nel programma di lavoro della Commissione. Questo è valido anche per le proposte legislative della vecchia Commissione rimaste pendenti al termine della precedente legislatura. Al riguardo, il Commissario Timmermans ha ricevuto dal Presidente il compito di abbandonare le proposte incompatibili con le priorità annunciate per il 2015 e riformulare quelle che a suo giudizio comportano oneri eccessivi o sono diventate nel frattempo obsolete, con l'obiettivo di semplificare l'attività legislativa e ridurre la burocrazia.

Le priorità politiche della nuova Commissione

Nell'attuale contesto europeo di lenta e difficile ripresa economica, crescenti tensioni geopolitiche ai confini dell'Unione e diffuso scetticismo nei confronti dell'operato delle istituzioni europee, la nuova Commissione ha deciso di organizzare la sua attività attorno a dieci linee guida politiche³ e ha scelto di perseguire prioritariamente per il 2015 interventi volti alla promozione dell'occupazione, della crescita economica e dell'attrazione degli investimenti. In campo ambientale ed energetico, l'azione politica si è contraddistinta per l'abbandono del progetto di riforma della tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità, per il rinvio del pacchetto di misure sull'economia circolare e per il lancio del progetto sull'Unione dell'energia, che punta all'integrazione delle politiche energetiche, ambientali e climatiche. Il progetto, se da un lato presenta elementi di continuità con il passato, si contraddistingue per la volontà di aumentare il grado di accentramento del *decision making* a livello europeo.

“Frenata” sulle politiche ambientali

L'attività di riesame delle proposte legislative rimaste pendenti alla fine della scorsa legislatura ha portato all'abbandono, da un lato, e al rinvio dall'altro, di due importanti provvedimenti avviati dalla precedente Commissione.

Abbandono della Carbon Tax

Il primo riguardava la revisione della direttiva 2003/96/CE sulla tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità⁴, presentato dalla Commissione nel 2011 e rimasto in stallo a causa delle numerose opposizioni, sia da parte dell'Europarlamento che degli Stati membri, che hanno impedito il raggiungimento di un accordo in sede di Consiglio e rischiavano di snaturare il testo iniziale. In base alla proposta, l'aliquota minima della tassazione energetica avrebbe dovuto essere scissa in due componenti: una basata sulle emissioni di CO₂, l'altra sul contenuto energetico. L'abbandono della proposta è avvenuto in un momento di forte ribasso del prezzo del petrolio, che, secondo alcuni analisti, avrebbe potuto costituire il contesto ottimale per l'introduzione della tassa. Il provvedimento era di particolare importanza per l'Italia, poiché il Governo aveva condizionato l'entrata in vigore della *carbon tax* italiana alla revisione della direttiva in questione⁵.

² Il portafoglio di competenze del Commissario Timmermans include anche lo stato di diritto e la carta dei diritti fondamentali dell'Unione.

³ Nuovo impulso all'occupazione, alla crescita e agli investimenti; un mercato unico digitale connesso; un'Unione dell'energia resiliente con politiche lungimiranti in materia di cambiamenti climatici; un mercato interno più profondo e più equo con una base industriale più solida; un'Unione economica e monetaria più profonda e più equa, un accordo realistico e equilibrato di libero scambio con gli Stati Uniti; uno spazio di giustizia e di diritti fondamentali basato sulla reciproca fiducia; verso una nuova politica della migrazione; un ruolo più incisivo a livello mondiale; un'Unione di cambiamento democratico.

⁴ Proposta di Direttiva del Consiglio recante modifica della direttiva 2003/96/CE che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità, COM (2011) 169.

⁵ Legge 11 marzo 2014, n. 23, Delega al Governo recante disposizioni per un sistema fiscale più equo, trasparente e orientato alla crescita, pubblicata nella GU Serie Generale n. 59 del 12 marzo 2014.

Rinvio del pacchetto su economia circolare

L'altra proposta legislativa che è stata esclusa, almeno per il momento, dal programma di lavoro della nuova Commissione è quella che atteneva alla realizzazione dell'economia circolare⁶. Il pacchetto di proposte era stato presentato nel luglio 2014 (*Newsletter 178*) dall'allora Commissario all'ambiente Janez Potocnik e prevedeva obiettivi minimi di riciclaggio di almeno il 70% dei rifiuti urbani e dell'80% dei rifiuti da imballaggio al 2030 e il divieto di conferire in discarica i rifiuti riciclabili dal 2025. Le motivazioni fornite per l'abbandono del pacchetto sono state alquanto vaghe e hanno fatto riferimento principalmente alla volontà, da parte della Commissione, di presentare al più presto una nuova versione "più ambiziosa" del pacchetto, che affronti in modo più specifico le tematiche della progettazione eco-sostenibile dei prodotti e dell'utilizzo efficiente delle materie prime, oltre ai rifiuti.

L'abbandono del provvedimento è stato interpretato dal Parlamento e dal Consiglio dei Ministri UE (Consiglio) come una battuta d'arresto in campo ambientale, con il rischio che questa preluda a un passo indietro nel percorso di adozione di obiettivi di gestione dei rifiuti più ambiziosi. D'altra parte, anche l'Agenzia Europea dell'Ambiente (EEA) ha sottolineato che un provvedimento ambizioso in materia di economia circolare è oltremodo necessario. Presentando il suo rapporto quinquennale sullo stato e le prospettive per l'ambiente⁷, l'EEA ha affermato che, con le politiche ambientali attualmente in vigore, non sarà possibile raggiungere l'obiettivo di lungo termine che l'Unione Europea si è data al 2050 di "vivere all'interno dei limiti ecologici del pianeta"⁸. Nello specifico, il rapporto sostiene che la gestione dei rifiuti nei Paesi europei stia migliorando - sia pur con differenze rilevanti tra i singoli Paesi - grazie anche agli interventi normativi realizzati sinora, ma il raggiungimento di un'economia circolare rimane un obiettivo ancora lontano. Nel lungo periodo la produzione dei rifiuti in Europa rimarrà comunque elevata e sarà necessario rivoluzionare completamente il sistema della gestione dei rifiuti se s'intende raggiungere l'obiettivo di eliminare il conferimento in discarica dei materiali riciclabili.

Il Commissario all'ambiente si è impegnato a presentare una nuova proposta legislativa sull'economia circolare entro la fine del 2015. Resta da capire quanto il testo sarà veramente ambizioso e come si integrerà con le priorità politiche della Commissione.

L'Unione dell'energia

La principale proposta della nuova Commissione in ambito energetico-ambientale è il lancio del progetto sull'Unione dell'energia. L'obiettivo è riformare e riorganizzare la politica energetica al fine di ricomprendere al suo interno in modo organico le politiche su clima, efficienza e rinnovabili. Il Presidente della Commissione ha affidato a uno dei suoi vice-presidenti, lo slovacco Maroš Šefčovič, il compito di guidare il gruppo di commissari dedicato alla realizzazione di questo progetto. Il vicepresidente supervisiona e coordina il lavoro di 13 Commissari, tra cui il Commissario all'azione climatica e all'energia, il Commissario all'ambiente, agli affari marittimi e alla pesca, il Commissario all'agricoltura e allo sviluppo rurale e il Commissario ai trasporti.

L'idea di realizzare un'Unione dell'energia non è una novità, ma era già stata prefigurata durante la precedente legislatura dall'allora Presidente del Parlamento, il polacco Jerzy Buzek, e aveva trovato il supporto della precedente Commissione, prima di essere inserita nelle linee guida politiche della nuova Commissione ed essere fatta propria come priorità politica dall'attuale Presidente del Consiglio Europeo, il polacco Donald Tusk, che è tra i principali sostenitori del progetto. Il tema ha poi assunto rilevanza fondamentale in seguito al deteriorarsi dei rapporti tra Unione Europea e Russia a causa della crisi in Ucraina, che ha messo in luce ancora una volta i rischi insiti nella dipendenza europea dalle fonti energetiche fossili provenienti dalla Russia.

⁶ Per economia circolare, s'intende un modello di economia industriale che ha il suo baricentro nell'utilizzo efficiente delle risorse e che tende a superare il concetto stesso di rifiuto. Tale modello si basa, infatti, sulla gestione efficiente di due tipologie di materia: da un lato, i "materiali biologici" (cibo, scarti vegetali, legno e fibre tessili) che sono consumati e reintegrati completamente nella biosfera, e dall'altro, i "materiali tecnici" che sono gestiti, riutilizzati e riciclati continuamente in un sistema a ciclo chiuso. Ellen MacArthur Foundation, *Towards the circular economy*, vol.1, 2012.

⁷ European Environmental Agency, *The European environment state and outlook*, 2015.

⁸ Decisione n. 1386/2013/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 20 novembre 2013 su un programma generale di azione dell'Unione in materia di ambiente fino al 2020 «Vivere bene entro i limiti del nostro pianeta».

*La strategia della
Commissione*

La Strategia quadro presentata il 25 febbraio 2015 dalla Commissione, nella forma di Comunicazione alle altre istituzioni europee⁹, presenta le linee programmatiche volte alla realizzazione dell'Unione dell'energia e abbraccia un ventaglio molto ampio di materie sintetizzate in cinque settori chiave di intervento: la sicurezza degli approvvigionamenti, la piena integrazione del mercato europeo dell'energia, l'efficienza energetica, la decarbonizzazione dell'economia, la ricerca e innovazione in campo energetico.

*Continuità nella costruzione
del mercato interno
dell'energia*

Il documento in buona parte riprende quanto previsto in materia di diversificazione degli approvvigionamenti, infrastrutture energetiche strategiche e completamento del mercato interno dell'energia dalla Strategia europea di sicurezza energetica adottata dalla precedente Commissione nel maggio 2014¹⁰. Si prevede di rivedere l'attuale regolamento sulla sicurezza dell'approvvigionamento di gas, supportare gli investimenti nei progetti d'infrastrutture energetiche d'interesse comune (PIC) e sostenere la piena attuazione del Terzo Pacchetto sul mercato interno dell'energia. Riguardo quest'ultimo punto, la Commissione si rifà ai principi enunciati nel *Target Model* per quanto riguarda, in particolare, l'integrazione delle rinnovabili e la partecipazione attiva al mercato delle unità di consumo. Inoltre, si riafferma l'obiettivo minimo del 10% d'interconnessione per l'energia elettrica tra gli Stati membri¹¹, al fine di migliorare l'interscambio tra gli Stati membri dei *surplus* di energia rinnovabile e quindi migliorare l'autosufficienza energetica. Tale obiettivo era stato introdotto per la prima volta nel 2002 e non è mai stato raggiunto per la difficoltà di ricongiungere gli interessi nazionali divergenti.

*Totale aderenza al Pacchetto
Clima 2030*

In materia di lotta al cambiamento climatico, la Commissione conferma la totale continuità con gli obiettivi approvati lo scorso anno nell'ambito del Pacchetto Energia e Clima 2030 (*Newsletter 173 e 181*). Per quanto riguarda l'approccio da adottare per il conseguimento degli obiettivi prefissati, nel settore dell'efficienza energetica, la Commissione conferma l'intenzione di favorire interventi a livello dei singoli Stati membri, limitandosi a intervenire per creare un quadro normativo adeguato e a concedere finanziamenti per gli investimenti. Con riferimento all'energia da fonti rinnovabili, si ribadisce che i meccanismi nazionali di supporto alla produzione da queste fonti devono essere basati sul mercato e non creare distorsioni, in conformità alle pertinenti linee guida adottate dalla Commissione precedente (*Newsletter 177*). Infine, sul clima la Commissione auspica la riforma del meccanismo ETS (*Market Stability Reserve*), che è ora soggetta al voto del Parlamento (*Newsletter 173 e 181*). L'obiettivo di abbattimento delle emissioni al 2030 (-40%), votato lo scorso ottobre dal Consiglio, è richiamato in un'apposita comunicazione presentata contestualmente alla strategia sull'Unione dell'energia. Questa costituisce un documento preparatorio in vista dei negoziati sul clima che si terranno a Parigi nel dicembre 2015 durante la conferenza delle parti contraenti della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC).

*Maggiore centralizzazione
della politica energetica
europea*

Le principali novità contenute nella strategia per l'Unione dell'energia sembrano andare nella direzione di un rafforzamento del ruolo delle istituzioni europee nella gestione delle questioni energetiche. In particolare, la Commissione intenderebbe inserirsi nella fase di negoziazione degli accordi intergovernativi relativi all'acquisto di energia dai Paesi terzi, al fine di verificarne sin da subito la piena conformità al diritto UE in materia di mercato interno e sicurezza degli approvvigionamenti, acquisendo un potere di veto su quelli che si dovessero rivelare incompatibili. Al momento, le verifiche di conformità da parte della Commissione avvengono una volta che l'accordo è stato concluso, quando è difficile riaprire i negoziati e modificare i termini dell'accordo stesso. Inoltre, la Commissione si propone di valutare la possibilità di adottare meccanismi volontari di aggregazione della domanda per acquisti collettivi di gas, ma soltanto in due circostanze specifiche: in caso di crisi relativa alle forniture e per quanto riguarda gli Stati membri che dipendono da un unico fornitore.

⁹ Pacchetto "Unione dell'energia", comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio, al Comitato Economico e sociale, al Comitato delle regioni e alla Banca europea degli investimenti. Una strategia quadro per un'Unione dell'energia resiliente, corredata da una politica lungimirante in materia di cambiamenti climatici. COM (2015) 80.

¹⁰ Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo e al Consiglio, Strategia europea di sicurezza energetica. COM (2014) 330.

¹¹ Calcolata in riferimento alla capacità di produzione elettrica installata dagli Stati membri.

Quest'ultima proposta ha incontrato reazioni diverse tra i Governi degli Stati membri, con alcuni Paesi maggiormente dipendenti dalle forniture dalla Russia in favore dell'iniziativa e altri Paesi dell'Europa occidentale, come l'Italia, che sono preoccupati per le ripercussioni che tali meccanismi potrebbero avere sul libero mercato dell'energia.

Più poteri all'ACER

Per quanto riguarda la regolazione del mercato, la Commissione ritiene opportuno incrementare in modo significativo i poteri e il grado di indipendenza dell'Agenzia per la Cooperazione fra i Regolatori Nazionali dell'Energia (ACER) per consentirle di svolgere funzioni di regolazione a livello europeo. Si tratta di un'evoluzione importante, giacché oggi l'ACER dispone soltanto di poteri limitati e può soltanto emettere pareri e raccomandazioni¹². Si prevede, inoltre, una maggiore integrazione dei sistemi di trasmissione dell'energia e una "riqualificazione", in questo senso, delle reti europee dei gestori dei sistemi di trasmissione ENTSO-E / ENTSO-G, unitamente alla creazione di centri operativi regionali incaricati di pianificare e gestire i flussi transfrontalieri di elettricità e gas.

Dalla strategia all'azione

La Commissione dovrà riuscire a guadagnare l'appoggio del Consiglio, e quindi dei Governi nazionali, per tradurre la strategia sull'Unione dell'energia in provvedimenti legislativi concreti e raggiungere una reale integrazione nel settore dell'energia. Se è vero che nel complesso, il pacchetto non prelude a uno stravolgimento dei rapporti tra gli Stati membri e Bruxelles, le funzioni che la Commissione intenderebbe svolgere e la riorganizzazione del mercato dell'energia che si prefigura comportano comunque un certo grado di accentramento e cessione di sovranità, che potrebbe incontrare la resistenza dei Governi. In una prima riunione del Consiglio europeo, in data 19-20 marzo 2015, i Capi di Stato e di Governo hanno dato il loro consenso al progetto, ma hanno anche ribadito il diritto di ogni Stato membro a decidere il proprio *mix* energetico. Resta, infine, da capire il ruolo che le politiche ambientali svolgeranno all'interno del nuovo quadro. A tal proposito, per il momento, la strategia per l'Unione dell'energia contiene solo un generico riferimento alla volontà di creare sinergie tra le politiche di efficienza energetica, quelle di efficienza nell'uso delle risorse e l'economia circolare, compreso anche lo sfruttamento del potenziale del "*waste to energy*".

¹² L'ACER può prendere decisioni solo su richiesta delle autorità nazionali di regolazione o nel caso che queste non prendano decisioni entro un certo tempo limite.

MERCATO ELETTRICO

Capacity market al via in Italia e Francia

Mentre il regolatore italiano ha compiuto un passo in avanti in direzione di un avvio a disciplina semplificata entro settembre di quest'anno del capacity market a regime, in Francia è stato definitivamente confermato l'avvio del meccanismo di capacity obligation. L'eterogeneità dei meccanismi di remunerazione della capacità che si stanno diffondendo in Europa è tuttavia rischiosa per l'integrazione dei mercati elettrici europei. Standard di adeguatezza armonizzati in Europa, valutazioni integrate dell'adeguatezza e la concreta partecipazione della capacità estera ai meccanismi di remunerazione della capacità nazionali rappresentano delle possibili soluzioni.

Mentre diversi paesi europei hanno già proceduto all'approvvigionamento di capacità per l'adeguatezza o annunciato le date di concreto avvio dei propri meccanismi di remunerazione della capacità, anche in Italia l'avvio del *capacity market* a regime sembra imminente, seppure con molti elementi di incertezza. Recentemente l'Autorità ha infatti compiuto un passo in avanti con una specifica proposta sul tema, che è in attesa di approvazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico (MSE). Poiché questa proposta prevede lo svolgimento delle prime aste entro settembre di quest'anno, le tempistiche sono quindi strettissime: immaginando una prossima approvazione da parte di MSE, Terna dovrà rendere noti i parametri delle aste prima dell'estate. La fase attuale è quindi decisiva per la valutazione da parte degli operatori dell'eventuale opportunità di partecipazione alle aste e la calibrazione della migliore strategia di comportamento sui mercati, tenendo conto non solo della fortissima incertezza regolatoria, ma anche delle recenti dinamiche dei fondamentali che potranno impattare sullo scenario di mercato atteso (*Previsivo 34*).

