

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

- La determinazione del WACC fra mercati instabili e rischi per i soggetti regolati

I procedimenti di consultazione in corso sono un'occasione per incrementare trasparenza ed efficienza del meccanismo, dove una revisione appare indispensabile per garantire gli investimenti, ma allo stesso tempo per evitare distorsioni ed extra costi per il sistema.

pag. 3

GAS NATURALE

- Connessione degli impianti di biometano alla rete del gas e determinazione delle quantità ammesse agli incentivi

Le regole per l'accesso alla rete sembrano privilegiare la generazione distribuita, ma non tutto è pronto per dare il via all'erogazione effettiva degli incentivi.

pag. 9

- Analisi statistica e novità dal mercato

Domanda e prezzi rimangono sostenuti nonostante il crollo del prezzo del petrolio. Prime indicazioni per il prossimo anno termico: non cambia la tutela, ma vengono rimodulati gli oneri impropri.

pag. 12

MERCATO ELETTRICO

- Market coupling: si parte!

All'avvio il market coupling europeo: una rassegna di come funziona, cosa è cambiato e cosa ci aspetta.

pag. 18

- Analisi statistica e novità dal mercato

Il 2015 si apre con un mercato elettrico volatile ed equilibri zionali sovvertiti rispetto al 2014.

pag. 22

- Il mercato dei combustibili

Il prezzo del petrolio rimbalza riportandosi oltre 60 \$/bbl: alla base vi sono le notizie sulla riduzione degli investimenti di shale oil e la chiusura delle posizioni speculative di alcuni hedge fund.

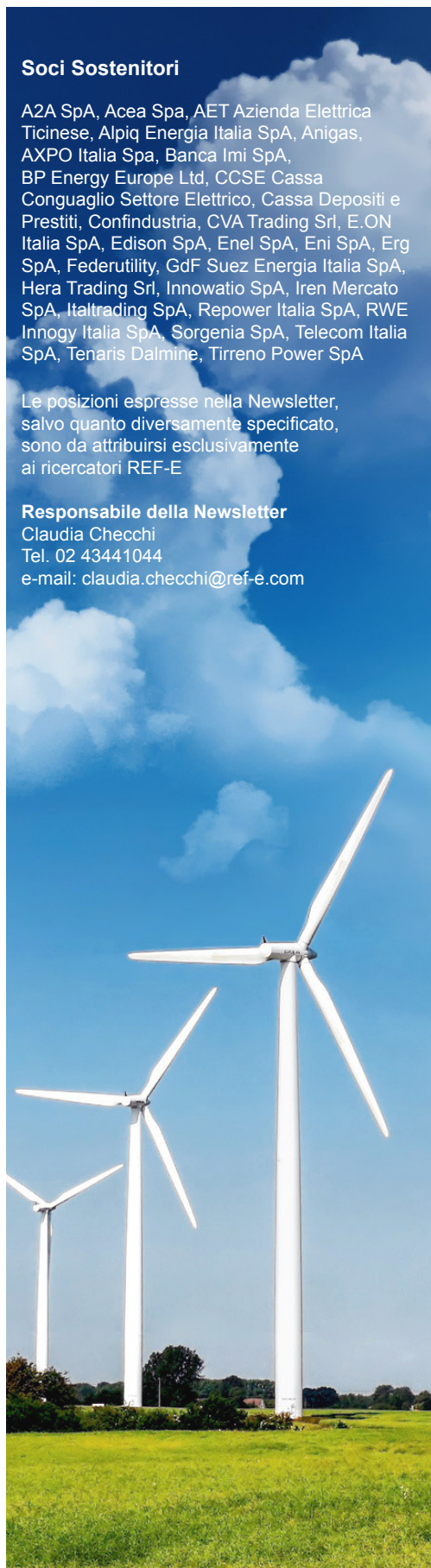
pag. 29

ENERGIE RINNOVABILI E CLIMA

- Analisi statistica e novità dal mercato

Lenta, ma costante ripresa del prezzo della CO2. Prezzi CV stabili, prezzi TEE in aumento. I dati mostrano differenze, anche importanti, nei livelli di producibilità rinnovabile.

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

- Previsivo Osservatorio Energia n. 34 - Marzo 2015

Ultime pubblicazioni

- Gas Naturale 2014 - ENERGIA Rapporto sul mercato e la regolamentazione
- Natural Gas Outlook n. 10 - Dicembre 2014

IMPRESE E ISTITUZIONI

La determinazione del WACC fra mercati instabili e rischi per i soggetti regolati

Il processo di consultazione per il nuovo periodo regolatorio dei settori del comparto elettrico avviene in concomitanza con condizioni di mercato per certi versi anomale. Applicare puntualmente le metodologie finora utilizzate potrebbe ridurre sensibilmente il ritorno sul capitale investito riconosciuto e far venire meno il principio di stabilità dei ricavi. Appare indispensabile quindi una revisione globale nel calcolo e nell'applicazione del WACC per garantire gli investimenti, ma allo stesso tempo evitare distorsioni ed extra costi per il sistema.

L'avvio del processo di revisione in un quadro economico profondamente mutato

L'Autorità ha avviato a dicembre un processo di revisione dei criteri di determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito (*Weighted Average Cost of Capital*, di seguito WACC) con l'obiettivo di definire modalità di calcolo e tempistiche di aggiornamento omogenee fra i diversi settori regolati (delibera 597/14). Storicamente trasporto/trasmissione, distribuzione, misura e stoccaggio hanno sempre presentato sfasamenti fra i periodi regolatori che portavano ad aggiornamenti nei parametri *input* del WACC in momenti differenti. Tale sfasamento, fino al 2007, ha provocato una prima fase di disallineamenti dei rendimenti molto limitati, in quanto i parametri di mercato risultavano sostanzialmente stabili o comunque caratterizzati da ridotta volatilità.

Nel corso degli ultimi anni il quadro macroeconomico e finanziario è mutato radicalmente: la crisi finanziaria mondiale prima e la perdurante bassa crescita in Europa poi, hanno determinato un incremento molto elevato della volatilità dei mercati e una forte riduzione dell'inflazione. L'Italia ha subito entrambi i fenomeni con particolare intensità, trovandosi a dover fronteggiare dapprima l'aumento dei rendimenti a scadenza dei titoli di stato a causa dell'incremento della probabilità di *default* (novembre 2011) e in seguito una situazione di inflazione nell'intorno dello zero (autunno 2014).

Il rendimento dei titoli di stato, *proxy* del rendimento privo di rischio, e l'inflazione sono parametri cruciali nella determinazione del WACC definito dall'Autorità e nella determinazione del rendimento atteso dei portatori di capitale di rischio e di debito. Una situazione di aumentata volatilità di questi parametri, una qualsiasi sfasatura fra valore riconosciuto, fissato in modo discreto all'inizio del periodo regolatorio, e valore di mercato, prezzato in modo "continuo", può portare a un disallineamento anche elevato fra le due grandezze e aumentare il profilo di rischio del settore.

Criticità nell'attuale metodo

I parametri di stima del WACC possono essere sostanzialmente divisi in due macro gruppi: parametri calcolati sulla base di valori di mercato oggettivi (rendimento privo di rischio, tassazione, scudi fiscali) o stime esogene (inflazione) e parametri stimati dall'Autorità sulla base di metodologie e *best practice* consolidate, ma comunque soggette a un'elevata quota di soggettività (beta *levered*, ERP, DRP).

Storicamente l'approccio adottato dall'Autorità era di stimare per ogni settore, all'inizio del periodo regolatorio, tutti i parametri, mantenendo poi fisso il rendimento garantito per l'intero periodo. Tipicamente gli aggiornamenti più rilevanti riguardano i parametri "esogeni", cioè il rendimento privo di rischio (sulla base della serie storica del rendimento del BTP *benchmark*), l'inflazione programmata pubblicata nel DEF, modificando eventualmente il livello di tassazione e degli scudi fiscali sulla base di variazioni nella fiscalità.

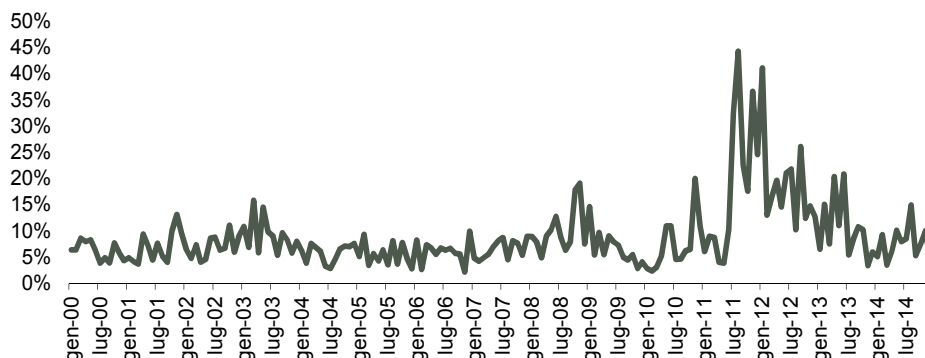
Volatilità e aumento della frequenza di aggiornamento del Rf

A partire dal 2009 le molteplici fasi di recessione che hanno caratterizzato l'economia italiana hanno incrementato in modo determinante la probabilità di *default* assegnata allo Stato italiano dal mercato, provocando un incremento della volatilità dei rendimenti dei titoli di stato. Il rendimento a scadenza del BTP decennale di riferimento è arrivato a toccare 7% a novembre 2011 per poi diminuire gradualmente fino a valori inferiori al 2% (dicembre 2014), mentre la volatilità media mensile è incrementata, passando dal 7% (media 2000-2010) al 13.8% nel periodo 2011-2014 (**Figura 1**).

L'incremento di volatilità ha spinto l'Autorità a definire, per il IV periodo regolatorio, una finestra di aggiornamento del tasso privo di rischio all'interno del periodo, in modo da modificare la remunerazione concessa al mutare delle condizioni dei mercati finanziari. La revisione del

solo tasso *risk free* rischia però di creare delle distorsioni in quanto il cambiamento delle condizioni di mercato hanno impatto anche sul mercato azionario e obbligazionario cioè sul beta di settore, sul *debt risk premium* e in parte sull'*equity risk premium*.