La proposta dell'Autorità viene di seguito analizzata, prima di descrivere l'ultimo meccanismo di remunerazione della capacità implementato in Europa, ovvero quello francese, e di evidenziare i principali rischi per l'integrazione dei mercati elettrici europei posti dalla diffusione di meccanismi di remunerazione della capacità eterogenei e le principali soluzioni proposte a livello europeo per il loro coordinamento.

L'ultimo intervento del regolatore italiano

*Proposta di anticipazione del
capacity market*

Con il suo ultimo intervento sul tema (delibera 95/2015/1/eel), l'Autorità ha formalmente proposto al MSE l'anticipazione della piena attuazione del *capacity market* a regime, con riferimento sia al segmento per l'adeguatezza (*Newsletter 162, 178 e 179*), che a quello per la flessibilità (*Newsletter 178 e 179*), attraverso una fase di prima attuazione caratterizzata da una disciplina semplificata e dallo svolgimento delle prime aste entro settembre di quest'anno. Per l'Autorità, da un lato, una piena attuazione del *capacity market* a regime non sarebbe infatti ancora tecnicamente possibile: le ragioni non sono del tutto chiarite, ma le semplificazioni della fase di prima attuazione del meccanismo mostrano quali sono gli elementi ancora da incorporare nella metodologia di valutazione dell'adeguatezza. Dall'altro, la prima attuazione a disciplina semplificata apporterebbe al sistema almeno in parte dei benefici competitivi che il *capacity payment* transitorio non è affatto in grado di assicurare. In quanto non basato su meccanismi di mercato.

*Le semplificazioni per la
costruzione della curva di
domanda*

Affinché sia possibile lo svolgimento delle prime aste entro settembre 2015, Terna ha in particolare richiesto le seguenti semplificazioni relative in sostanza alla costruzione della curva di domanda elastica di capacità:

- il calcolo del beneficio atteso per il sistema in corrispondenza di un numero limitato di livelli di capacità
- il ricorso ad un modello di rete radiale, piuttosto che ad un modello a rete magliata, per la suddivisione in aree della rete rilevante
- la stima su base conservativa dei limiti di transito tra aree di rete, anche se non viene specificato il criterio che sarà adottato.

Non è tuttavia ancora noto con chiarezza se le aste saranno svolte a livello zonale, macrozonale o nazionale.

BOX 1***É possibile simulare il risultato delle aste del capacity market?***

Considerato l'imminente avvio del *capacity market* a regime entro settembre di quest'anno, nei prossimi mesi gli operatori saranno chiamati a prendere diverse decisioni strategiche per il loro futuro. Dovranno infatti decidere se partecipare o meno alle aste del nuovo mercato e in caso positivo quale strategia di offerta adottare nell'ambito di queste aste. Queste decisioni dovranno peraltro essere calibrate rispetto allo scenario di mercato atteso per il futuro e in particolare per gli anni di *delivery* delle prime aste di capacità.

Per l'assunzione di queste decisioni è dunque fondamentale la possibilità o meno di simulare il risultato delle prime aste del nuovo mercato. A tal fine, REF-E ha sviluppato una specifica metodologia che a partire da una serie di simulazioni effettuate con il modello Elfo++ consente di stimare esplicitamente sia la curva di domanda elastica di capacità di Terna, che la curva di offerta di capacità degli operatori, tenuto conto dello scenario di mercato atteso e naturalmente dei vincoli regolatori fissati dall'Autorità, quali ad esempio la presenza di *cap* e *floor* al premio annuo riconoscibile alla capacità esistente e l'inclusione su base stocastica della domanda e della capacità estera come offerta a prezzo nullo ad incremento della curva di offerta.

In particolare, le simulazioni dei risultati di MGP e MSD effettuate con il modello Elfo++ consentono di stimare anche i costi su tali mercati, che rientrano nella determinazione delle curve di costo totale di sistema parametriche rispetto a un dato livello di premio annuo. I punti di minimo di tali curve e i corrispondenti livelli di premio annuo rappresentano le soluzioni ottime per Terna ai fini dell'approvvigionamento della capacità, sulla base delle quali è possibile costruire le curve di domanda di capacità.

I risultati attesi sui mercati per ciascun impianto stimati attraverso le simulazioni di MGP e MSD effettuate sempre con il modello Elfo++ consentono d'altro canto di inferire anche il premio annuo verosimilmente richiesto dagli operatori per ciascuno dei propri impianti partecipanti alle aste. Questo premio potrà in particolare collocarsi tra un livello minimo che garantisce all'operatore una remunerazione almeno pari a quella attesa sui mercati in assenza di *capacity market* e un livello massimo che garantisce invece all'operatore la piena copertura dei propri costi fissi.

Gli incroci tra le curve di domanda di capacità di Terna e le curve di offerta di capacità degli operatori così determinate rappresenteranno infine gli equilibri delle aste, con dei corrispondenti livelli di capacità approvvigionata e livelli di premio annuo in esito al meccanismo.

Uno svolgimento semplificato delle aste

Terna ha inoltre richiesto le seguenti semplificazioni riguardo lo svolgimento delle aste:

- un numero massimo di offerte per unità pari a 5 (invece di 10)
- un numero massimo di sessioni d'asta pari a 11 (invece di 21)
- una riduzione minima dei prezzi offerti dalle unità in una sessione d'asta rispetto a quella precedente del 10% (invece del 5%).

Le ragioni di queste semplificazioni non sono esplicitate, ma sembrano riconducibili a ragioni pratiche di gestione delle aste.

La semplificazione del sistema di garanzie

Riguardo il sistema di garanzie necessarie per partecipare al meccanismo, Terna ha infine richiesto la sostituzione transitoria del meccanismo di marginazione con l'adeguamento del contributo al Fondo di Garanzia. Il meccanismo di marginazione terrebbe conto dell'evoluzione delle condizioni di mercato e dell'esposizione potenziale cui Terna è soggetta, ma presupporrebbe il calcolo giornaliero dell'esposizione potenziale verso ogni operatore. La sostituzione transitoria di questo meccanismo rende più rigido e potenzialmente più rischioso il sistema di garanzie, ma eviterebbe l'implementazione di un sistema di *mark-to-market* giornaliero di difficile gestione da parte di Terna in breve tempo.

Periodi di consegna annuali e orizzonti di pianificazione crescenti

Oltre alle semplificazioni richieste da Terna, per consentire la prima attuazione del *capacity market* a regime anche l'Autorità ha proposto alcune modifiche transitorie della disciplina. Più in dettaglio:

- la modifica dei periodi di consegna da triennali in annuali, con decorrenza del primo periodo di consegna dall'1 gennaio 2017 e termine dell'ultimo periodo di consegna non oltre il 31 dicembre 2020
- la definizione di orizzonti di pianificazione inferiori rispetto a quelli quadriennali, comunque non inferiori all'anno e crescenti per i periodi di consegna successivi al primo, in modo tale da massimizzare la concorrenza potenziale della capacità nuova entrante; ne deriva dunque un periodo di pianificazione di
 - un anno per il periodo di consegna 2017
 - due anni per il periodo di consegna 2018
 - tre anni per il periodo di consegna 2019
 - quattro anni per il periodo di consegna 2020.

Inclusione della domanda e della capacità estera su base stocastica

Le ulteriori modifiche proposte dall'Autorità riguardano:

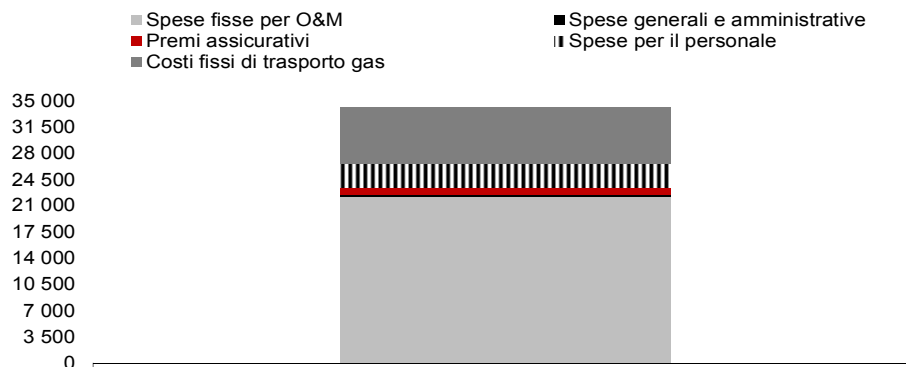
- l'inclusione su base stocastica della domanda come offerta a prezzo nullo ad incremento della curva di offerta; anche se attualmente la domanda non partecipa direttamente né a MSD, né al *capacity market*, poiché tuttavia offre servizi di regolazione attraverso l'interrompibilità (*Newsletter* 182-183) Terna deve comunque tenere conto di questa risorsa nella definizione del livello di adeguatezza richiesto
- l'inclusione su base stocastica della capacità estera anche in tal caso come offerta a prezzo nullo ad incremento della curva di offerta, in attesa che Terna concluda gli accordi con i TSO esteri interessati.

Dettagli su cap e floor al premio annuo

L'Autorità ha infine fissato alcuni criteri per la futura determinazione del *cap* e del *floor* al premio annuo riconoscibile alla capacità esistente. In particolare, il *cap* sarà fissato in modo conservativo pari al costo fisso del nuovo entrante calcolato da Terna nell'ambito della definizione della curva di domanda di capacità; questo valore sarà però ridefinito a partire dalla prima asta della fase di piena attuazione del *capacity market* a regime. Il *floor* sarà invece commisurato ai costi fissi evitabili del CCGT, indicata dall'Autorità come la tecnologia marginale del parco ottimo futuro, caratterizzata dal maggiore rischio di mancata copertura di questi costi.

Secondo le stime REF-E per il parco CCGT i costi fissi ammontano mediamente a circa 34,000 euro/MW/anno, riconducibili per circa 22,000 euro/MW/anno alle spese fisse per *operations & maintenance*, per circa 7,500 euro/MW/anno ai costi fissi di trasporto gas, per circa 3,000 euro/MW/anno alle spese per il personale e per la quota restante alle spese generali e amministrative e ai premi assicurativi (**Figura 1**).

Figura 1. Costi fissi di un impianto CCGT medio
(€/MW/anno)



Fonte: Stime REF-E

I costi evitabili dovrebbero corrispondere con le spese che non verrebbero più sostenute in caso di messa in conservazione dell'impianto, presumibilmente rappresentate dai costi fissi di trasporto gas, da buona parte delle spese fisse per *operations & maintenance* ed eventualmente anche dalle spese per il personale, sebbene queste siano più difficilmente valutabili per le connesse ripercussioni sociali e sindacali.

In ogni caso, sebbene le *Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020* della Commissione Europea prevedano che i meccanismi di remunerazione della capacità debbano essere disegnati in modo tale da garantire che il prezzo della capacità tenda automaticamente a zero quando la capacità disponibile è sufficiente a soddisfare la capacità richiesta (*Newsletter 177*). Al riguardo, l'Autorità prova a giustificare la presenza del *floor* mediante argomentazioni non troppo approfondite e che non è detto saranno condivise dalla Commissione Europea.

In particolare, l'Autorità precisa che la presenza del *floor* è finalizzata a mitigare il rischio derivante dal fatto che:

- da un lato, la vita utile della capacità è tipicamente ultraventennale
- dall'altro, i prodotti scambiati sul *capacity market* consentono agli operatori di coprirsi in ciascuna asta madre solo per una quota parte della vita utile (pari alla durata del prodotto) ed eventualmente per una quota parte della capacità qualificata.

In assenza di un *floor*, l'operatore sarebbe quindi esposto al rischio di avere solo quota parte della vita utile della propria capacità coperta dalla durata del prodotto e al rischio di incorrere in perdite nelle aste di aggiustamento nel caso in cui volesse dismettere la propria capacità.

Rinviata la riforma di MSD

Se MSE dovesse approvare la proposta dell'Autorità, le prime aste del *capacity market* a regime si svolgerebbero dunque prima della riforma di MSD, nonostante l'Autorità stessa su richiesta degli operatori avesse inizialmente deciso di subordinare l'avvio del *capacity market* a regime all'approvazione delle caratteristiche dei servizi di flessibilità previste dalla riforma di MSD (*Newsletter 176 e 179*). Tuttavia, affinché sia coerente con la regolazione europea e in particolare con il Codice di Rete in materia di *Electricity Balancing* redatto da ENTSO-E, ma ancora in fase di approvazione, la riforma di MSD non potrà essere secondo l'Autorità definita prima di metà anno. Ciò nonostante, l'Autorità ritiene comunque possibile istituire il segmento per la flessibilità del *capacity market* a regime e conseguentemente avviare questo mercato anche in assenza di una preventiva riforma di MSD, purché il prodotto flessibile venga definito in modo tale che si adatti a differenti configurazioni dei servizi.

E il capacity payment per la capacità flessibile?

A fine giugno 2014, l'Autorità aveva indirizzato al MSE anche una proposta di integrazione del *capacity payment* transitorio ai fini di un'esplicita remunerazione della capacità flessibile (*Newsletter 178 e 179*) secondo la quale, sulla base di un'apposita analisi riguardo la domanda di capacità flessibile per il 2017, Terna avrebbe dovuto approvvigionare dagli operatori le opzioni sulla capacità flessibile per il triennio 2015-2017 attraverso un meccanismo di aste al ribasso con premio marginale. Questo meccanismo era verosimilmente finalizzato a coprire il periodo di transizione fino all'avvio sia del segmento per l'adeguatezza, che di quello per la flessibilità del *capacity market* a regime, le cui prime aste avrebbero dovuto svolgersi originariamente tra la fine del 2012 e l'inizio del 2013 in modo tale da garantire un orizzonte di programmazione quadriennale rispetto al primo periodo di consegna fissato per il triennio 2017-2019. Sebbene il *capacity payment* per la capacità flessibile non sia esplicitamente citato nell'ultimo intervento dell'Autorità, la previsione di una fase di prima attuazione del *capacity market* a regime con svolgimento delle prime aste entro settembre 2015 e primo periodo di consegna annuale al 2017 dovrebbe tuttavia escludere ulteriori passi in avanti in direzione del *capacity payment* per la capacità flessibile, a meno che sempre entro quest'anno non si svolgano anche le aste di questo meccanismo transitorio. In ogni caso, non vi sono notizie ufficiali in proposito.

La remunerazione della capacità in Francia Prima delivery nell'inverno 2016-2017

Mentre in Italia l'avvio del *capacity market* a regime (seppure a disciplina semplificata) sembra imminente seppure con notevole incertezza regolatoria, dopo lo svolgimento delle prime aste del *capacity market* del Regno Unito (*Newsletter 184*) e l'approvvigionamento da parte di Elia di 800 MW annui di riserve strategiche per il triennio che parte dal 1 novembre 2014, l'avvio di un meccanismo di remunerazione della capacità è stato definitivamente confermato anche in Francia con *delivery* a partire dall'inverno 2016-2017.

Le stime del rischio di carenza di generazione

In questo paese la ragione dell'introduzione di un meccanismo di remunerazione della capacità è rappresentata dalla necessità di garantire l'adeguatezza dell'offerta a fronte del picco di domanda. Secondo il *Generation Adequacy Report 2014* di RTE, tra il 2015 e il 2018 la Francia sarà infatti esposta al rischio di una carenza di generazione in caso di un picco di freddo in linea con il picco dell'ultimo decennio, a causa di una combinazione di diversi fattori, come ad esempio l'accelerazione del *mothballing* dei CCGT, la progressiva chiusura degli impianti a carbone fino al 2015, seguita dalla chiusura degli impianti a olio combustibile fino al 2016. In particolare, il peggioramento della sicurezza degli approvvigionamenti è stato stimato attorno a 900 MW per l'inverno 2015-2016, 2.000 MW per l'inverno 2016-2017 e 800 MW per l'inverno 2017-2018.

Un meccanismo basato sulle capacity obligation

Visti i rischi di carenza di generazione in corrispondenza del picco di domanda, già nel 2010 il governo francese aveva approvato una legge di disciplina della nuova organizzazione del mercato elettrico nazionale (Loi 2010-1488¹) mediante la quale, da un lato, è stato definito il disegno generale del meccanismo di remunerazione della capacità, dall'altro, è stata attribuita a RTE il compito di definire le norme di dettaglio del meccanismo stesso. In linea con quanto stabilito dal Governo, il meccanismo di remunerazione della capacità francese si basa sul sistema delle *capacity obligation*. I fornitori dovranno pertanto dimostrare annualmente di essere in grado di coprire i prelievi dei propri clienti durante i periodi di picco di domanda attraverso l'attribuzione di specifici obblighi di capacità, con la possibilità tuttavia di ridurli facendo ricorso a interventi di *demand side management* che agiscono sul picco di domanda stesso. Nei periodi di picco di domanda, i produttori e gli operatori lato domanda dovranno invece fornire prova della effettiva disponibilità della loro capacità attraverso l'assegnazione da parte di RTE di certificati di capacità, negoziabili sul nuovo mercato, sulla base del loro specifico contributo all'adeguatezza durante i periodi di picco di domanda stessi. L'equilibrio tra domanda e offerta di questo nuovo mercato darà luogo a un prezzo corrispondente al valore di un MW aggiuntivo di capacità ai fini dell'adeguatezza del sistema. In caso di eccesso di capacità questo prezzo sarà dunque molto basso o addirittura nullo, mentre in caso di carenza di capacità il prezzo sarà elevato e di conseguenza incentiverà eventuali investimenti in capacità di generazione e interventi di *demand side management* in grado di modificare l'andamento dei consumi durante i periodi di picco di domanda.

¹ Loi 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité.

Scambi bilaterali

Almeno inizialmente, lo scambio dei certificati di capacità avverrà solo attraverso scambi bilaterali da notificare a RTE in modo tale che possa modificare le diverse posizioni degli operatori nel registro dei certificati di capacità stessi. Poiché tuttavia gli scambi bilaterali di prodotti di lungo termine, come i certificati di capacità, sono tipicamente caratterizzati da scarsa liquidità potrà in futuro essere sviluppata una specifica piattaforma di scambio. La legislazione francese peraltro prevede che nel caso in cui tale piattaforma di scambio non dovesse emergere per effetto di iniziative private e il regolatore dovesse raccomandarne la creazione, il Ministero dell'Energia potrà organizzare un apposito bando di gara. Al riguardo, EPEX Spot ha già espresso il proprio interesse a istituire un'apposita piattaforma di scambio dei certificati di capacità francesi.

Il coordinamento dei meccanismi di capacità in Europa

Svezia e Germania

Oltre ai casi di Belgio, Gran Bretagna, Francia e Italia, i meccanismi di remunerazione della capacità sono attualmente al centro del dibattito anche in altri paesi europei. Ad esempio, in Svezia vi è un sistema di riserve strategiche approvvigionate attraverso gare pubbliche che si svolgono annualmente al fine di evitare una carenza di generazione nei periodi di picco di domanda della stagione invernale. Gli operatori selezionati attraverso questo meccanismo ricevono così una remunerazione fissa per la sola disponibilità di capacità e una remunerazione variabile in caso di attivazione della capacità stessa. Il meccanismo di remunerazione della capacità svedese sarà tuttavia in vita fino al 2020. In Germania invece con il recente documento *An Electricity Market for Germany's Energy Transition* il Ministero Federale per gli Affari Economici e l'Energia ha nuovamente rilanciato il dibattito sull'opportunità o meno di introdurre nel disegno di mercato anche un meccanismo di remunerazione della capacità.

Rischi per il processo di integrazione dei mercati europei

Le specificità nazionali stanno dunque dando luogo in Europa all'implementazione o alla proposta di implementazione di una serie di meccanismi di remunerazione della capacità tra loro fortemente eterogenei.

Figura 2. Meccanismi di remunerazione della capacità in Europa



Fonte: ACER

Questa eterogeneità, da un lato, sembra essere inevitabile per la difficoltà di concepire un meccanismo di remunerazione della capacità europeo adatto per tutti gli stati membri, dall'altro, rappresenta certamente un ostacolo per il processo di convergenza verso un mercato elettrico europeo integrato. In particolare, l'eterogeneità dei meccanismi di remunerazione della capacità potrebbe comportare uno sviluppo non ottimale del sistema elettrico integrato europeo, con conseguenti impatti sui mercati dell'energia.

La necessità di una valutazione integrata dell'adeguatezza

Con riferimento alla prima problematica, alla base dei diversi meccanismi di remunerazione della capacità implementati o in via di implementazione in Europa vi sono generalmente diverse metriche e *standard* di adeguatezza del sistema adottati dai singoli TSO. Da questo punto di vista, un'armonizzazione a livello europeo della metodologia di valutazione dell'adeguatezza

potrebbe rappresentare un miglioramento rispetto alla situazione attuale. È questa la direzione verso cui sta peraltro lavorando ENTSO-E attraverso una serie di consultazioni pubbliche indirizzate a raccogliere il parere degli *stakeholder*. Recentissima è inoltre la pubblicazione, da parte dei gestori di rete di Austria, Belgio, Francia, Germania, Lussemburgo, Olanda e Svizzera, del primo documento di valutazione dell'adeguatezza della capacità di generazione su scala regionale in cui viene peraltro utilizzata la metodologia proposta da ENTSO-E a livello europeo e basata su un approccio probabilistico.

La partecipazione della capacità estera

Con riferimento al problema degli impatti sui mercati dell'energia, l'introduzione dei meccanismi di remunerazione della capacità solo in alcuni paesi europei o l'introduzione in questi paesi di meccanismi di remunerazione della capacità eterogenei potrebbe dare luogo a flussi di import/export di energia elettrica tra paesi non ottimali. Al riguardo, per minimizzare gli impatti sui mercati dell'energia dei meccanismi di remunerazione della capacità è ritenuta essenziale la partecipazione a tali meccanismi anche della capacità estera. Questa sembra essere la posizione anche di ENTSO-E che nel recente *policy paper* in tema di *Cross-Border Participation to Capacity Mechanisms* ha identificato i seguenti principi generali per un'adeguata partecipazione della capacità estera ai meccanismi di remunerazione della capacità:

- la consistenza con il *target model* per l'integrazione dei mercati elettrici europei, in modo tale da minimizzare le distorsioni degli scambi *cross-border*
- la consistenza con le politiche nazionali sull'adeguatezza del sistema, tenendo adeguatamente conto dei flussi *cross-border* nei *target* di adeguatezza
- la remunerazione di tutte le capacità secondo il loro contributo all'adeguatezza, senza alcuna discriminazione tra capacità nazionale e capacità estera
- la corretta valutazione dei limiti alla capacità *cross-border*, soprattutto durante gli eventi di scarsità
- il coordinamento regionale durante la fase di disegno e implementazione dei meccanismi di remunerazione della capacità
- il ricorso a soluzioni graduali e pragmatiche per la concreta implementazione della partecipazione della capacità estera ai meccanismi di remunerazione della capacità.

Poiché il loro ruolo è cruciale ai fini della partecipazione della capacità estera ai meccanismi di remunerazione della capacità, ENTSO-E ha anche sottolineato l'importanza di una maggiore chiarezza circa le responsabilità dei TSO anche ai fini del loro coordinamento con Commissione Europea, governi nazionali, ACER, regolatori nazionali e gli altri *stakeholder*.

Analisi statistica e novità dal mercato

I risultati di Terna indicano una lieve ripresa dei consumi elettrici: in febbraio il dato è positivo, ma depurato dagli effetti della temperatura riporta l'ennesimo calo, mentre i primi dati di marzo sono nuovamente positivi. Leggero aumento tendenziale anche per la produzione nazionale: il termoelettrico riempie lo spazio lasciato dalla diminuzione dell'idroelettrico, mentre il solare continua a riportare una crescita tendenziale importante. Il PUN torna a scendere dopo l'aumento di febbraio anche se rimane superiore ai livelli dello scorso anno. L'avvio del Market Coupling permette alcune analisi sui flussi e sui prezzi, in particolare aumenta la convergenza tra prezzo Nord e Francia. Sui mercati a termine le quotazioni tornano su un trend in discesa.

A febbraio segnali di ripresa dei consumi

Lieve ripresa per la domanda elettrica nel mese di febbraio, anche se il dato depurato dall'effetto delle temperature indica un calo, seppur leggero (-0.7%). L'aumento dei consumi si è concentrato nel Centro Sud Italia e nelle isole, con la Sicilia che ha registrato un +6%. Il maggior utilizzo del riscaldamento elettrico può spiegare in parte la ripresa della domanda in queste regioni e i dati dei prossimi mesi confermeranno se e dove la ripresa è strutturale piuttosto che contingente.

I dati disponibili per il mese in corso indicano il proseguimento della ripresa dei consumi: il dato sul carico fornito da Terna è maggiore del +1% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, a parità di giorni lavorati.

Lieve ripresa per la produzione nazionale

L'aumento dei consumi elettrici si tramuta in una crescita della produzione nazionale, ma di entità ancora più lieve rispetto al lato domanda (+0.2%) a causa della forte diminuzione nei consumi dei pompaggi: i dati sulla richiesta elettrica precedentemente riportati sono infatti al netto di questi consumi.

Per quanto riguarda le fonti di generazione, gli impianti termoelettrici segnano un aumento superiore al 7% grazie alla contrazione della produzione eolica (-1.5%) e quella ancor più netta della produzione idroelettrica (-25%) rispetto a un anno fa quando le abbondanti piogge avevano consentito una produzione idroelettrica eccezionale. Il confronto con il 2013, infatti, indica un aumento per il dato di febbraio del +6%. Continua a riportare aumenti importanti anche la produzione fotovoltaica che nei primi due mesi ha prodotto 500 GWh in più rispetto allo stesso periodo del 2014 grazie all'aumento della potenza installata, ma anche a un migliore irraggiamento.

L'import netto è in leggera diminuzione (-0.3%) a causa delle esportazioni verso la Grecia che hanno fatto quadruplicare l'export rispetto a dodici mesi fa (quando il cavo con la Grecia era in manutenzione). Le importazioni hanno registrato un aumento di quasi il 5%.

PUN in rialzo

A febbraio il PUN ha registrato un valore medio di 54.50 €/MWh con un aumento di oltre 3 €/MWh su base tendenziale. La variazione del PUN è spiegata principalmente dalla crescita dei volumi acquistati nelle zone Centro Nord, Centro Sud e Sud per un totale di quasi 1 TWh rispetto allo scorso anno. In particolare, le zone Centro Nord e Centro Sud hanno ricorso ai flussi in import da Nord e da Sud, tant'è che la zona Centro Nord ha registrato il prezzo maggiore della penisola (54.9 €/MWh).

Anche a marzo il prezzo PUN è in aumento tendenziale con +1.5 €/MWh e un valore medio oltre i 49 €/MWh. In realtà tutti i prezzi zionali sono in aumento tendenziale, a eccezione della Sicilia dove i prezzi sono calmierati. Il contenimento amministrato del prezzo della Sicilia riduce anche il PUN: prendendo in esame il periodo dal 1 febbraio al 15 marzo 2015 il prezzo medio del PUN è stato di 52.8 €/MWh mentre il prezzo medio zonale siciliano è stato di 55.2 €/MWh. Nello stesso periodo del 2014 la media siciliana è stata di 78.6 €/MWh; sostituendo quest'ultimo valore ai 55.2 €/MWh si otterrebbe un PUN teorico pari a 54.1 €/MWh: una differenza di oltre 1.3 €/MWh su quello vero.

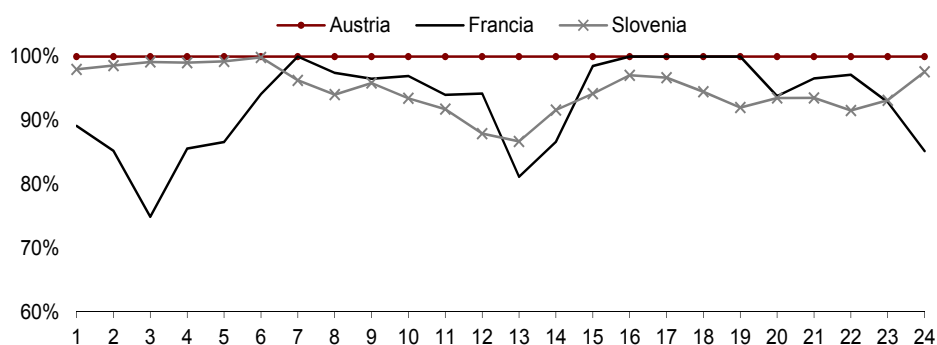
Per quanto riguarda le altre zone, il PUN è sostenuto dalla zona Nord, che è importatrice netta e registra il più alto prezzo zonale della penisola (51.3 €/MWh), e dalla zona Sud che riporta l'aumento tendenziale maggiore (+17%) rispetto a un anno fa, quando il grande apporto delle rinnovabili aveva depresso il prezzo in quella zona.

Analizzando le variazioni tendenziali dei volumi zionali acquistati su MGP, l'Italia è divisa in due: la zona Nord e le isole con una diminuzione di 938 GWh, contro le zone Centro Nord, Centro Sud e Sud con un aumento di 927 GWh. Tali dati sono coerenti con i segnali di ripresa dei consumi riportati da Terna. Fanno eccezione le isole; sebbene i volumi acquistati su MGP siano in calo, le prime stime sui consumi finali segnalano appunto un aumento.

L'avvio del Market Coupling

L'allargamento del *Market Coupling* (MC) a Francia e Austria è ormai attivo da diverse settimane. Il questo periodo, la capacità disponibile con l'Austria è stata saturata nel 100% delle ore, a seguito di uno spread costantemente positivo tra il mercato italiano e quello austriaco. Con Slovenia e Francia invece la capacità non è sempre saturata, anche se ciò avviene nella maggior parte delle ore, rispettivamente nel 69% e 77% dei casi. La capacità è comunque sfruttata quasi completamente: i profili medi orari indicano che il transito con la Francia è sfruttato al minimo durante le ore di basso carico notturne e nelle ore centrali (viene utilizzato in media tra il 70% e l'85% della capacità), mentre con la Slovenia solo nelle ore centrali della giornata meno del 90% della capacità viene sfruttata (**Figura 1**). Nelle ore in cui la capacità non viene sfruttata completamente si ha una convergenza tra i prezzi della zona Nord e quelli di Francia o Slovenia, ma anche in questi casi il flusso rimane in import per la zona Nord, con la sola eccezione, nelle prime due settimane di marzo, dell'ora 12 del primo marzo in cui la soluzione dell'algoritmo europeo ha previsto un export di 38 MWh verso la Slovenia.

Figura 1. Profilo orario dello sfruttamento dei limiti di interconnessione
(%) Media aritmetica



Ultimo dato 15/03/2015

Fonte: GME

Rispetto ai risultati antecedenti al MC, si osserva una modifica negli scambi con la Francia. Se prima dell'inizio del MC era frequente l'import antieconomico (17% delle ore da inizio 2015), ovvero di un import da parte della zona Nord nonostante il prezzo fosse inferiore a quello francese, da fine febbraio questo fenomeno è sparito (proprio grazie all'efficienza del MC) e in compenso è diventato più frequente osservare una convergenza tra prezzo Nord e prezzo Francia (**Tabella 1**). D'altra parte, in presenza di un differenziale di prezzo, lo sfruttamento della NTC è totale, mentre prima del MC, sempre per gli scambi con la Francia, raggiungeva solo il 92% del totale. Questa variazione potrebbe significare un aumento dell'import dalla Francia di circa 1 TWh rispetto ad una situazione senza MC.

Infine, con marzo sono iniziati i tagli alla NTC operati da Terna nei giorni festivi che riducono la capacità in import fino al 65% rispetto ai giorni feriali, aumentando la divergenza dei prezzi.

Tabella 1. Variazione
(%)

	Austria		Francia		Slovenia	
	Import antieconomico	Prezzo uguale	Import antieconomico	Prezzo uguale	Import antieconomico	Prezzo uguale
Pre-MC	0%	0%	17%	0%	0%	25%
Post-MC	0%	0%	0%	23%	0%	27%

Ultimo dato 15/03/2015

Fonte: GME e borse europee

L'eclissi ha messo alla prova il sistema europeo

I sistemi elettrici europei sono stati messi alla prova dall'eclissi solare del 20 marzo. Gli studi preliminari, in particolare quello di ENTSO-E, avevano messo in guardia i vari TSO dalle difficoltà che l'eclissi avrebbe causato, soprattutto in Germania e Italia dove la capacità fotovoltaica installata è maggiore. ENTSO-E aveva stimato in quasi 35 GW la possibile variazione, a livello europeo, dell'apporto degli impianti fotovoltaici invitando i vari TSO a coordinarsi al meglio per scongiurare qualsiasi distacco.

Grazie anche alle condizioni meteo l'effetto dell'eclissi è stato inferiore a quello preventivato: i dati ufficiali parlano di una riduzione di 15 GW e di un successivo aumento di 25 GW, in Italia le variazioni sono state di -2 e +5 GW. Terna, oltre ad un coordinamento con i gestori di rete europei, ha messo in campo altre misure conservative non ripetute negli altri paesi: ha potuto staccare dalla rete circa un quarto della potenza fotovoltaica e inoltre l'Italia è stato l'unico paese a ridurre la capacità transfrontaliera durante le ore dell'eclissi per avere in esito a MGP più impianti programmabili accesi. Questa misura ha ovviamente avuto una ripercussione sul prezzo PUN che è salito a 61.57 €/MWh contro una media settimanale di 52.61 €/MWh.

In calo le quotazioni a termine su tutti i mercati europei

Le quotazioni a termine registrate nel mese di marzo riportano una tendenza al ribasso dopo la ripresa del mese di febbraio. L'unica scadenza che segna un leggero aumento è quella per il prossimo trimestre, che al momento viene scambiato a 46.43 €/MWh. Le quotazioni per i *forward* per il terzo e quarto trimestre sono rispettivamente di 49 e 52 €/MWh, una diminuzione superiore al -1% rispetto a febbraio. Il *Cal'16* ritorna sotto i 47 €/MWh, rimanendo comunque superiore ai livelli registrati a inizio anno. Gli scambi su IDEX nel prime settimane di marzo sono molto limitati e le quotazioni si riferiscono al prezzo di controllo più che a scambi effettivamente registrati.

A pesare sulle contrattazioni su IDEX è l'offerta dei medesimi prodotti fatta dalla borsa tedesca EEX. Da circa un anno infatti su EEX è possibile contrattare *futures* con *settlement* finanziario e sottostante il PUN con una profondità di scadenze fin da ora superiore a quella presente su Borsa Italiana. Lo spostamento di liquidità è dovuta essenzialmente ai minori costi di transazione sulla borsa tedesca e al fatto che molti *trader* attivi su IDEX erano già abilitati a operare anche su EEX, una delle piattaforme più liquide per il *trading* di gas ed energia elettrica a livello continentale.

Sui mercati francese e tedesco si registrano ribassi più marcati. I trimestrali tedeschi al momento vengono quotati a 31, 32 e 35 €/MWh mentre quelli francesi a 33, 32 e 46 €/MWh. Tornano a scendere anche i *Calendar* riportandosi sui valori registrati in gennaio: il *Cal'16* tedesco ha una quotazione di poco superiore i 32 €/MWh mentre quello francese torna sotto i 39 €/MWh.