Figura 1. Volatilità media mensile calcolata su rendimenti giornalieri (%)



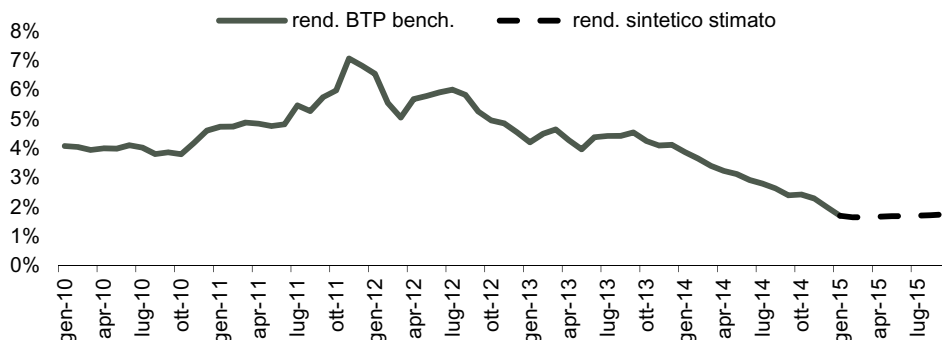
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Banca d'Italia

L'impatto delle attuali condizioni di mercato sul WACC

Nello scenario di mercato attuale, caratterizzato da aspettative di tassi di sconto particolarmente bassi nel prossimo biennio, il meccanismo di revisione del tasso *risk free* rischia di generare un sostanziale abbassamento del WACC. Per provare a stimare il potenziale impatto della revisione del tasso *risk free* previsto entro fine 2015 (per il periodo 2016-2017) è stata costruita la curva a termine sintetica del rendimento del BTP decennale. Il tasso a termine del BTP *benchmark* è stato stimato come somma del tasso *forward* a 10 anni sul mercato europeo e lo *spread* fra il *bond benchmark* europeo e quello italiano osservato negli ultimi 6 mesi: la media del rendimento mensile del BTP decennale fra ottobre 2014 e settembre 2015 è stimata pari a 1.83% (**Figura 2**).

Se il tasso fosse applicato mantenendo ferme le altre componenti attualmente in vigore nei settori di trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione si otterrebbe un WACC compreso fra 3.5% e 4.4%, mentre assumendo un'inflazione pari a 0% il WACC varierebbe fra il 5.1% e il 6%¹ (**Tabella 1**). La revisione biennale del solo tasso *risk free* rischia quindi di determinare un consistente abbassamento del ritorno sul capitale investito, probabilmente al di sotto del rendimento minimo necessario a effettuare gli investimenti.

Figura 2. Rendimento BTP decennale *benchmark* (%)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Banca d'Italia e Reuters

¹ Per semplicità di esposizione nella prima colonna è stato assunto un tasso di inflazione pari all'1.5% per tutti i settori, in linea con il valore fissato a dicembre 2014 per lo stoccaggio. In tutti i comparti è stato assunto inoltre il medesimo orizzonte temporale per il calcolo del rendimento medio del BTP decennale: ottobre 2014-settembre 2015.

Tabella 1. Simulazione del WACC nel biennio 2016-2017

	inflazione pari a 1.5%	Inflazione pari a 0%
Stoccaggio	4.29%	5.86%
Distribuzione	4.01%	5.57%
Trasporto	3.53%	5.08%
Rigassificazione	4.39%	5.96%

Fonte: analisi REF-E su dati Autorità e Banca di Italia

Pertanto, il criterio di aggiornamento del solo tasso *risk free* è stato ribadito anche in occasione della partenza del IV periodo regolatorio per lo stoccaggio, dove l'Autorità ha rivisto il tasso *risk free* senza però aggiornare l'inflazione attesa all'ultimo valore disponibile pubblicato dal Governo², come avrebbe suggerito l'applicazione della regola fino ad allora seguita e pubblicizzata dall'Autorità.

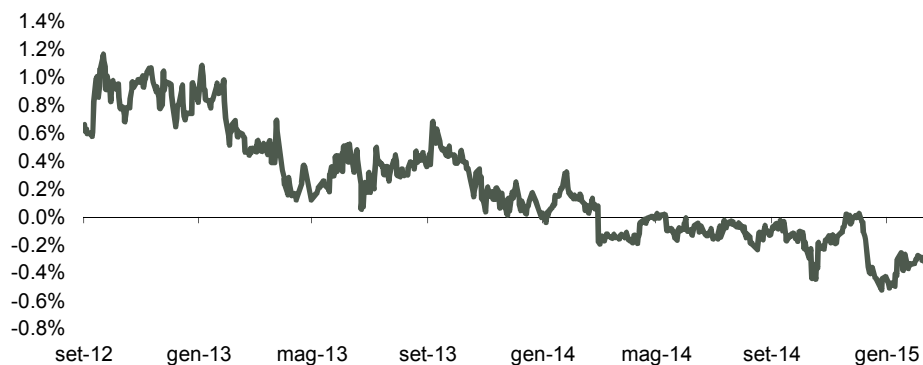
Il mancato aggiornamento del tasso di inflazione atteso è un'anomalia non tanto per la presenza di una stima più recente, quanto per il fatto che fra rendimento privo di rischio e inflazione attesa esiste un legame diretto poichè il tasso di interesse nominale di qualsiasi obbligazione è scomponibile, almeno teoricamente, come il prodotto fra il tasso di interesse reale e il tasso di inflazione atteso dal mercato³. Quindi ogni variazione delle aspettative di inflazione ha un impatto diretto sul rendimento a scadenza del BTP *benchmark*.

Nel caso italiano l'abbassamento del tasso di rendimento del BTP è stato determinato da una serie di concause, fra le quali implicitamente anche la revisione dell'aspettativa di inflazione del mercato.