Domanda e offerta

Tabella 2. Domanda e offerta di energia elettrica
(GWh e variazioni tendenziali)

	feb-15	feb-14	Var. %
Domanda	25 186	25 020	0.7%
- Nord	11 614	11 715	-0.9%
- Centro	7 513	7 494	0.3%
- Sud	3 721	3 577	4.0%
- Isole	2 338	2 234	4.7%
Produzione netta	20 853	20 820	0.2%
- Idroelettrico	3 223	4 296	-25.0%
- Termoelettrico	14 382	13 384	7.5%
- Geotermoelettrico	448	414	8.2%
- Eolico	1 513	1 538	-1.6%
- Fotovoltaico	1 287	1 188	8.3%
Saldo estero	4 434	4 448	-0.3%

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

Tabella 3. Domanda e offerta di energia elettrica cumulata
(GWh e variazioni tendenziali)

	2015*	2014*	Var. %
Domanda	51 603	51 758	-0.3%
- Nord	23 759	24 339	-2.4%
- Centro	15 297	14 806	3.3%
- Sud	7 706	7 839	-1.7%
- Isole	4 841	4 774	1.4%
Produzione netta	42 679	43 762	-2.5%
- Idroelettrico	6 344	8 398	-24.5%
- Termoelettrico	29 582	29 328	0.9%
- Geotermoelettrico	947	877	8.0%
- Eolico	3 389	3 191	6.2%
- Fotovoltaico	2 417	1 968	22.8%
Saldo estero	9 191	8 675	5.9%

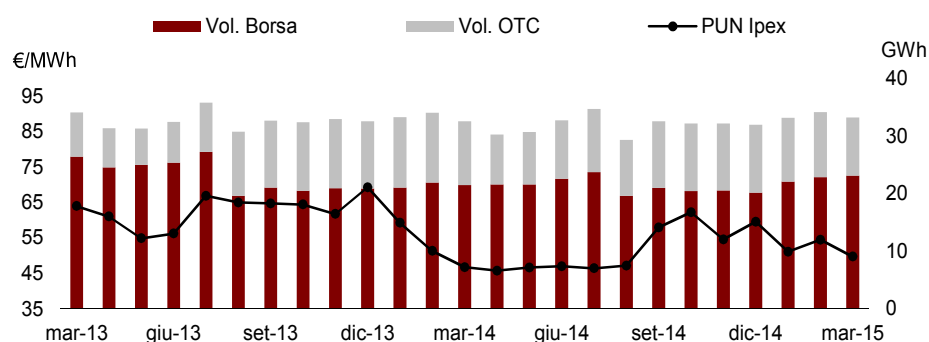
* Gennaio-Febbraio

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

Prezzi Italia

Mensili orari

Figura 2. MGP: prezzi e fabbisogno orari mensili
(€/MWh e GWh) Media aritmetica oraria

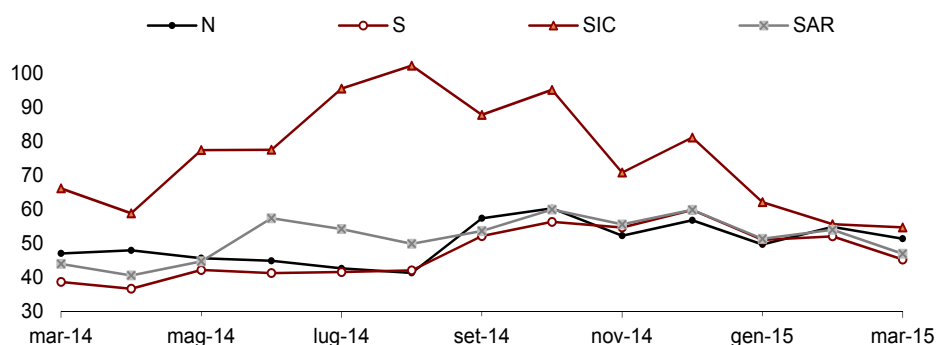


Ultimo dato 15/03/2015

Fonte: GME

Baseload zonale

Figura 3. MGP: prezzi baseload zonali
(€/MWh) Media aritmetica

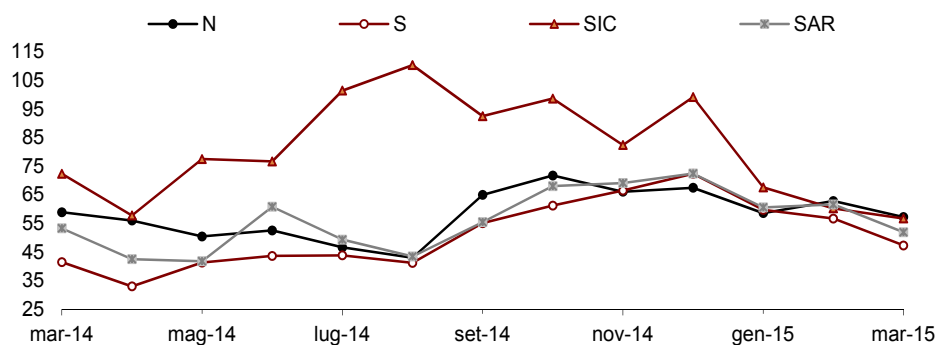


Ultimo dato 15/03/2015

Fonte: GME

Peakload zonale

Figura 4. MGP: prezzi peakload zonali
(€/MWh) Media aritmetica

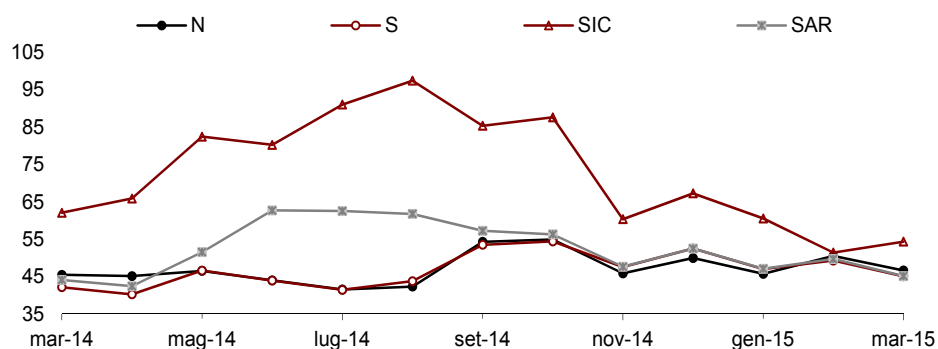


Ultimo dato 15/03/2015

Fonte: GME

Off-peak zonale

Figura 5. MGP: prezzi off-peak zonali
(€/MWh) Media aritmetica

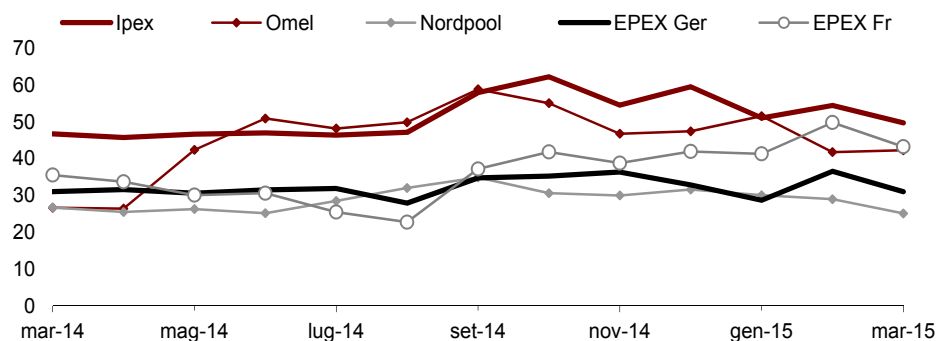


Ultimo dato 15/03/2015

Fonte: GME

Prezzi Europa

Figura 6. Borse europee: prezzi baseload
(€/MWh) Media aritmetica

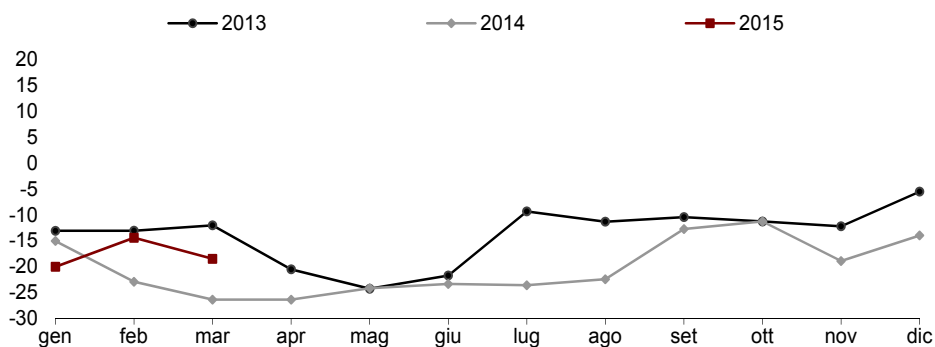


Ultimo dato 15/03/2015

Fonte: Borse Europee

Spark spread

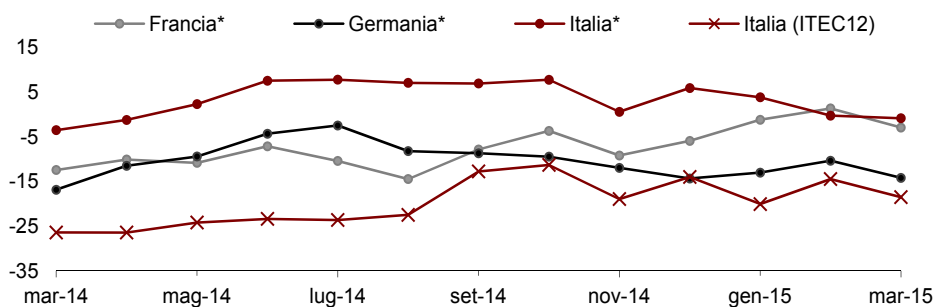
Figura 7. MGP: *spark spread* in Italia, calcolato su costo gas REF-E
(€/MWh) Media aritmetica



Ultimo dato 15/03/2015

Fonte: elaborazioni REF-E

Figura 8. MGP: *spark spread* sui prezzi *spot* del gas naturale in Europa
(€/MWh) Media aritmetica



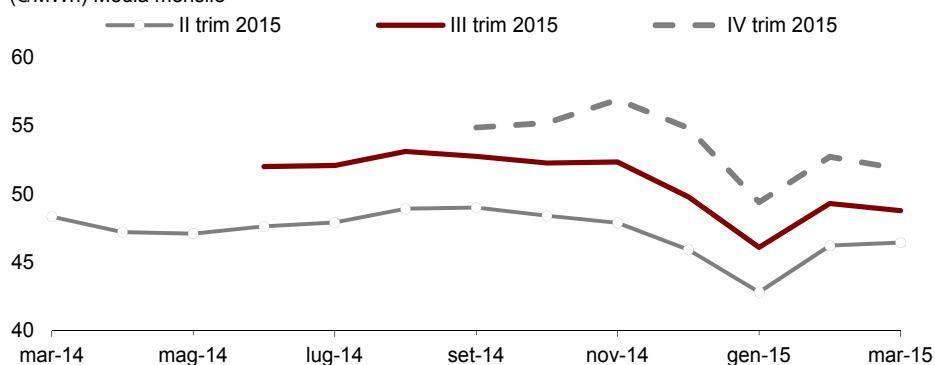
* Prezzi *spot* gas nell'area di mercato (PEG, Gaspool e PSV).

Ultimo dato 15/03/2015

Fonte: elaborazioni REF-E

Mercati a termine

Figura 9. IDEX Future trimestrali
(€/MWh) Media mensile

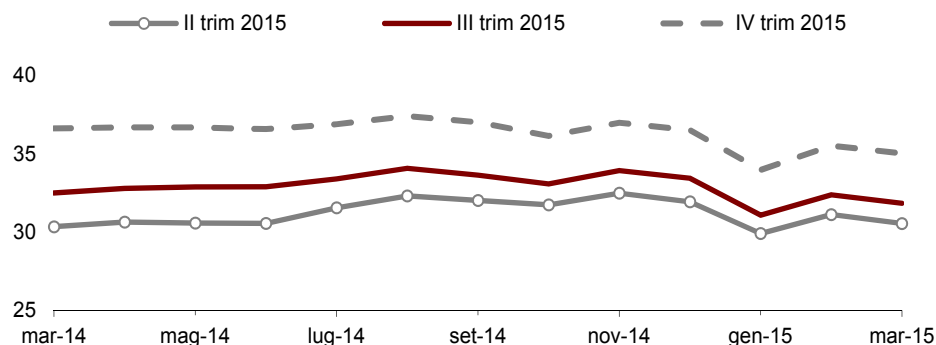


Ultimo dato 18/03/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Borsa Italiana

Figura 10. EEX GER Future trimestrali

(€/MWh) Media mensile

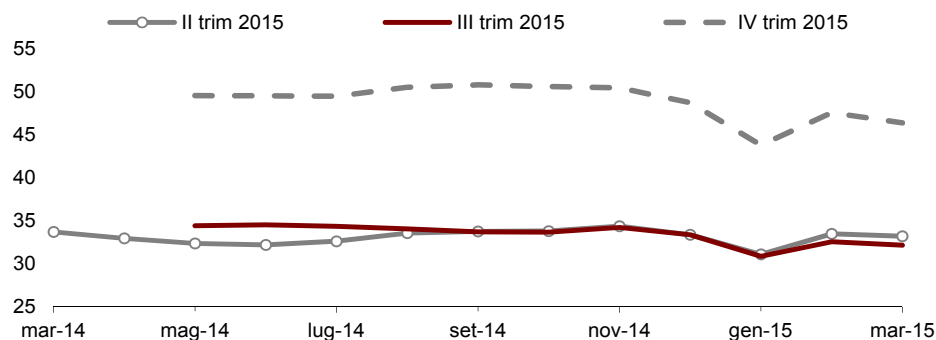


Ultimo dato 18/03/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

Figura 11. EEX FR Future trimestrali

(€/MWh) Media mensile

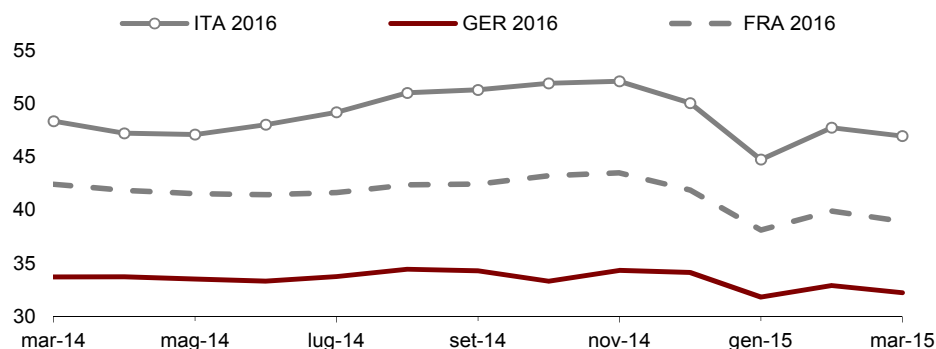


Ultimo dato 18/03/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

Figura 12. Future annuali

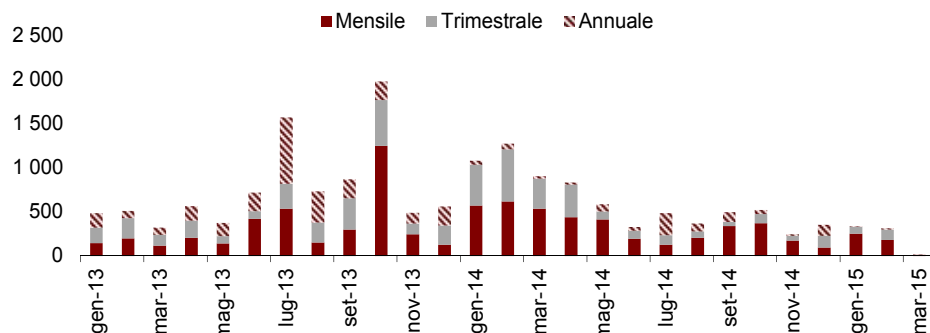
(€/MWh) Media mensile



Ultimo dato 18/03/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Borsa Italiana e Reuters

Figura 13. Quantità acquistata per tipo di Future IDEX
(MW) Somma mensile

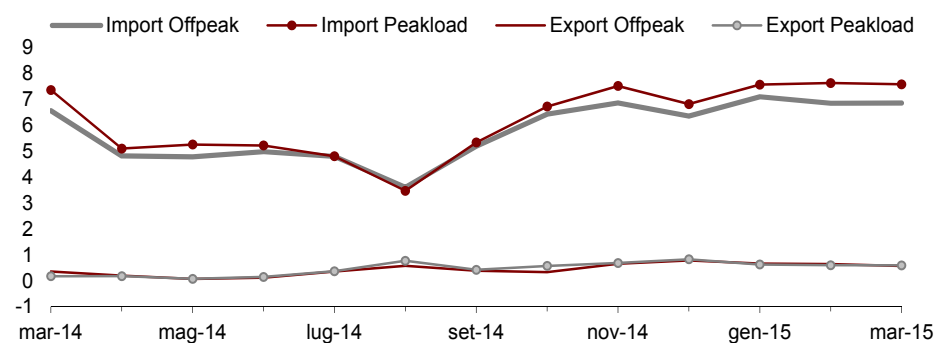


Ultimo dato 18/03/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Borsa Italiana

Import-export

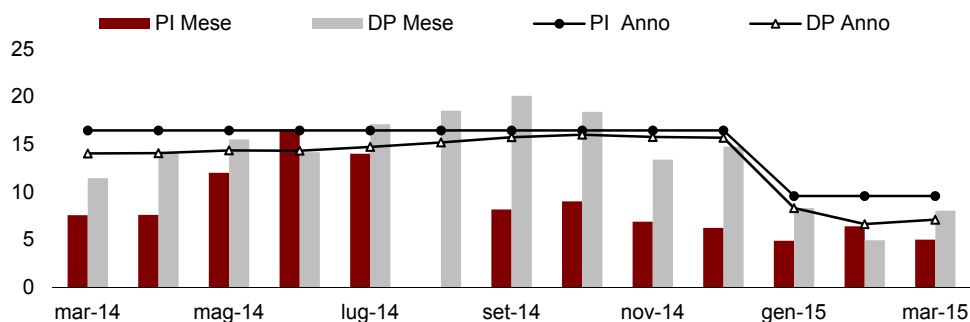
Figura 14. Volumi di import ed export
(GW) Media aritmetica



Ultimo dato 15/03/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

Figura 15. Confronto tra prezzo della capacità di interconnessione (PI) con la Francia e delta prezzo (DP) zona Nord/EPEX Francia (€/MWh)



* Nel mese di agosto 2014 non è stata allocata capacità baseload

Ultimo dato 15/03/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME e CASC

Il mercato dei combustibili

Dopo il rimbalzo di febbraio, nei primi 20 giorni di marzo si registra un prezzo sostanzialmente stabile e al di sopra dei 55 \$/bbl. Sul mercato comincia a farsi sentire l'impatto dell'instabilità in medio oriente: la situazione in Libia e in Yemen potrebbe determinare un incremento di volatilità.