Una *proxy* di mercato del livello atteso di inflazione è la *break-even inflation*, prezzata dal mercato analizzando il differenziale fra un titolo a tasso fisso (BTP) e un titolo con medesima scadenza *inflation linked*. La *break-even inflation* con *maturity* pari a un anno ha registrato una costante riduzione fino a valori oggi negativi (Figura 3). Assumere quindi un tasso di inflazione positivo, nelle attuali condizioni di mercato, genera un'incoerenza fra tasso *risk free* e inflazione stessa.

Figura 3. Break-even inflation con maturity pari a 1 anno

(%)



Fonte: dati Reuters

Il documento di consultazione sul WACC dovrebbe però aprire la via a una nuova modalità di aggiornamento, che dovrebbe essere applicata sia alle revisioni infra periodo previste per il settore del gas sia per il V periodo regolatorio del settore elettrico (dal 2015), per il quale il procedimento di consultazione è appena partito (DCO 5/2015/R/eel).

Gli indirizzi dell'Autorità per i prossimi periodi regolatori

Fra dicembre 2014 e gennaio 2015 l'Autorità ha espresso i primi orientamenti sulla metodologia di definizione del WACC⁴.

In entrambi i documenti le informazioni circa le metodologie specifiche di determinazione dei singoli parametri sono molto limitate, ma vi sono principi generali di riferimento:

² Per approfondimenti di veda *Newsletter* 182-183.

³ Fisher, *The Theory of Interest*, New York, 1930.

⁴ Delibera 597/2014/R/com, e consultazione 5/2015/R/eel.

- revisione dei parametri al fine di uniformare tutti gli *input* comuni ai diversi settori ed evitare disallineamenti fra le remunerazioni causate da aggiornamenti delle componenti effettuate in momenti temporali differenti, pur con metodologie analoghe
- valutazione congiunta di tassi di interesse nominali e reali
- fissazione del livello del beta di settore per il settore elettrico.

La volontà di uniformare i momenti di aggiornamento dei parametri e la modifica nella metodologia di calcolo di alcuni di questi sono elementi positivi al fine di garantire la coerenza fra i diversi *input* e l'allineamento rispetto alle grandezze di mercato, tuttavia forse non sufficiente in questa fase storica.

Possibili approcci per migliorare l'accuratezza di stima

Al fianco di queste modifiche sarebbe opportuna una revisione globale e una maggior trasparenza circa le metodologie di calcolo e aggiornamento di tutte le componenti, al fine di ridurre l'incertezza in capo al settore in corrispondenza di ogni revisione del WACC.

Un approccio possibile per la determinazione dei parametri potrebbe partire dall'assunzione che in presenza di mercati efficienti è preferibile utilizzare tutti i dati di mercato disponibili per calcolare i diversi *input*.

In particolare il tasso privo di rischio, l'inflazione attesa, il costo di indebitamento, l'*equity risk premium* e il beta medio di settore potrebbero essere calcolati secondo procedure standard predefinite dall'Autorità, utilizzando tutte le informazioni di mercato disponibili, con orizzonti temporali di stima dei parametri coerenti e verificando i risultati attraverso l'adozione di più modalità di calcolo.

Il tasso risk free e tasso di inflazione

L'incremento di volatilità del rendimento a scadenza BTP decennali a seguito di volatilità del premio al rischio e della dinamica dell'inflazione è stato uno degli elementi di maggior criticità nella stima del WACC da parte dell'Autorità. Proprio l'incremento di volatilità suggerisce l'adozione di un orizzonte temporale maggiore per la stima della *proxy* del rendimento privo di rischio, ma il suo utilizzo pone però due problemi da tenere in considerazione:

- il premio al rischio pagato dallo Stato italiano che ha registrato elevata volatilità nel corso degli ultimi anni
- livelli di inflazioni differenti analizzando i dati nell'ultimo decennio.

Per questi motivi, oltre all'analisi della serie storica del rendimento nominale BTP decennale, si potrebbe affiancare l'analisi del dato reale. L'analisi della serie mostra come il dato medio mensile, depurato per l'inflazione, mostri un livello più stabile e una volatilità minore: a fronte di un rendimento nominale medio del 4.5% fra il 2000 e il 2014 e una volatilità pari a 0.8% per il BTP nominale, la volatilità del tasso reale è 0.61% e il dato medio di rendimento è pari al 2.3% (**Figura 4**). Il rendimento privo di rischio nominale potrebbe essere fissato come somma di un tasso reale (di lungo termine) e dell'aspettativa di inflazione di lungo termine.

La scelta riguardo quale sia l'aspettativa di inflazione "corretta" nel lungo termine non è di facile soluzione in quanto all'inflazione programmata nel DEF si contrappone il valore prezzato dal mercato e ricavabile dal confronto fra i BTP a cedola fissa e i BTP *inflation linked*, la cui liquidità sul mercato italiano è ancora però limitata.

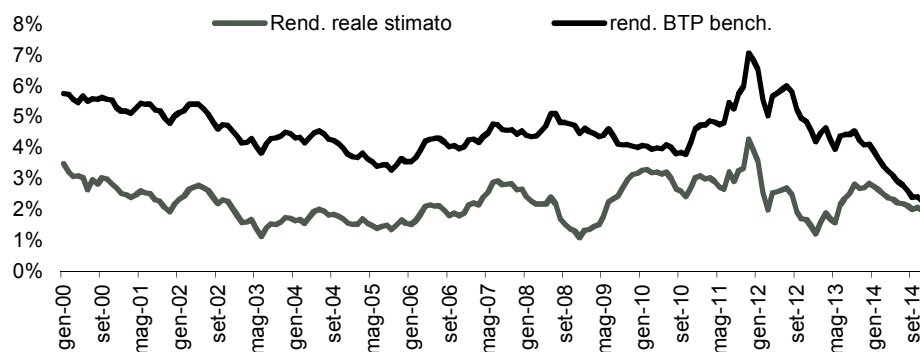
L'equity risk premium

Altro parametro determinante per la stima del rendimento richiesto dai portatori di capitale di rischio è l'*equity risk premium*. L'Autorità nel corso degli aggiornamenti dei diversi settori regolati ha sempre mantenuto costante il rendimento assunto nel lungo termine, sotto l'assunzione che nonostante la volatilità di breve, il rendimento richiesto per detenere un portafoglio sufficientemente diversificato di azioni rispetto al rendimento privo di rischio rimane sostanzialmente costante nel tempo. Tale motivazione, pur rimanendo valida, dovrebbe essere verificata attraverso un'analisi puntuale del valore espresso dal mercato nel corso degli ultimi anni.

Anche in questo caso, oltre all'analisi dell'andamento storico dell'ERP si potrebbe affiancare un'analisi del premio al rischio stimato sviluppato da diversi accademici⁵ e un'analisi che determini l'extra-rendimento implicito basato attraverso un *dividend discount model* (DDM),

⁵ "Equity Premia Around the World", Dimson, Marsh, and Staunton. "Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications", Damodaran.

Figura 4. Rendimento medio mensile BTP nominale e reale (%)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

modello che stima il rendimento atteso dal mercato azionario sulla base del prezzo attuale dei titoli dei dividendi attesi e del tasso di crescita di lungo termine. Questo secondo modello ha il pregio di stimare il rendimento atteso (e non quello storico), tuttavia implica l'assunzione di un mercato pienamente efficiente e una previsione circa la crescita di lungo termine. Il DDM potrebbe essere utilizzato come metodologia di confronto e verifica dei risultati ottenuti con l'analisi storica, specialmente in un periodo storico caratterizzato da mercati azionari che sovente hanno sottoperformato rispetto al mercato obbligazionario.

Il calcolo del Beta di settore e del rendimento dell'equity

Il beta di settore rappresenta forse l'elemento a maggior soggettività in quanto la maggior parte delle aziende regolate non è quotata (o non direttamente) e di conseguenza la rischiosità del comparto rispetto al mercato deve essere stimata indirettamente, analizzando aziende comparabili in Italia e in Europa. Il forte cambiamento nelle dinamiche di mercato e la sempre maggior integrazione dei mercati azionari continentali rende auspicabile una revisione del Beta, mai variato negli ultimi periodi regolatori di trasmissione e distribuzione elettrica. La maggior integrazione dei mercati dovrebbe rendere l'analisi econometrica di un *panel* di aziende europee più robusta, tuttavia anche in questo caso la comparazione con i beta medi di settore calcolati da *information provider* quali Reuters e Bloomberg potrebbe essere presa come parametro di confronto.

Sebbene il *Capital Asset Pricing Model* sia il modello largamente più usato per prezzare il rendimento atteso dell'*equity* in ambito finanziario, le assunzioni che stanno alla base della validità del modello sono ampiamente violate nella realtà. Modelli quali l'*Arbitrage Pricing Model* o modelli multifattoriali potrebbero essere testati, in fase di definizione del WACC regolato, al fine di verificare il risultato ottenuto con il CAPM.

Il costo del debito

L'approccio finora utilizzato per valutare il costo del debito (*Risk free* + *DRP*) non riflette il reale costo di finanziamento del settore in quanto se da un lato alcune grandi aziende, nel corso degli ultimi anni, sono riuscite a finanziarsi a costi addirittura più bassi del rendimento espresso dai titoli di stato, per le realtà di minor dimensione, con livelli di solidità patrimoniale minori, il *credit crunch* ha determinato un innalzamento del costo di finanziamento. Le condizioni di accesso al credito quindi sono variate in modo a volte divergente rispetto all'andamento del tasso *risk free*, riducendo la correlazione fra le due grandezze. Un possibile approccio alternativo, scelto da Ofgem nella definizione del ritorno sul capitale investito definito nel *framework* RIIO⁶, è legato all'utilizzo di un indice rappresentativo del costo di indebitamento medio delle aziende con determinati livelli di *credit rating*.

Il costo del debito viene stimato in base all'andamento storico (media mobile) di un indice di rendimento di obbligazioni corporate con *maturity* uguale o superiore a 10 anni con *rating* compreso fra A e tripla B. Così come l'Autorità italiana per il tasso *risk free*, anche Ofgem ha definito una revisione del valore del costo del debito (annuale nel caso del regolatore inglese) al fine di catturare l'evoluzione delle condizioni di accesso al credito.