Il mercato petrolifero

Oscillazioni non direzionali e volatilità in aumento: forte incertezza sul mercato

Il mercato petrolifero sembra aver perso negli ultimi mesi un chiaro *trend*, le quotazioni del Brent fra febbraio e i primi 20 giorni di marzo hanno oscillato fra i 50\$/bbl e 60\$/bbl con variazioni anche consistenti a livello giornaliero e volatilità in forte aumento rispetto al dato medio registrato nel corso del 2014. Da inizio anno la volatilità dei rendimenti giornalieri è stata costantemente superiore al 2%, con un dato medio a febbraio del 3.2%. Livelli così elevati di variabilità del prezzo non si registravano dal 2008-2009 quando il picco di prezzo, e il successivo crollo del mercato avevano fatto impennare l'attività di *trading* speculativo. A pesare oggi sul mercato sono da un lato le incertezze legate alla sostenibilità degli investimenti in *shale oil* a seguito della forte discesa del prezzo e, nell'ultimo mese, i crescenti rischi legati all'instabilità in Yemen. Nell'ultima settimana l'Arabia Saudita ha intensificato i bombardamenti per cercare di limitare l'avanzata degli oppositori sciiti al Governo in carica (sunniti, come la dinastia reale saudita). L'aumento del rischio geopolitico è legato anche al fatto che gli insorti sono sostenuti dall'Iran, paese a maggioranza sciita, questo ha portato a un nuovo irrigidimento degli Stati Uniti verso l'Iran, a seguito degli stretti legami che legano Arabia Saudita e USA.

L'incertezza sul mercato non è tanto generata da una possibile perdita di produzione, quanto piuttosto dal fatto che una situazione fortemente instabile in Yemen potrebbe rendere pericoloso il transito delle petroliere attraverso il Mar Rosso e il canale di Suez, costringendo di fatto a circumnavigare l'Africa.

In questo scenario di assenza di un *trend* chiaro del mercato, l'attività di *trading* speculativo è incrementata, anche a seguito del fatto che molti *hedge fund*, negli ultimi mesi, hanno chiuso le posizioni corte accumulate fino all'estate, monetizzando la scommessa di discesa dei prezzi. Avendo liquidità da investire, e con volatilità in aumento, l'attività di *trading* non può che amplificare i movimenti di prezzo sul mercato, determinando il picco di volatilità degli ultimi mesi (**Figura 1**). Il fatto che i rischi geopolitici pesino in modo preponderante sul mercato è osservabile anche dal differenziale fra Brent e WTI: lo *spread* fra i due greggi è incrementato molto negli ultimi due mesi. Dato il forte incremento di produzione nazionale, il WTI risente probabilmente meno di una possibile riduzione di produzione medio orientale, mentre il Brent, riferimento ormai globale almeno dal punto di vista finanziario, ha subito le conseguenze dell'incertezza mediorientale. Il differenziale fra i due prodotti nei primi 20 giorni di marzo si è attestato vicino a quota 9 \$/bbl, in crescita (**Figura 2**).

Figura 1. Andamento del prezzo Dated Brent
(\$/bbl e €/bbl)

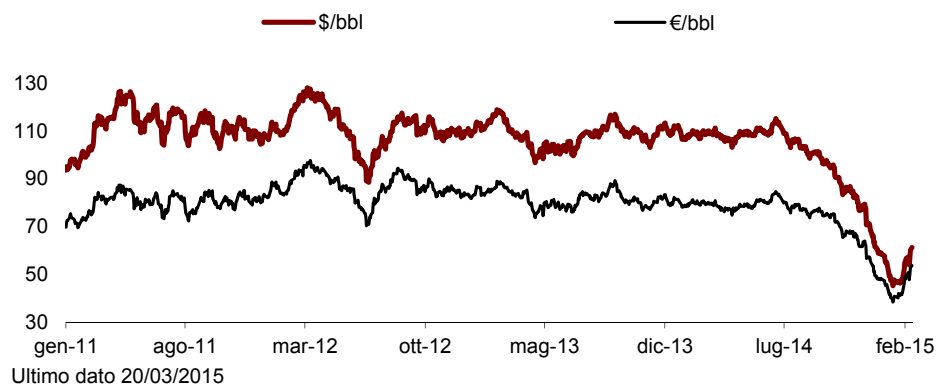


Figura 2. Differenziale Brent Fob/WTI Fob
(\$/bbl)



Ultimo dato 25/03/2015

Fonte: Datastream

Previsioni di crescita solo limitata della domanda

Nel *report* del 12 marzo la IEA ha mantenuto invariata la previsione di domanda 2015 con una crescita attesa di 0.9 Mbbbl/g, interamente guidata da paesi non OECD, in moderata crescita rispetto al tasso 2014 grazie al miglioramento del quadro macroeconomico (**Tabella 1**). I dati di offerta vedono una revisione al ribasso, per ora marginale, della produzione mondiale dei paesi non OPEC. La riduzione di 0.1 Mbbbl/g è conseguenza diretta del taglio agli investimenti dichiarati in USA che avranno effetti soprattutto a partire dal secondo semestre 2015. L'Agenzia dell'Energia Americana (EIA) stima una produzione OPEC sostanzialmente stabile rispetto al dato pre-consuntivo 2014 a quota 36.5 Mbbbl/g. (**Tabella 2**).

Tabella 1. Domanda mondiale di petrolio
(Mbbbl/g)

	2014*	2015*	Var. %
Oecd	45.6	45.6	0.0%
Non-Oecd	46.8	47.8	2.1%
Totale	92.5	93.4	1.0%

* Stima IEA

Fonte: Reuters

Tabella 2. Offerta mondiale di petrolio
(Mbbbl/g)

	2014*	2015*	Var. %
Non OPEC	56.4	57.3	1.4%
OPEC	36.5	36.5	0.0%
Totale	92.9	93.8	0.9%

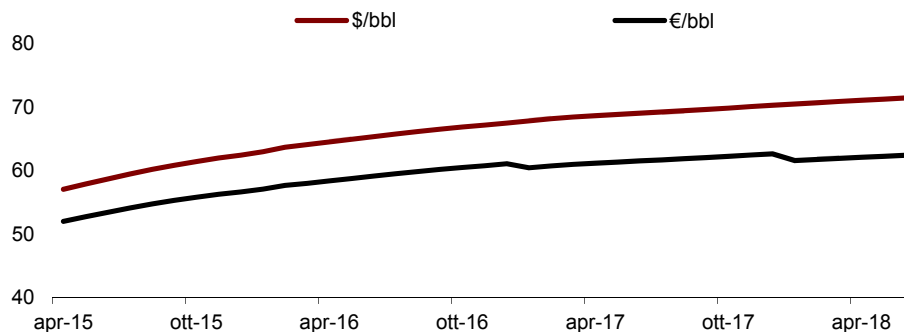
* Stima EIA

Fonte: Reuters

La curva a termine aumenta il contango

L'incremento di volatilità ha modificato anche la pendenza della curva. Rispetto alle quotazioni di febbraio, a marzo i prezzi dei *future* con scadenze a breve hanno registrato decrementi più elevati rispetto alle scadenze più lunghe, determinando un incremento della pendenza e un ritorno della curva in posizione di *contango*. La maggior stabilità dei prezzi dei prodotti con consegna più differita è legata sia alla minore liquidità, sia al fatto che tali prodotti subiscono in modo più ridotto la volatilità di breve e sono maggiormente legati alla *view* di medio termine del mercato (**Figura 3**). L'incremento di volatilità ha impattato anche sui volumi negoziati a termine sul NYMEX e monitorati dal *report* della *Commodity Futures Trading Commission* (CFTC) (**Tabella 3**). Dai dati dell'ultimo *report*, pubblicato il 20 marzo, gli *open interest* sono cresciuti di oltre il 4% rispetto al dato di metà gennaio, grazie a un incremento pressoché omogeneo dei contratti stipulati dalle diverse controparti.

Figura 3. Curva a termine *future* del Brent Crude
(\$/bbl e €/bbl)



Ultimo dato 20/03/2015

Fonte: Reuters

Tabella 3. Posizioni nette sui *future crude oil* contrattati su NYMEX
(num. contratti)

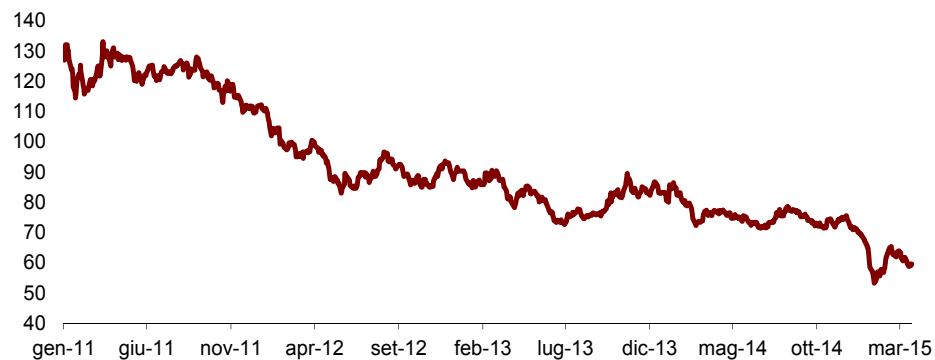
	20/03/2015		13/03/2015	
Operatori industriali	132 691	corti	124 333	corti
Swap dealers	118 443	corti	139 147	corti
Money manager	144 496	lunghi	160 285	lunghi
Altri	98 992	lunghi	100 374	lunghi
Open interest	1 760 721		1 670 894	

Fonte: CFTC

Il mercato del carbone

Anche le quotazioni del carbone sono rimaste sostanzialmente stabili su base congiunturale. Il prezzo del carbone con *delivery* al nolo di Amsterdam-Rotterdam-Anversa (CIM ARA CIF) ha registrato un decremento del 2% rimanendo comunque al di sopra di 60 \$/t (**Figura 4**). La ripresa degli ultimi due mesi è tuttavia modesta: il prezzo rimane inferiore al valore medio del 2014 di oltre 13 \$/t. I prezzi bassi di gas e petrolio, unitamente alla domanda di carbone che rimane debole in Europa e al fatto che il carbone è la fonte energetica primaria meno esposta a rischi geopolitici ne stanno mantenendo basso il prezzo. Le quotazioni degli altri indici di riferimento per il prezzo del carbone hanno registrato cali più consistenti: il carbone sudafricano *Richards Bay* e quello cinese *Qinhuangdao* sono calati del 4% su base congiunturale portandosi rispettivamente nell'intorno di 60 \$/t e 80 \$/t.

Figura 4. Andamento del prezzo del Carbone CIM ARA CIF
(\$/t)



Ultimo dato 25/03/2015

Fonte: Platts

GAS NATURALE

Analisi statistica e novità dal mercato

La domanda continua il trend positivo su base tendenziale, si continua a ricorrere massivamente alle risorse da stoccaggio.

Continuano i segnali positivi per i consumi

Il mese di febbraio si è chiuso con un aumento tendenziale dei consumi superiore al 16%: le temperature più rigide (mediamente più basse per 2.5 °C a febbraio, 2° C a marzo) rimangono il driver principale, ma a sostenere la crescita è anche il settore termoelettrico. Tutti i settori mostrano aumenti significativi; addirittura la categoria "Altro" del bilancio SRG registra un +142% (dato che potrebbe essere corretto). Anche il settore industriale, rimasto debole a febbraio, inizia a mostrare segni di ripresa: i primi segnali della tanto attesa ripresa economica potrebbero aver contribuito alla crescita, ma i dati sono ancora troppo pochi per una conferma.

Si ricorre agli stoccaggi

La strategia degli operatori continua a essere il ricorso alle risorse di stoccaggio a scapito delle importazioni, nell'aspettativa di prezzi bassi della materia prima nel periodo estivo (lo *spread* atteso tra il gas in consegna questo mese e in consegna nel III trimestre 2015 è di circa -2 €/MWh). Raggiunto quasi il limite di erogazione, per soddisfare l'aumento dei consumi si registrano aumenti delle importazioni (+9%) prevalentemente da Passo Gries e dal terminale di Rovigo. Continua invece la diminuzione dell'offerta da produzione nazionale.

Prezzi spot in calo

I prezzi *spot* agli *hub* in Europa mostrano ancora segnali di ribasso; a marzo la variazione tendenziale registrata è stata del -3%, spingono il ribasso il TTF e CEGH. Più marcata la variazione congiunturale con un -27% (**Figura 4**). Continuano a essere frequenti le attivazioni della piattaforma G-1 con prezzi in esito alla sessione di emergenza che hanno toccato punte sopra i 36 €/MWh per le zone import e GNL (16/03/2015). In questa particolare occasione però i prezzi al PSV non sono stati influenzati dal comparto G-1, come accaduto nelle sessioni del 5 e 6 febbraio, mantenendo un prezzo di 25.1 €/MWh. Relativamente ai prezzi dei prodotti *forward* a marzo, il TTF non subisce variazioni congiunturali, mentre i prodotti scambiati al PSV hanno subito un rialzo sensibile soprattutto nel II e III trimestre.

Prime aste per lo stoccaggio

Anche quest'anno a fine febbraio hanno preso avvio le allocazioni dello stoccaggio tramite asta, a valle delle indicazioni ministeriali (decreto 6 febbraio 2015) e dell'Autorità (delibera 49/2015/R/gas), con non molte novità rispetto allo scorso anno (*Newsletter* 175). Le quantità messe a disposizione dai due gestori attivi (Stogit e Edison Stoccaggi) sono in linea con quelle dell'anno passato, per un totale di circa 8 Gmc di spazio da allocare tramite aste agli operatori a fronte di una capacità totale di circa 17 Gmc (di cui circa 4.8 Gmc adibiti a stoccaggio strategico e 2.7 Gmc già offerti e conferiti come disposto dal Decreto Stoccaggi¹). Per quanto riguarda i prodotti quest'anno erano stati riservati 0.5 Gmc di spazio a un prodotto pluriennale che però non è stato allocato, e la capacità riportata conseguentemente è stata messa a disposizione nelle aste per la capacità uniforme.

A partire da quest'anno vengono pubblicati anche i prezzi di aggiudicazione, che per le aste passate sono stati resi noti dall'Autorità solo dopo diverso tempo dalla chiusura delle aste (DCO 661/2014/R/gas). Rimangono invece non pubblicati i valori delle basi d'asta.

Le allocazioni stanno procedendo a ritmo molto più veloce rispetto allo scorso anno, quando i prodotti stagionali erano stati allocati completamente tra giugno e luglio, mentre maggior successo avevano riscosso da subito i prodotti mensili. Il prodotto di punta, per il quale non esiste più alcuna riserva formale per il civile, ma solo una prima asta per il prodotto stagionale che si svolge a *system marginal price*, invece che a *pay as bid*, è stato quest'anno già complessivamente allocato a metà marzo, mentre quello uniforme è stato assegnato per il 70%. I prezzi di assegnazione sono tuttavia molto più bassi dell'anno scorso. L'anno passato infatti i prezzi di riserva e di assegnazione erano andati crescendo man mano che il

¹ Decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130: "Misure per la maggiore concorrenzialità nel mercato del gas naturale e trasferimento dei benefici risultanti ai clienti finali, ai sensi dell'articolo 30, commi 6 e 7, della legge 23 luglio 2009, n. 99.

prezzo estivo si realizzava a livelli molto inferiori rispetto alle attese, aumentando l'appetibilità dei prodotti di stoccaggio. Attualmente, in uno scenario di alta incertezza per il prezzo del gas dove alle tensioni rialziste dovute a una coda di stagione con temperature elevate e alle sempre presenti tensioni geopolitiche, si affiancano quelle ribassiste dovute a domanda debole e prezzi del petrolio in discesa, gli *spread* stagionali espressi dai prezzi *forward* sono bassi e in diminuzione. I prezzi di allocazione, non sensibilmente diversi per i due tipi di prodotti, sono di conseguenza vicini allo zero.

Per quanto riguarda i prodotti mensili è stato allocato mentre scriviamo solamente il prodotto di punta con immissione in aprile, anche questo totalmente (per 137 Mmc) e a un prezzo non lontano da zero (0.1063 €/cent/mc). Ne potrà conseguire un aumento della componente CVRos, traslata a valle del PSV per il prossimo inverno e anche una revisione al ribasso della CCR per il prossimo anno termico, rispetto a quanto ipotizzato nel DCO 38/2015/R/gas (Newsletter 185).

Domanda

Tabella 1. Domanda di gas naturale

(Mmc/g e variazioni tendenziali)

	Feb 2015	Feb 2014	Var. %	Mar 2015	Mar 2014	Var. %
Industriale	40	41	-3.8%	39	39	1.4%
Termoelettrico	60	51	18.8%	52	43	20.4%
Distribuzione	174	150	16.0%	140	109	29.0%
Altro	15	6	142.1%	8	5	56.8%
Totale prelevato	288	248	16.4%	238	195	22.3%
Temperature	7.4	9.9	-24.7%	9.7	11.7	-17.4%

Ultimo dato 16 Marzo 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

Tabella 2. Domanda cumulata di gas naturale

(Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2015	AS 2014	Var. %	AT 2014	AT 2013	Var. %
Industriale	2	2	-3.1%	6	6	-4.1%
Termoelettrico	3	3	6.5%	8	9	-6.0%
Distribuzione	10	9	10.9%	20	20	-1.1%
Altro	1	0	61.4%	1	1	21.2%
Totale prelevato	17	15	9.1%	35	35	-2.1%

Valori cumulati fino al 16 Marzo 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

Offerta

Tabella 3. Offerta di gas naturale

(Mmc/g e variazioni tendenziali)

	Feb 2015	Feb 2014	Var. %	Mar 2015	Mar 2014	Var. %
Importazioni	164	164	0%	157	144	9%
Prod. Nazionale	18	19	-6%	18	19	-6%
Stoccaggi	106	64	65%	64	32	100%
Capacità max	348	353	-1%	348	353	-1%
Load Factor	47%	47%		45%	41%	

Ultimo dato 16 Marzo 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

Tabella 4. Offerta cumulata di gas naturale

(Gmc e variazioni tendenziali)

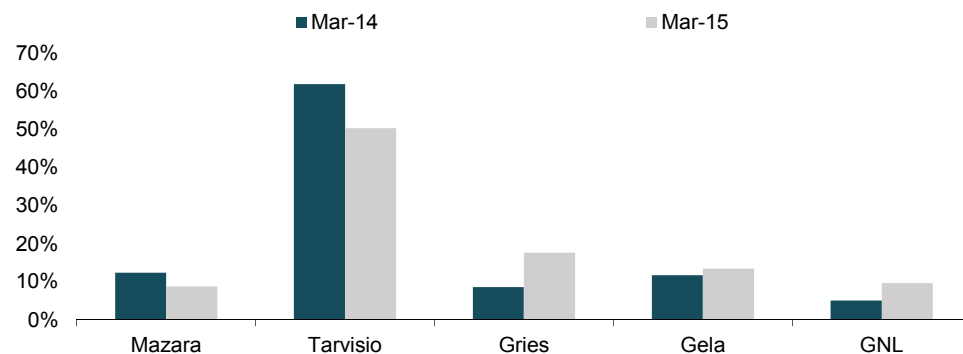
	AS 2015	AS 2014	Var. %	AT 2014	AT 2013	Var. %
Importazioni	9.5	10.1	-5.8%	22.9	26.9	-14.9%
Prod. Nazionale	1.1	1.1	-6.3%	2.8	3.0	-6.2%

Valori cumulati fino al 16 Marzo 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

Importazioni

Figura 1. Importazioni per punto d'entrata sul totale a marzo 2014 e 2015
(Valori %)

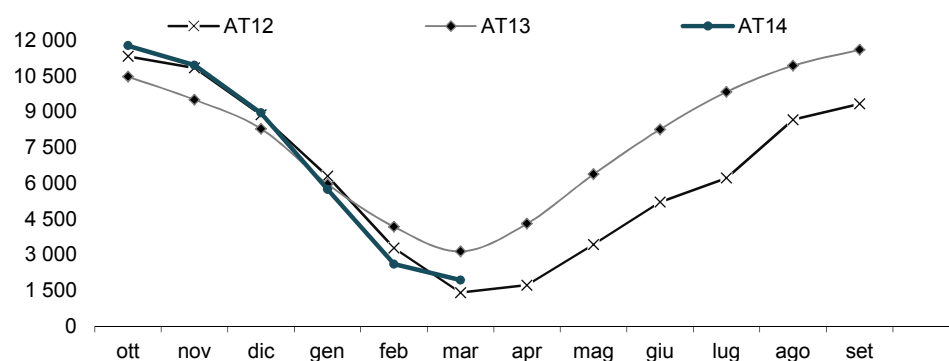


Valori al 16 Marzo 2015

Fonte: elaborazione REF-E su dati SRG

Stoccaggio

Figura 2. Giacenza in stoccaggio a fine mese in Italia
(Mmc) Ultimi Valori Mensili

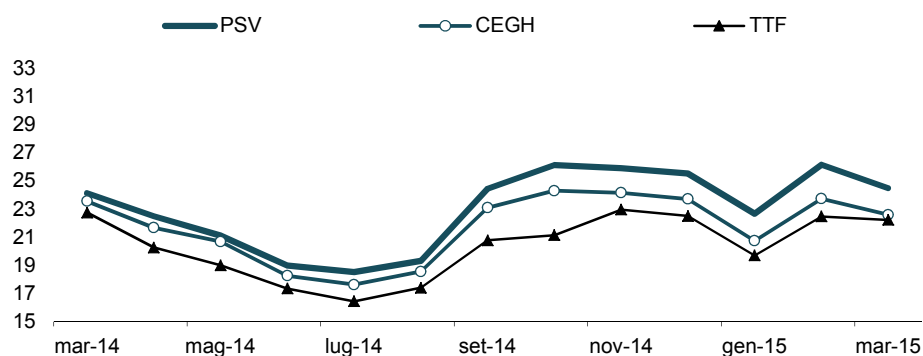


Ultimo dato 16 Marzo 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Stogit e Edison Stoccaggio

Prezzi

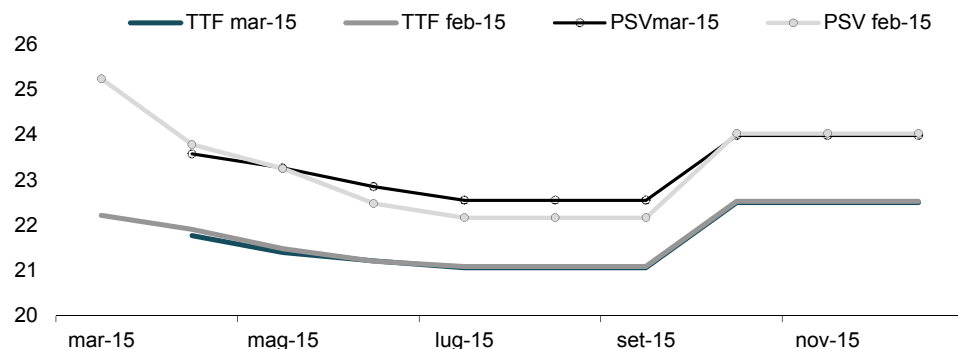
Figura 3. Prezzi day-ahead al PSV e in Europa
(€/MWh)



Ultimo dato 16 Marzo 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Platts

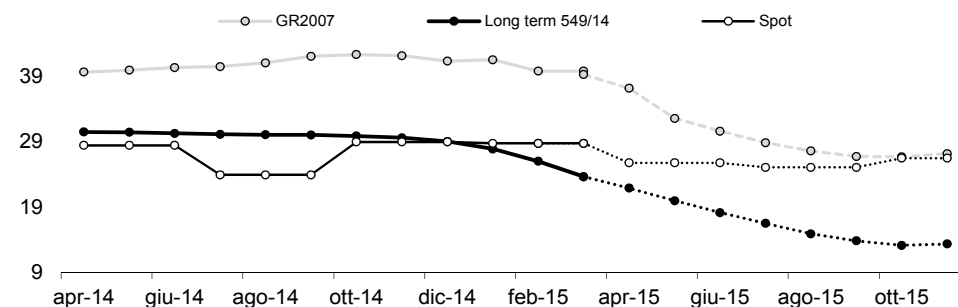
Figura 4. Curva a termine del prezzo gas al TTF e PSV costruita attraverso i prodotti *forward* (€/MWh) (media mese)



Ultimo dato 16 Marzo 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Albasoluzioni

Figura 5. Gas release 2007, costo di approvvigionamento *long term* e *spot* (€/cent/mc)

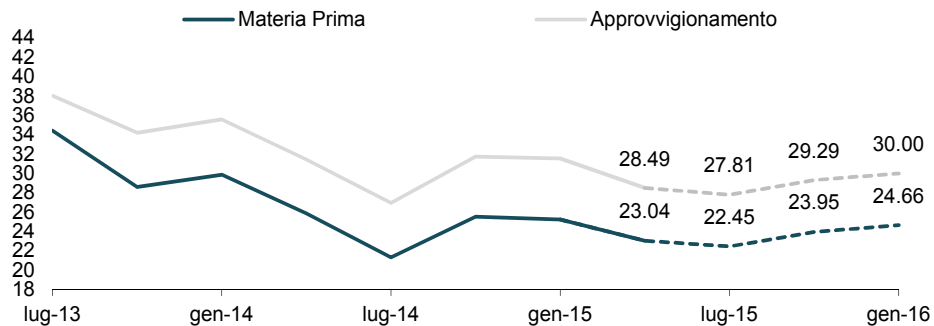


PCS 38.52 MJ/mc, il confronto avviene al PSV; Spot: C_{MEM},

Long term: P_{TOP} 196/2013/R/gas e P_{TOP} 549/2014/R/gas

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Platts, AEEG e forward media di mercato al 16/03/2015

Figura 6. Costo della materia prima e dell'approvvigionamento all'ingrosso nei prezzi tutelati* (€/cent/mc)

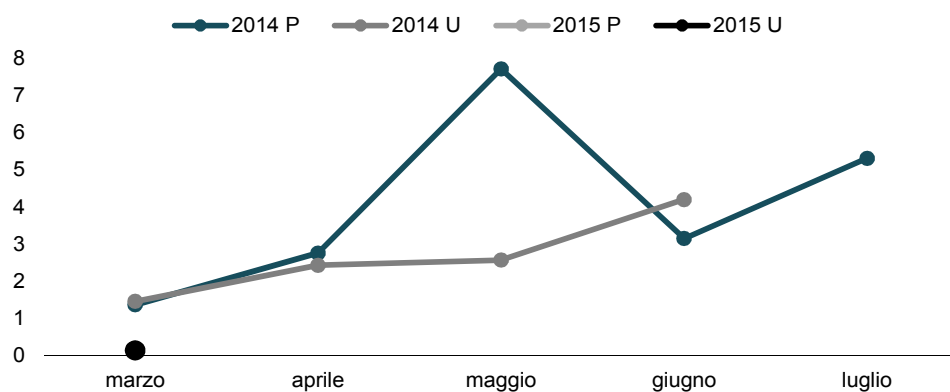


PCS 38.52 MJ/mc, Previsioni (linee tratteggiate) basate su *forward* al 18/03/2015

* Materia prima: QE fino a 3Q2013, poi P_{FOR}; Approvvigionamento: CCI fino a 3Q2013, poi C_{MEM}+CCR

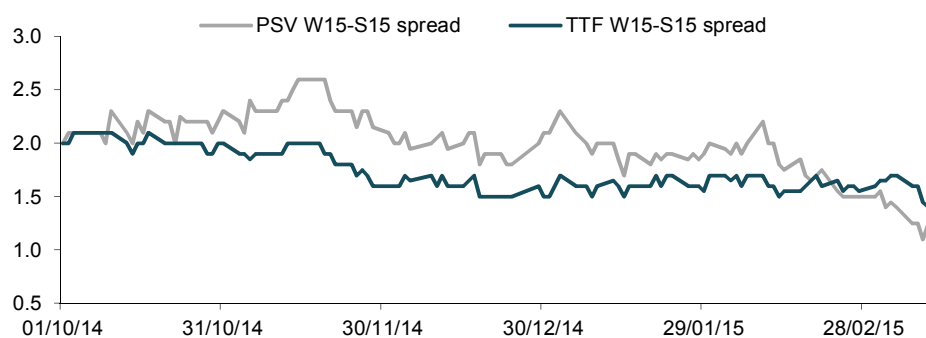
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Albasoluzioni, DCO 38/2015/R/gas

Figura 7. Prezzi di allocazione dei prodotti di stoccaggio stagionali
(€cent/mc)



Fonte: Autorità

Figura 8. Differenziali stagionali per PSV e TTF
(€/MWh)



Ultimo dato 13 Marzo 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Stogit e Edison Stoccaggio

ENERGIE RINNOVABILI E CLIMA

Analisi statistica e novità dal mercato

La Commissione Ambiente del Parlamento Europeo ha approvato la Market Stability Reserve, apportando modifiche, rispetto alla proposta della Commissione, che dovrebbero consentire una maggiore tempestività ed efficacia del meccanismo. Allo stesso tempo la Commissione Europea sembra frenare sulla politica per il clima. Il prezzo degli EUA non sembra però subire particolari pressioni e si mantiene poco volatile (con variazioni di poco più di 1 €/tCO₂), seppure in leggera discesa. L'attesa è per il voto del Consiglio Europeo sulla Market Stability Reserve da un lato e sulla conclusione dei negoziati internazionali sul clima dall'altro. I prezzi dei CV sono stabili e prossimi al prezzo di ritiro 2015. I prezzi dei TEE mostrano invece dei cali. I profili delle produzioni eolica, fotovoltaica e idroelettrica evidenziano la variabilità mensile della generazione da fonti rinnovabili intermittenti. I risultati delle prime aste inglesi per l'assegnazione degli incentivi alle rinnovabili, simili ma non identiche a quelle italiane, evidenziano i ribassi ottenibili con procedure competitive.

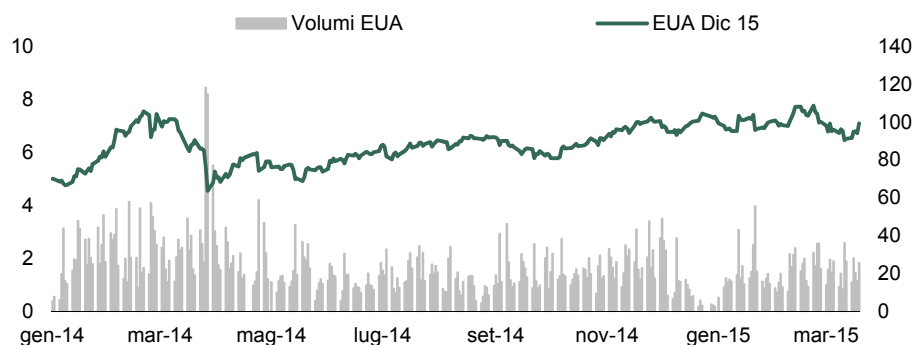
EU ETS

Nessuno shock sui prezzi dei permessi

Il voto della Commissione Ambiente del Parlamento Europeo sulla *Market Stability Reserve* (MSR) il 24 febbraio e la presentazione da parte della Commissione Europea dell'Unione dell'energia, insieme al documento di preparazione dei negoziati sul clima in vista della Conferenza di Parigi, il 25 febbraio (*Articolo a pag. 3*), hanno influenzato solo in misura marginale il mercato europeo dei permessi di emissione. Alla vigilia del voto in Commissione il prezzo degli EUA *forward* con consegna a dicembre 2015 su ECX ha infatti raggiunto il massimo da inizio 2013, ma comunque al di sotto degli 8 €/tCO₂, per poi ridiscendere gradualmente nei giorni successivi e stabilizzarsi nei primi 20 giorni di marzo su una media di 6.8 €/tCO₂. I volumi scambiati si sono mostrati in ripresa, raggiungendo una media di 23 MtCO₂/giorno sulla piattaforma ECX¹, ma non si sono registrati picchi di scambi in concomitanza con gli appuntamenti di fine febbraio (**Figura 1**). Anche sul mercato primario il *clearing price* ha mostrato nel corso delle ultime settimane un *trend* di leggera discesa (**Tabella 1**).

Figura 1. Prezzi future e volumi di scambio EUA*

(€/tCO₂ asse sx, MtCO₂ asse dx)



* Volumi scambiati su borsa ECX per i prodotti Dec15, 16, 17 e 18

Fonte: ICE-ECX

Tabella 1. Risultati delle aste dei permessi di emissione

Date	Clearing price* (€/tCO ₂)	Volume d'asta (MtCO ₂)	Cover ratio	Ricavo (M€)
Settimana dal 16/2 al 20/2	7.5	15.1	3.4	112.5
Settimana dal 23/2 al 27/2	7.3	13.4	2.7	97.4
Settimana dal 2/3 al 6/3	6.8	15.1	3.6	102.5
Settimana dal 9/3 al 13/3	6.5	13.4	4.4	87.9
Settimana dal 16/3 al 20/3	6.6	15.1	2.7	99.2

* Media ponderata sulla base dei volumi assegnati nelle diverse piattaforme

Fonte: elaborazioni REF-E su dati EEX e ICE

¹ Si fa riferimento ai volumi scambiati di EUA con scadenza a dicembre 2015, 2016, 2017 e 2018.

**La MSR dal 2018 assorbe
l'impatto del backloading**

La disciplina della MSR che esce dal voto della Commissione Ambiente, contiene alcune importanti novità rispetto alla proposta della Commissione, che dovrebbero consentire una maggiore tempestività ed efficacia del meccanismo. La MSR dovrebbe infatti entrare in vigore dal 31 dicembre 2018 (anziché dal 2021) e prevedere l'accantonamento automatico in riserva delle quote (900 MtCO₂) che sulla base della disciplina del *backloading* non sono state messe all'asta nel periodo 2014-2016 e dovrebbero essere messe all'asta nel biennio 2018-2019, creando un potenziale *shock* lato offerta. Alla fine della Terza Fase anche le quote gratuite della riserva nuovi entranti (NER) non assegnate e quelle gratuite non assegnate per chiusura o ridimensionamento dell'attività, saranno considerate come "quote non allocate" e accantonate nella riserva. Inoltre, dall'entrata in attività della MSR fino a fine 2025, una parte delle quote non allocate (300 MtCO₂) è destinata al finanziamento dell'*Energy innovation fund*, per il sostegno a progetti innovativi in ambito industriale.

**Soglie di liquidità confermate,
ma possibile revisione dopo 3
anni**

La Commissione ha invece sostanzialmente confermato le soglie per l'accantonamento / rilascio di quote della riserva: è accantonato il 12% delle quote in circolazione nell'anno x-1 (non x-2 come inizialmente previsto) se questo volume è almeno pari a 100 MtCO₂, mentre sono rilasciate quote se il volume di titoli in circolazione scende al di sotto dei 400 MtCO₂. Queste soglie sono state fissate tenendo conto delle necessità di liquidità del mercato per soddisfare le esigenze di *hedging* delle *utility* e potranno quindi essere riviste sulla base delle reali necessità che emergeranno dal mercato. In particolare, è prevista una revisione del meccanismo entro 3 anni dall'entrata in attività, sulla base degli effettivi risultati conseguiti.

**Possibile assegnazione quote
gratuite dopo il 2020**

La MSR è finalizzata a sostenere il prezzo della CO₂ e, per evitare che la riforma del meccanismo ETS europeo porti a un rischio di rilocalizzazione delle emissioni in paesi con minori vincoli ambientali, la Commissione Europea sta valutando l'opportunità di mantenere l'assegnazione di quote gratuite ai settori riconosciuti a rischio *carbon leakage*, attualmente prevista fino al 2020, anche dopo la Terza Fase ETS.