⁶Framework definito da Ofgem per la definizione dei ricavi delle aziende regolate RIIO (*Revenue=Incentives+Innovation+Outputs*) è stato applicato a partire dal 2013 al settore della trasmissione elettrica e gas (RIIO T1), della distribuzione gas (RIIO GD1) e della distribuzione elettrica (RIIO ED1)

Il vantaggio di utilizzare un indice di mercato è legato al fatto che questo rappresenta il vero costo di finanziamento per i soggetti con quello specifico profilo di rischio, mentre lo svantaggio, nel caso italiano, è il ridotto utilizzo del mercato come fonte di reperimento di capitale di debito. Se l'utilizzo di un indice di mercato pone dei problemi di rappresentatività in ambito nazionale, anche il metodo finora adottato non è esente da critiche. L'estrema difficoltà nel definire un DRP medio di settore è riscontrabile nell'invarianza del parametro nel corso degli ultimi aggiornamenti del WACC. Nel corso degli ultimi anni l'Autorità non ha di fatto modificato il *debt risk premium*, componente che incorpora fra l'altro l'avversione al rischio dei portatori di capitale di debito rispetto al profilo di rischio del debitore, avversione che proprio a causa del deteriorarsi degli attivi di bilancio delle banche è aumentata provocando il *credit crunch* osservato nel corso degli ultimi anni.

Una revisione complessiva tenendo presente gli obiettivi per le attività regolate

In questo particolare momento storico l'Autorità è di fronte a un inevitabile *trade off* fra due finalità che in ogni caso devono essere perseguite:

- aderenza degli *input* alle condizioni di mercato
- stabilità dei ricavi riconosciuti al fine di non disincentivare gli investimenti.

Stante l'obiettivo di trasparenza e aderenza al mercato, le attuali condizioni dei mercati finanziari potrebbero determinare un forte abbassamento del rendimento riconosciuto alle aziende regolate, in un momento in cui molti comparti necessitano di ingenti investimenti per completare il processo di consolidamento del settore (distribuzione gas) e sviluppare reti intelligenti in grado di migliorare rendere più efficiente il consumo di energia (ad es. distribuzione elettrica). L'obiettivo di aderenza alle condizioni di mercato e di incentivazione agli investimenti potrebbe essere perseguita attraverso molteplici strumenti.

Una prima opzione potrebbe essere quella di differenziare il WACC applicato alla RAB. Per il capitale investito già in essere potrebbe essere utilizzato un WACC basato sui dati storici di lungo termine, mentre per i nuovi investimenti fissare un WACC aderente alle attuali condizioni di mercato. La ratio di questa differenziazione è legata alla struttura finanziaria reale che finanzia tali *asset*. La RAB in essere è stata sviluppata a tassi di finanziamento e rendimenti attesi molto differenti rispetto alle condizioni attuali. Applicare a tali *asset* le attuali condizioni di mercato potrebbe generare squilibri che andrebbero interamente a colpire la possibilità di realizzare nuovi investimenti. Allo stesso tempo utilizzare come riferimento per i nuovi investimenti i parametri calcolati sulle attuali condizioni di mercato permetterebbe di evitare extra remunerazioni agli operatori ed extra costi per il sistema.

Una seconda opzione potrebbe essere la definizione di incentivi selettivi a determinati investimenti ritenuti prioritari. In questo caso però si andrebbe a sotto remunerare il capitale investito in essere e sovra remunerare i nuovi investimenti, creando, forse, maggior complessità per le aziende che si troverebbero a dover valutare complessivamente l'impatto di tali incentivi sulla totalità del capitale investito, prima di decidere se procedere ad effettuare nuovi investimenti.

GAS NATURALE

Connessione degli impianti di biometano alla rete del gas e determinazione delle quantità ammesse agli incentivi

Il provvedimento dell'AEEGSI per le connessioni d'impianti di biometano alle reti del gas naturale e per la determinazione delle quantità ammissibili agli incentivi era da lungo atteso e avvicina la data di partenza degli strumenti d'incentivazione per il gas rinnovabile. Mancano ancora, tuttavia, le indicazioni circa le modalità con cui saranno coperte le risorse necessarie per gli incentivi. Oltre agli incentivi di tipo economico, i produttori di gas rinnovabile beneficeranno di agevolazioni in materia di tariffe per l'utilizzo delle reti e contributi per la connessione alle reti del gas. In attesa dell'adozione delle normative tecniche europee, l'immissione nelle reti rimane vietata al biometano prodotto da digestione anaerobica dei rifiuti e il potenziale risulta pertanto limitato.

Un provvedimento da lungo tempo atteso

Sono state adottate dall'AEEGSI le direttive per le connessioni d'impianti di biometano alle reti del gas naturale e le disposizioni in materia di determinazione delle quantità ammissibili agli incentivi (delibera 46/2015/R/gas). Il provvedimento era da lungo tempo atteso nell'ambito del procedimento iniziato nel 2011: la delibera segue due documenti di consultazione del 2012 e del 2014 (DCO 160/2012/R/gas e 498/2014/R/gas) ed è particolarmente importante poiché si appresta a rendere finalmente operative le misure d'incentivazione contenute nel decreto del 5 dicembre 2013¹ (*Rapporto gas naturale 2014*).

I punti aperti del decreto incentivazione

Quest'ultimo decreto lasciava aperti alcuni punti, tra cui la definizione delle specifiche tecniche del biometano da immettere in rete, le modalità di misurazione del gas rinnovabile e questioni più specifiche attinenti l'effettiva determinazione degli incentivi, quali la definizione degli autoconsumi e la copertura degli incentivi tramite le tariffe di trasporto del gas naturale. Alcuni di questi aspetti erano demandati a provvedimenti successivi dell'AEEGSI. Inoltre, per quanto riguarda l'immissione in rete, questa era consentita al solo biometano derivante da digestione anaerobica di prodotti biologici e sottoprodotti e vietata, invece, al biometano prodotto da rifiuti, almeno fino alla data di entrata in vigore della normativa tecnica europea circa le specifiche di qualità del biometano per uso autotrazione e le specifiche tecniche per l'immissione del biometano nelle reti. Nell'attesa dell'adozione di questa normativa tecnica, ai gestori della rete era data la possibilità di imporre verifiche, facendo riferimento alla normativa vigente, circa le specifiche tecniche del biometano da immettere nelle reti.