**Iniziati i negoziati per
l'approvazione del Consiglio**

La MSR è stata approvata dalla Commissione Ambiente con ampia maggioranza e in seguito al voto la Commissione ha già avviato i negoziati con i rappresentanti degli Stati membri per raggiungere un accordo e quindi un voto favorevole anche in Consiglio Europeo in tempi rapidi. Ostacoli all'accordo potrebbero derivare tuttavia dall'opposizione da parte di alcuni Stati all'anticipazione dell'avvio del meccanismo. Anche se la MSR potrebbe rappresentare la più importante riforma strutturale del meccanismo ETS europeo dall'avvio della Terza Fase, proprio gli *step* ancora da percorrere prima dell'approvazione definitiva della disciplina sembrano avere raffreddato gli entusiasmi del mercato, portando a un leggero indebolimento delle quotazioni degli EUA nelle settimane successive al voto.

**Frenata della Commissione
sul clima**

D'altra parte anche la Commissione Europea, con il nuovo indirizzo politico e in particolare con la strategia sull'energia dell'Unione pubblicata a fine febbraio, sembra dare segnali di frenata sulla politica climatica, in favore di altre priorità, quali la crescita, l'investimento e l'occupazione (*Articolo a pag. 3*). Gli operatori del mercato dei permessi di emissione in queste condizioni, come sottolineato già in passato in questa rubrica, sembrano quindi preferire rimanere ad aspettare la conclusione dei negoziati internazionali, senza assumere una posizione chiaramente rialzista o ribassista sui prezzi.

**A prezzi attuali i proventi 2015
non raggiungeranno 500
milioni di euro**

La debolezza dei prezzi dei permessi di emissione si ripercuote anche sui volumi dei proventi derivanti dalle aste a disposizione degli Stati. Il GSE, nel suo rapporto 2014 sulle aste delle quote europee di emissione, indica che l'Italia ha raccolto nel 2014 risorse per 365 milioni di euro², a fronte di un prezzo medio in esito alle aste di 5.91 €/tCO₂. Il GSE prevede che nel 2015 i proventi potrebbero raggiungere tra i 495 milioni di euro e i 679 milioni di euro, se il *clearing price* medio annuo degli EUA si collocherà tra 7.15 €/tCO₂ e 9.8 €/tCO₂. Da notare che il limite inferiore del *range* sarebbe raggiungibile se il prezzo si mantenesse in linea con la media registrata sul mercato degli EUA da inizio anno a oggi.

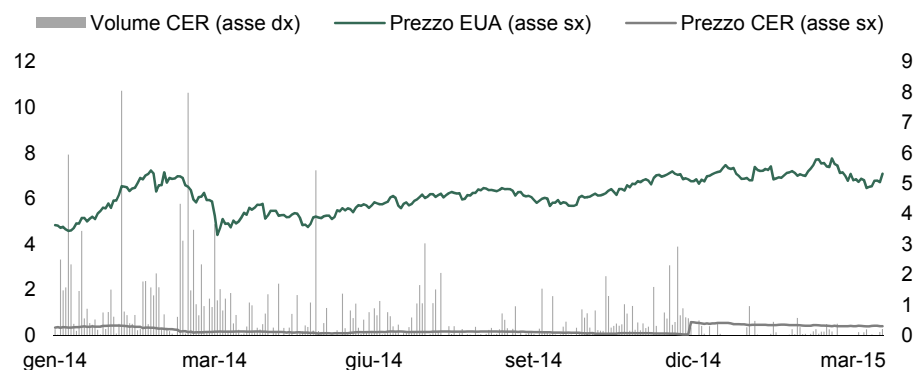
² Questo dato non include i proventi derivanti dalla messa all'asta dei permessi destinati al solo settore aviazione (EUAA).

Prezzi CER stabili

Sul mercato dei crediti internazionali il valore dei CER con scadenza a dicembre 2015 si conferma stabile intorno a 0.4 €/tCO₂ (**Figura 2**).

Figura 2. Prezzo e volumi di scambio CER

(€/tCO₂ asse sx, MtCO₂ asse dx)



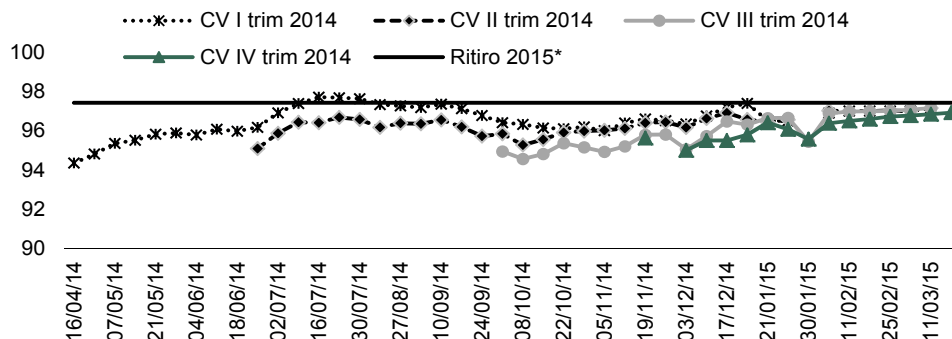
Fonte: ICE-ECX

Mercato CV: prezzi sempre prossimi al ritiro 2015

Nel corso delle ultime sessioni di borsa i prezzi dei Certificati Verdi (CV)³, relativi a produzioni 2014, hanno registrato un andamento di lieve crescita, rimanendo nel complesso nell'intorno dei 97 €/MWh, cioè poco sotto il prezzo di ritiro 2015, pari a 97.42 €/MWh (**Figura 3 e Tabella 2**).

Figura 3. Prezzi di borsa CV 2014 e prezzo di ritiro 2015

(€/MWh)



* Valore preconsuntivo - elaborazioni REF-E

Fonte: previsioni REF-E e elaborazioni REF-E su dati GME

In termini di volume, nelle ultime cinque sessioni di borsa sono stati scambiati titoli per l'equivalente di 0.88 TWh, un ammontare in linea con quanto registrato nelle sessioni precedenti. Di questi 0.88 TWh il 65% riguarda CV del 2014, mentre i CV relativi a produzioni 2013 hanno pesato per il 27% e quelli del 2012 per circa l'8%.

Sul mercato bilaterale nel mese di febbraio i prezzi medi di scambio dei CV 2014 sono mediamente rimasti allineati con quanto registrato a gennaio: i CV del I trimestre sono stati mediamente scambiati a 94.2 €/MWh (94.3 €/MWh a gennaio), i CV del II trimestre a 88.59 €/MWh (94.5 €/MWh a gennaio), quelli del III trimestre a 93.5 €/MWh (93.0 €/MWh a gennaio), e quelli del IV trimestre a 90.7 €/MWh (90.6 €/MWh a gennaio). I volumi OTC hanno invece registrato un fisiologico aumento dopo la contrazione del primo mese dell'anno: a gennaio sono complessivamente transitati titoli per circa 2.3 TWh, contro meno di 1 TWh del mese precedente, e i CV del 2014 hanno riguardato il 66% delle contrattazioni, cioè oltre 1.5 TWh.

³ In tutto il paragrafo sono escluse le contrattazioni relative a CV per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento (CV-TLR).

Tabella 2. Prezzi dei CV sulla piattaforma di borsa
(€/MWh)

Data	Anno di rif. CV	Prezzo netto IVA	Numero CV scambiati
18/02/2015	2012	89.80	19 216
18/02/2015	I Trimestre 2013	92.27	367
18/02/2015	II Trimestre 2013	92.53	5 982
18/02/2015	III Trimestre 2013	91.97	1 200
18/02/2015	IV Trimestre 2013	90.26	21 547
18/02/2015	I Trimestre 2014	97.00	510
18/02/2015	II Trimestre 2014	97.00	1 066
18/02/2015	III Trimestre 2014	96.99	12 629
18/02/2015	IV Trimestre 2014	96.59	56 073
25/02/2015	2012	90.66	2 810
25/02/2015	I Trimestre 2013	92.50	4 700
25/02/2015	II Trimestre 2013	92.65	7 000
25/02/2015	III Trimestre 2013	92.50	2 100
25/02/2015	IV Trimestre 2013	90.00	34 106
25/02/2015	I Trimestre 2014	97.00	1 444
25/02/2015	II Trimestre 2014	97.03	10 977
25/02/2015	III Trimestre 2014	97.00	33 801
25/02/2015	IV Trimestre 2014	96.72	71 512
04/03/2015	2012	91.03	39 154
04/03/2015	I Trimestre 2013	91.54	109
04/03/2015	III Trimestre 2013	91.74	7 666
04/03/2015	IV Trimestre 2013	90.20	41 594
04/03/2015	I Trimestre 2014	97.00	1 712
04/03/2015	II Trimestre 2014	97.00	3 904
04/03/2015	III Trimestre 2014	97.08	26 601
04/03/2015	IV Trimestre 2014	96.77	95 033
11/03/2015	2012	89.76	3 648
11/03/2015	I Trimestre 2013	91.12	1 500
11/03/2015	II Trimestre 2013	90.60	1 000
11/03/2015	III Trimestre 2013	89.74	17 827
11/03/2015	IV Trimestre 2013	89.67	40 179
11/03/2015	I Trimestre 2014	97.16	10 196
11/03/2015	II Trimestre 2014	97.15	421
11/03/2015	III Trimestre 2014	97.15	27 624
11/03/2015	IV Trimestre 2014	96.84	105 337
18/03/2015	2012	88.58	7 787
18/03/2015	IV Trimestre 2013	89.32	45 710
18/03/2015	IV Trimestre 2014	96.92	112 107

Fonte: GME

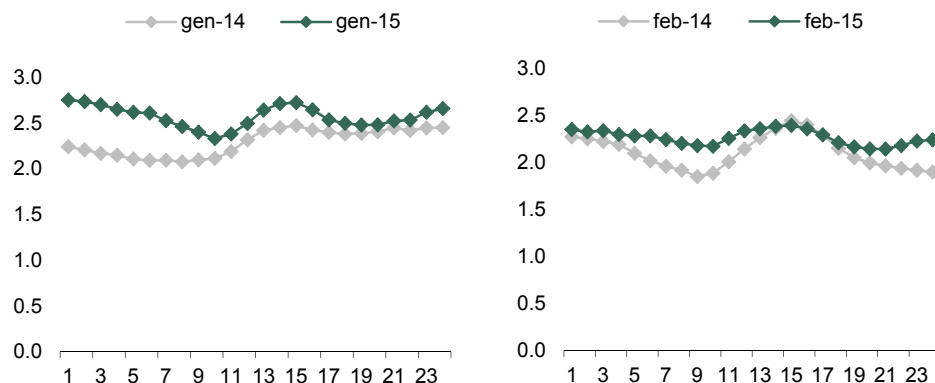
L'andamento della produzione di elettricità rinnovabile a gennaio e febbraio

Nei mesi di gennaio e febbraio 2015 le generazioni eolica, fotovoltaica e idroelettrica hanno in molti casi riportato dei differenti livelli di producibilità media oraria giornaliera rispetto ai corrispondenti mesi degli anni precedenti, mentre in termini di profili solo l'eolico ha evidenziato delle variazioni.

Per l'eolico nel mese di gennaio la producibilità del parco nel 2015 è risultata superiore su tutte le ore medie del giorno rispetto al 2014, mentre a febbraio nelle ore pomeridiane la producibilità oraria è stata in media lievemente superiore nel 2014. Inoltre a febbraio 2015 il profilo medio giornaliero è risultato decisamente più piatto, con un differenziale tra ora media massima e ora media minima dimezzato rispetto a febbraio 2014 (**Figura 4**).

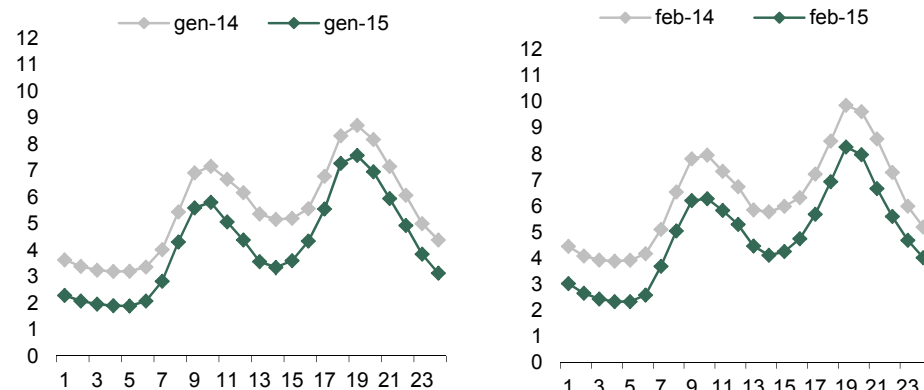
Nel mese di gennaio 2015 la producibilità fotovoltaica è stata sempre decisamente più elevata rispetto a gennaio 2014, e nelle ore centrali della giornata media la campana ha superato i 6 GW di produzione oraria, mentre nello stesso mese del 2014 era arrivata solo poco sopra i 4 GW. Tale differenza dovrebbe essere principalmente ricollegabile alle condizioni meteorologiche, e in effetti gennaio 2014 si è attestato a livelli record di producibilità idroelettrica. Per il mese di febbraio invece, il 2015 ha superato di ben poco il 2014, per cui le due campane risultano sovrapposte, e in entrambi i casi il picco ha superato i 6 GW. (**Figura 5**).

Figura 4. Eolico on-shore : profilo di produzione medio orario, gennaio - febbraio
(GWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna

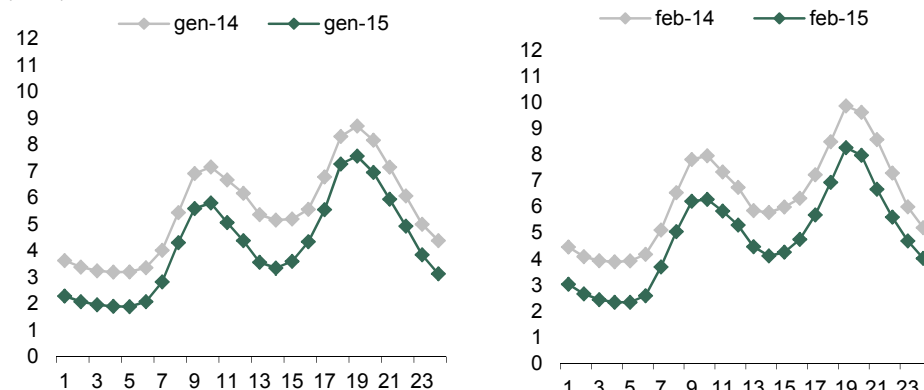
Figura 6. Idroelettrico: profilo di produzione medio orario, gennaio - febbraio
(GWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna

Per entrambi i mesi considerati, nel 2015 la produzione media oraria giornaliera dell'idroelettrico si è attestata su valori inferiori rispetto al 2014, evidenziando delle condizioni climatico-meteorologiche meno favorevoli, mentre i profili medi sono risultati sostanzialmente allineanti in tutte le ore della giornata (**Figura 6**).

Figura 6. Idroelettrico: profilo di produzione medio orario, gennaio - febbraio
(GWh)

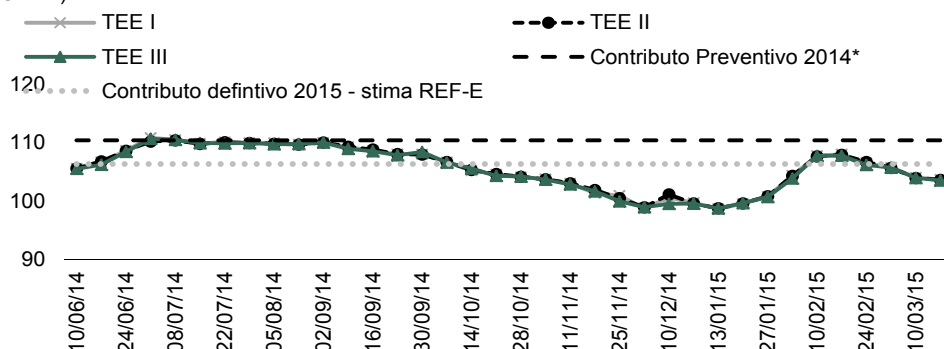


Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna

Andamento del mercato TEE: prezzi in discesa

Le ultime tre sessioni di borsa del mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) hanno visto un progressivo calo dei prezzi dei titoli, che il 17 marzo sono arrivati a essere scambiati sotto i 104 €/TEE. Considerando la media pesata dei prezzi di tutti i titoli scambiati in borsa da giugno 2014 al 17 marzo 2015 e il valore del contributo tariffario preventivo fissato dall'Autorità⁴ per l'anno d'obbligo 2014⁵, pari a 110.39 €/TEE, a oggi il contributo tariffario definitivo per il 2014 si attesterebbe a circa 106.3 €/TEE, inferiore al contributo tariffario preventivo 2014 in quanto per ora il prezzo medio di borsa dei TEE si è attestato a circa 105.6 €/TEE, e quindi al di sotto del valore del contributo preventivo per l'anno considerato (Figura 7).⁶

Figura 7. Prezzi di borsa TEE tipologia I, II e III e contributo tariffario*
(€/TEE)

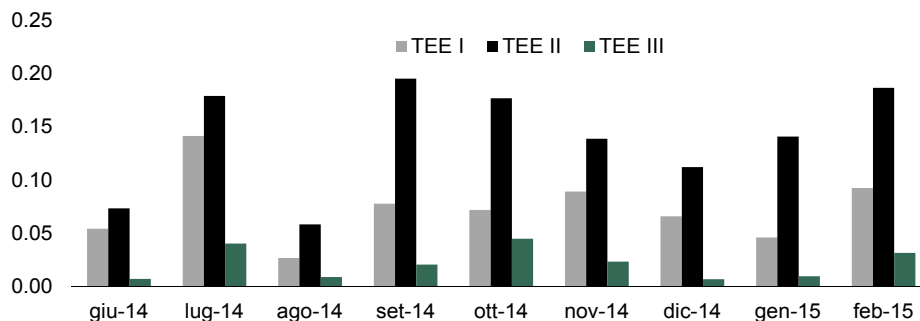


* AEEGSI (prezzi da inizio anno d'obbligo 2014)

Fonte: AEEGSI e elaborazioni REF-E su dati GME

In termini di volumi mensili complessivi a febbraio 2015 in borsa sono stati scambiati poco meno di 0.32 milioni di titoli, contro i quasi 0.2 milioni di titoli di gennaio, e i titoli di tipo II hanno rappresentato circa il 60% degli scambi (Figura 8).