Le responsabilità del gestore della rete

La nuova delibera AEEGSI si riallaccia a quest'ultimo punto nel ribadire la responsabilità del gestore della rete circa la sicurezza e l'efficienza tecnica nella gestione della rete gas. Questi è tenuto a definire, pubblicare e monitorare le specifiche di qualità del biometano immesso nella propria rete facendo riferimento alle disposizioni vigenti² e, in aggiunta, tenendo conto delle indicazioni contenute nel rapporto tecnico UNI/TR 11537³. La competenza del gestore della rete è estesa, inoltre, alla definizione delle specifiche di pressione e alla verifica della compatibilità del profilo previsto di immissione in rete del biometano con le caratteristiche tecniche e di assorbimento della rete, mentre non riguarda l'installazione e la manutenzione dei sistemi di misura. Quest'ultima competenza è demandata ai produttori, salvo il caso d'immissione in rete mediante utilizzo di carri bombolai, per cui i sistemi di misura sono installati dal gestore della rete e coperti tramite le tariffe di rete. Sono coperti tramite tariffa anche i costi relativi alle verifiche che il gestore della rete deve effettuare per assicurare l'odorizzazione del biometano, quando positive, mentre i costi relativi alle verifiche negative sono a carico del produttore.

¹ Decreto Ministero dello Sviluppo Economico 5 dicembre 2013, Modalità d'incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale, pubblicato nella G.U. n. 295 del 17 dicembre 2013.

² Ossia al Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 19 febbraio 2007, Approvazione della regola tecnica sulle caratteristiche chimico-fisiche e sulla presenza di altri componenti nel gas combustibile da convogliare a al decreto del 5 dicembre 2013.

³ Norma UNI/TR 11537:2014, Immissione di biometano nelle reti di trasporto e distribuzione di gas naturale.

La determinazione degli incentivi

Per quanto riguarda la determinazione degli incentivi, l'AEEGSI stabilisce che alle quantità di biometano immesse in rete debbano essere sottratti i consumi energetici relativi al processo di produzione del biometano. Nello specifico, si tratta dei consumi che riguardano la produzione e il trasporto delle materie prime all'impianto di produzione, l'energia utilizzata per la produzione di biogas e l'energia utilizzata per il processo di raffinazione che trasforma quest'ultimo in biometano. Ciò è necessario al fine di assicurare che il bilancio energetico del processo di produzione e immissione in rete del biometano sia positivo. La delibera contiene, inoltre, le modalità di determinazione delle quantità di gas rinnovabile ammissibili agli incentivi secondo le diverse modalità di immissione in rete e/o utilizzo.

Le tariffe di rete e la connessione alle reti del gas

Sono, tuttavia, gli aspetti economici relativi alla connessione degli impianti di biometano alle reti del gas naturale e all'utilizzo di quest'ultime a rivestire il maggiore interesse. Parimenti alle modalità di incentivazione individuate con il decreto del 5 dicembre 2013, alcuni aspetti di questa regolazione agevolano i produttori di biometano con il fine dichiarato di favorire un ampio utilizzo del gas rinnovabile.

Le tariffe di rete

Per quanto riguarda le tariffe di trasporto e distribuzione, il produttore di biometano è sottoposto alle stesse condizioni previste per i produttori nazionali di gas.

Per la rete di trasporto, la metodologia è quella delle tariffe *entry/exit* per cui a ogni punto di ingresso è applicata una tariffa specifica, calcolata in base ai costi complessivi dei trasportatori e proporzionale ai flussi attesi. Le tariffe in entrata sulla rete di trasporto sono espresse in capacità giornaliera: l'ammontare pagato non dipende quindi dal quantitativo di gas immesso ma dalla capacità prenotata ad inizio dell'anno termico⁴. Poiché non sono possibili prenotazioni infra-annuali né livelli di prenotazione modulati nel corso dell'anno, la capacità prenotata deve essere pari al massimo giornaliero che nell'anno si prevede di immettere. In caso di superamento del 4% della capacità prenotata (anche per un giorno solo) viene applicata una penale pari al 12.5% del corrispettivo annuale. I criteri per la definizione delle tariffe sono definiti dall'Autorità e aggiornati all'inizio del periodo regolatorio, mentre i livelli sono calcolati ogni anno dall'impresa di trasporto. Le tariffe sono differenziate per punto di ingresso (con il vincolo che punti contigui non possono avere tariffe con scostamenti maggiori del 30%) ma nelle tariffe di Snam Rete Gas si possono individuare alcuni cluster con tariffe identiche per il 2015 (Tabella 1).