Figura 8. Volumi mensili in borsa TEE tipologia I, II e III
(Milioni di TEE)



Volumi mensili da inizio anno d'obbligo 2014

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

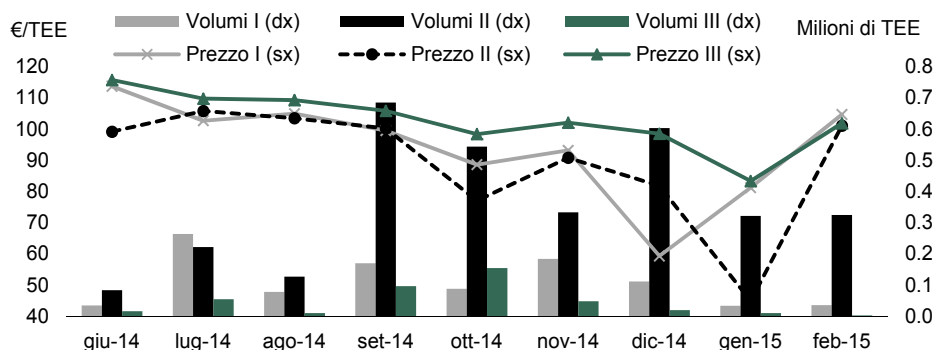
Sulla piattaforma OTC a febbraio il prezzo medio pesato di scambio di tutte le tipologie di TEE ha riportato un deciso aumento rispetto al mese precedente, attestandosi sui 101 €/TEE, contro i 49 circa del mese precedente; i TEE di tipo I sono stati mediamente scambiati a 104.6 €/TEE, quelli di tipo II a 101.0 €/TEE e i tipo III a 101.8 €/TEE. I volumi invece rimangono stabili rispetto al mese precedente: nel complesso a febbraio sono transitati 0.37 milioni di TEE, e i TEE II hanno riguardato quasi il 90% degli scambi (Figura 9).

⁴ Determina 30 giugno 2014, DMEG/EFR/9/2014.

⁵ 1 giugno 2014 - 31 maggio 2015.

⁶ Per chiarezza grafica e semplificazione, nelle figure sono riportati solo gli andamenti dei prezzi e dei volumi dei TEE di tipologia I, II e III, che costituiscono la maggior parte dei titoli scambiati; tuttavia per completezza si evidenzia, che a partire da febbraio 2013 sono presenti anche scambi di titoli II-CAR, e da settembre 2013 sono scambiati, per quantità marginali, anche titoli di tipologia V. I prezzi dei titoli II-CAR e V sono del tutto in linea con i prezzi dei titoli I, II, III, e concorrono anch'essi alla definizione del contributo tariffario.

Figura 9. Prezzi e volumi mensili OTC TEE tipologia I, II e III



Prezzi e volumi mensili da inizio anno d'obbligo 2014

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

Le aste inglesi per l'allocazione degli incentivi alle rinnovabili elettriche

A fine febbraio di quest'anno il Governo inglese ha pubblicato⁷ i risultati delle aste competitive al ribasso indette lo scorso ottobre ai fini dell'aggiudicazione di incentivi per nuovi impianti a fonti rinnovabili elettriche. I 27 progetti risultati vincitori hanno guadagnato il diritto ad accedere agli incentivi sulla base di contratti per differenze (*Contract for Difference - CfD*), cioè contratti di diritto privato tra il produttore rinnovabile e una controparte che di fatto risulta essere il Governo inglese. Parallelamente a quanto avviene in Italia, le aste sono di tipo *pay-as-bid*, per cui, sulla base del *CfD*, i produttori riceveranno la differenza tra lo *strike price* individualmente offerto nel contesto dell'asta competitiva e il prezzo di mercato. Tuttavia, a differenza del meccanismo italiano, il legislatore inglese ha optato per un meccanismo "a due vie", per cui se da un lato in caso di *strike price* più alto del prezzo di mercato il produttore rinnovabile otterrà un incentivo sulla sua produzione, dall'altro, in caso si realizzi un prezzo di mercato più alto dello *strike*, il produttore sarà tenuto a ripagare la differenza alla controparte del *CfD*.

Inoltre, a differenza delle aste italiane, in cui è fissato un contingente di capacità per tecnologia che in ogni singola procedura competitiva può accedere agli incentivi, e solo un *cap* generale complessivo alla spesa cumulata annua, nelle aste inglesi il contingente è in termini di *budget* annuo (*delivery year*⁸), suddiviso, almeno nel caso di questa prima asta, tra due "pot", uno dedicato alle tecnologie più mature (eolico *onshore*, solare fotovoltaico, cogenerazione da rifiuti, idroelettrico, gas da discarica e liquami), e l'altro alle tecnologie meno mature (eolico *offshore*, moto ondoso e maremotrice, tecnologie di conversione avanzate, digestione anaerobica, cogenerazione da biomasse dedicate); a quest'ultima categoria di impianti è dedicato il 75% del *budget* complessivo. Per ogni procedura di aggiudicazione possono inoltre essere previsti dei massimi (*cap*) e dei minimi (*floor*) in termini di capacità riservata e allocabile per tecnologia.

Nel complesso, a seguito della prima procedura competitiva, 27 impianti a fonti rinnovabili avranno accesso a *CfD* per la durata di 15 anni dal *delivery year*, per un totale di 2,139 MW (Tabella 3), che a regime andranno a costare, sulla base di elaborazioni del Governo inglese 315 milioni di sterline l'anno:

- due parchi eolici *offshore*, per un totale di 1,162 MW, cioè più del 54% della capacità complessiva; i ribassi sulla base d'asta (che varia a seconda dell'anno di consegna dichiarato dal produttore e è stata fissata in termini reali con anno base 2012) sono arrivati al 18% per questa tecnologia
- quindici parchi eolici *onshore*, per un totale di 749 MW, pari al 35% della capacità complessiva, con ribassi sulla base d'asta che sono arrivati al 17%
- cinque centrali solari fotovoltaiche, per 72 MW totali, cioè il 3% della capacità complessiva, con ribassi sulla base d'asta che hanno toccato il 58%
- due centrali cogenerative da rifiuti, che sommano a circa 95 MW, cioè poco più del 4% del totale, per le quali i ribassi sono stati nulli

⁷ <https://www.gov.uk/government/news/world-leading-auctions-to-provide-major-green-electricity-boost>.

⁸ Il produttore deve dichiarare l'anno di entrata in esercizio (*delivery*) dell'impianto nel momento in cui partecipa all'asta.

- tre impianti di “*advanced conversion technology*”, cioè gassificazione a bassa temperatura, per 62 MW totali, cioè meno del 3% delle capacità incentivabile complessiva, con ribassi fino al 18%.

L'eolico è quindi per ora la tecnologia di maggiore successo nel contesto di questo meccanismo competitivo per l'assegnazione degli incentivi, un risultato che si era già evidenziato con le aste italiane, dove, in effetti, l'unica procedura competitiva definibile come tale è per ora stata quella relativa all'eolico *onshore*, nella quale il forte grado di competizione ha addirittura portato i ribassi rispetto alla base d'asta a toccare il massimo ammissibile, cioè il 30%.

In alternativa ai CfD assegnati tramite procedure competitive, fino al 31 marzo 2017 nel Regno Unito⁹ sarà possibile accedere agli incentivi anche tramite il meccanismo “*Renewables Obligation*”, cioè il meccanismo dedicato agli impianti sopra i 5 MW e parallelo ai Certificati Verdi italiani, basato su una quota d'obbligo di immissione di elettricità rinnovabile in capo ai produttori non rinnovabili; da aprile 2017 lo schema di CfD tramite aste sarà l'unico attraverso il quale potranno essere incentivati nuovi impianti sopra i 5 MW.

Tabella 3. Risultati primo round di allocazione tramite asta degli incentivi CfD UK
(£/MWh, MW)

Tecnologia		Delivery year 2015/2016	Delivery year 2016/2017	Delivery year 2017/2018	Delivery year 2018/2019
Eolico <i>offshore</i>	£/MWh base*	155	150	140	140
	£/MWh bid**	-	-	119.89	114.39
	Ribasso, %	-	-	14%	18%
	MW	-	-	714	448
Eolico <i>onshore</i>	£/MWh base*	95	95	90	90
	£/MWh bid**	-	79.23	79.99	82.5
	Ribasso, %	-	17%	11%	8%
	MW	-	45	77.5	626.1
Solare fotovoltaico	£/MWh base*	120	115	110	100
	£/MWh bid**	50	79.23	-	-
	Ribasso, %	58%	31%	-	-
	MW	32.88	38.67	-	-
Cogenerazione da rifiuti	£/MWh base*	80	80	80	80
	£/MWh bid**	-	-	-	80
	Ribasso, %	-	-	-	0%
	MW	-	-	-	95
<i>Advanced conversion technology</i>	£/MWh base*	155	150	140	140
	£/MWh bid**	-	-	119.89	114.39
	Ribasso, %	-	-	14%	18%
	MW	-	-	36	26

*Incentivo a base d'asta ** *Strike price* offerto in sede d'asta - valori reali £2012

Fonte: UK Government, Department of Energy & Climate Change

⁹ Lo schema di incentivazione tramite CfD è attualmente operativo solo in Gran Bretagna, mentre in Irlanda del Nord sarà introdotto dal 2016

L'evoluzione di ITEC

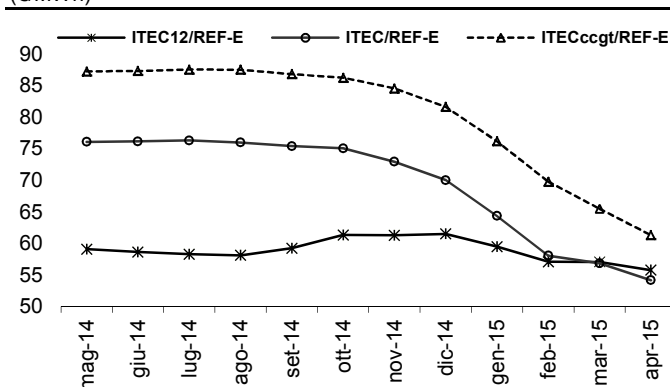
Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di marzo è pari a 57.08 €/MWh, in diminuzione del -0.1% sul dato di febbraio (57.11 €/MWh). Nonostante l'aumento registrato nell'ultimo mese dai combustibili sottostanti (Brent +21.5%; TTF +14.1%; carbone +8.0%) l'indice risulta in lieve calo in quanto risente ancora dell'andamento fortemente al ribasso registrato dal Brent negli ultimi mesi. Tali dinamiche sono state solo parzialmente compensate dal calo di valore registrato dall'euro rispetto al dollaro (-2.3) durante il mese di febbraio.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di marzo si attesta a 56.88 €/MWh, in calo del -2.1% sul valore consuntivo di febbraio (pari a 58.08 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di marzo risulta pari a 65.51 €/MWh, un valore in calo del -6.1% sul consuntivo del mese precedente (69.79 €/MWh). Nonostante nel mese di febbraio si sia registrato un andamento al rialzo dei combustibili sottostanti (olio BTZ +26.5%; Brent +21.5%; gasolio +17.8%; carbone +8.0%), gli indici continuano a risentire delle forti flessioni che i combustibili stessi hanno riportato negli ultimi sei mesi. Tale effetto è stato solo parzialmente compensato dal calo di valore registrato dall'euro sul dollaro (-2.3%).

Il valore *forward* per il mese di aprile dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 26 marzo, è pari a 55.77 €/MWh, in calo del -2.3% rispetto al consuntivo di marzo. I valori *forward* per il mese di aprile di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 26 marzo, sono pari a 54.17 €/MWh e 61.33 €/MWh, entrambi in flessione, rispettivamente del -4.8% e del -6.4%, sul consuntivo di marzo.

Evoluzione di ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E

(€/MWh)



ITEC12/REF-E

(€/MWh)

mag-14
giu-14
lug-14
ago-14
set-14
ott-14
nov-14
dic-14
gen-15
feb-15
mar-15
apr-15

ITEC/REF-E

(€/MWh)

mag-14
giu-14
lug-14
ago-14
set-14
ott-14
nov-14
dic-14
gen-15
feb-15
mar-15
apr-15

ITECccgt/REF-E

(€/MWh)

mag-14
giu-14
lug-14
ago-14
set-14
ott-14
nov-14
dic-14
gen-15
feb-15
mar-15
apr-15

Fonte: elaborazione REF-E

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di aprile sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Platts al 27/03/2015.

Valori consuntivi calcolati da REF-E su dati Platts.

Cos'è ITEC12/REF-E

ITEC12/REF-E incorpora l'evoluzione nel *mix* produttivo del parco termoelettrico italiano e le mutate strategie di approvvigionamento e di indicizzazione della materia prima. Il nuovo indice, costruito utilizzando dati Platts e aggiornato mensilmente, è caratterizzato dalla semplicità della formula di indicizzazione e dalla inclusione di componenti di prezzo *spot* nella determinazione dei costi di approvvigionamento per gli impianti a ciclo combinato. La pubblicazione dell'indice è cominciata dal mese di luglio 2012.

Cos'è ITEC/REF-E

ITEC/REF-E è l'indice creato nel 2004 al fine di fornire al mercato un riferimento di costo di generazione semplice, liquido, trasparente e rappresentativo. ITEC/REF-E è utilizzato da numerosi operatori quale riferimento per i contratti di fornitura di energia elettrica, rappresentando un riferimento per il mercato.

REF-E si impegna a mantenere la formula di ITEC nella sua struttura attuale fino al 31 dicembre 2015.



Indice Month Ahead Gas Italia

Progetto MAGI

COSA È MAGI

MAGI è un indice *month ahead* del prezzo gas al PSV. MAGI è indipendente, affidabile e trasparente: è calcolato su una media ponderata tra una componente di *survey* (30%) e una componente basata su transazioni effettivamente concluse (70%) per consegne nel mese successivo.

La metodologia sviluppata mira a far emergere il reale valore di mercato del gas eliminando possibili *gaming* da parte degli operatori. Il risultato della *survey* è pubblicato quotidianamente, mentre le transazioni sono aggiunte a fine mese, in tal modo gli operatori possono seguire le tendenze del mercato e avere un'idea della differenza tra le due componenti. Prima della pubblicazione un *auditor* verifica ambedue le componenti, che vengono pubblicate ogni mese in modo da garantire la massima trasparenza sul meccanismo di formazione dell'indice.

PERCHÉ MAGI

Gli indici *month ahead* possono essere utilizzati nei contratti di fornitura per le centrali termoelettriche, per i grandi consumatori industriali, o nei contratti di acquisto da produttori indipendenti. Tali indici hanno tipicamente una liquidità sottostante maggiore e una volatilità minore rispetto agli indici del giorno prima o di bilanciamento.

MAGI è trasparente, affidabile e indipendente: è pensato per riflettere i fondamentali del mercato del gas così come previsti dagli operatori con un mese di anticipo, e per permettere a tutti gli operatori di esprimere la loro *view* attraverso le transazioni concluse o proposte. MAGI fornisce finalmente un riferimento di prezzo affidabile da poter essere utilizzato nei contratti di compravendita e offre la possibilità di annullare l'esposizione di mercato attraverso la contrattazione di strumenti efficienti come i contratti di *swap*.

GLI SPONSOR

Gli *sponsor* del progetto MAGI sono Alba Soluzioni, REF-E and TFS Energy. Alba Soluzioni effettua le rilevazioni, REF-E esegue l'*auditing* mentre TFS coordina il progetto. Il progetto, regolato da un accordo tra le parti, è comunque aperto ad altre sponsorizzazioni.

Gli operatori coinvolti nella fase di realizzazione dell'indice (*survey* o transazioni) sono circa 60, la lista è pubblica e aggiornata costantemente.

ANDAMENTO

L'indice gas MAGI consuntivo per marzo 2015 è pari a 25.4548 €/MWh, risultato di una componente transazioni pari a 25.5490 €/MWh e di un valore leggermente inferiore rilevato attraverso le *survey* (25.2350 €/MWh).

La quotazione di marzo 2015 è in netta risalita (+12.5%) rispetto al prodotto con consegna a febbraio 2015, quotato 22.63 €/MWh. La quotazione del gas in consegna a marzo 2015 è vicina alla quotazione di gennaio 2015 (25.21 €/MWh) e superiore a quella registrata per le consegne di 12 mesi fa (25.16 €/MWh). Il volume complessivo transato (6,123 MW) e il numero di operazioni registrate (219) sono aumentati rispetto a quelli del prodotto con consegna nel mese precedente, per il quale erano state registrate 169 operazioni per un volume complessivo di 3,355 MW.

I primi scambi del prodotto con consegna ad aprile 2015, relativi a un campione di 209 operazioni e un volume totale scambiato di 5,630 MW, segnalano una netta discesa del prezzo. Al 19 marzo, infatti, il valore del gas con consegna nel prossimo mese è di 23.4 €/MWh, -8% rispetto all'ultimo dato consuntivo.

Le quotazioni per il gas in consegna nella prossima stagione estiva sono ancora in discesa rispetto al valore di marzo 2015 e scendono al di sotto dei 22.5 €/MWh, le quotazioni per il prossimo inverno sono intorno a 24 €/MWh.

Rispetto al mese scorso, c'è stata una leggera risalita delle quotazioni sulle scadenze estive, aumentate di circa il 2%, mentre le quotazioni per l'ultimo trimestre di quest'anno sono rimaste pressoché invariate.

Per maggiori informazioni contattare Info@magindex.org o sul sito www.magindex.org o contattare uno degli *sponsor*:

www.albasoluzioni.com

www.ref-e.com

www.tfsbrokers.com

Evoluzione di MAGI (storico e curva a termine indicativa) (€/MWh)