Tabella 1. Tariffe di *entry* per la rete di Snam Rete Gas, anno 2015

Cluster*	Corrispettivi unitari di capacità di rete nazionale CP _e (euro/a/Smc/g)
Pianura Padana	0.086105
Pianura Padana - costa	0.227432
Marche - costa	0.227432
Marche - Abruzzo	0.247789
Abruzzo - Molise	0.341544
Molise - Puglia	0.676224
Calabria	1.740385
Sicilia	3.256617

* I nomi dei *cluster* sono indicativi e raggruppano produttori nazionali di gas naturale ai quali sono applicate tariffe di rete di pari entità

Fonte: Autorità

Le modalità di applicazione delle tariffe di trasporto potrebbero comportare alcuni rischi di natura finanziaria per gli operatori di biometano, legati sia alla necessità di prenotare la capacità giornaliera per tutto l'anno termico senza possibilità di revisioni infrannuali, sia alla necessità di presentare rilevanti fidejussioni a garanzia del pagamento, che viene rateizzato durante l'anno e che, come già sottolineato, è indipendente dal quantitativo di gas effettivamente immesso nella rete.

Per quanto riguarda le tariffe di distribuzione, a oggi la struttura tariffaria prevede che i costi vengano interamente pagati dai punti di riconsegna. La decisione dell'Autorità è in questo

⁴ L'unica eccezione possibile a questa regola è quella in cui l'impianto inizia ad immettere in corso di anno termico, per cui è possibile pagare il corrispettivo solo per i giorni dell'anno rimanenti e per cui è possibile prenotare capacità anche su base semestrale, trimestrale o mensile.

caso quella di non prevedere un corrispettivo tariffario per i punti di entrata, in coerenza con quanto avviene anche nel settore elettrico, che potrebbe rappresentare un incentivo importante agli impianti più piccoli allacciati alla rete di distribuzione (generazione distribuita) rispetto a quelli allacciati alla rete di trasporto.

I costi sostenuti dalle imprese di distribuzione saranno riconosciuti in sede tariffaria e l'onere sarà presumibilmente coperto facendo ricorso alle componenti RE e REt rispettivamente della tariffa di distribuzione e della tariffa di trasporto.

Il contributo di connessione alle reti del gas

Per quanto riguarda, invece, la determinazione del contributo di connessione, sono attribuiti al richiedente solo i costi specifici necessari alla realizzazione dell'impianto di connessione (approccio di tipo *shallow*) mentre i costi riguardanti l'eventuale rinforzo della rete sono riconosciuti al gestore e coperti tramite le tariffe di trasporto applicate ai clienti finali. Nello specifico, come per i produttori nazionali di gas naturale, il contributo di connessione alla rete è determinato come la differenza tra il costo d'investimento, fissato sulla base delle caratteristiche tecniche dell'opera di connessione, e il ricavo tariffario annuo atteso, che deriva dall'applicazione delle tariffe per l'uso della rete. Per la definizione del primo si è scelto per il momento di fare riferimento a soluzioni di minimo tecnico, che consentono di prendere a riferimento soluzioni ottimali dal punto di vista delle quantità di risorse impiegate. L'Autorità, tuttavia, intende approfondire nei provvedimenti successivi le tematiche riguardanti l'introduzione graduale di costi *standard* per la valorizzazione dei contributi per le connessioni alle reti. Il pagamento del contributo di connessione è, tuttavia, dovuto soltanto nel caso in cui il suo valore superi la franchigia di euro 113,381 prevista dal codice di rete di SRG ed è ridotto del 20% per i produttori di biometano. Inoltre, nei casi d'immissione nella rete di trasporto, il pagamento del contributo di connessione è richiesto soltanto quando il ricavo tariffario annuo atteso dall'applicazione delle tariffe di trasporto sia inferiore all'investimento che il gestore della rete effettua per l'opera di connessione.

Il produttore è tuttavia tenuto a pagare per intero il costo di connessione nel caso in cui passato un anno dalla realizzazione della connessione non inizi a immettere gas nel punto di consegna. Tale norma rappresenta un rischio rilevante per i produttori, perché implica il pagamento di una somma non recuperabile nel caso in cui i tempi per la conclusione dei lavori siano sottostimati e il trasportatore realizzi la connessione in anticipo rispetto all'avvio dell'immissione in rete. Per i produttori che immettono nella rete di distribuzione, che non sono soggetti al pagamento di corrispettivi per l'utilizzo della rete, il pagamento del contributo di connessione è, invece, sempre dovuto oltre la suddetta franchigia. È comunque prevista la possibilità di rateizzare i pagamenti per i contributi di connessione per un massimo di 20 anni, che coincide con il periodo lungo il quale il produttore di biometano può godere degli incentivi previsti dal decreto del 5 dicembre 2013. Tutti i produttori che richiedono la realizzazione di un'opera di connessione alle reti sono tenuti a presentare una garanzia bancaria pari al costo di realizzazione della connessione meno l'eventuale contributo di connessione a copertura degli impegni presi con il gestore di rete.

Incentivi per il biometano in partenza?

Gli incentivi potrebbero, dunque, partire a breve, anche se rimangono ancora due punti aperti. Da un lato, l'AEEGSI deve ancora stabilire le modalità con le quali coprire le risorse per l'incentivazione del biometano tramite le tariffe di trasporto del gas naturale; dall'altro, manca ancora la normativa tecnica europea che permetterebbe al biometano prodotto da rifiuti di essere immesso in rete. La quantità complessiva di biometano che potrebbe accedere all'incentivazione e quindi essere immessa in rete risulta perciò al momento limitata dal divieto appena accennato.

Analisi statistica e novità dal mercato

Domanda e prezzi sostenuti nonostante il crollo del petrolio. Prime indicazioni per il prossimo AT: non cambia la tutela ma vengono rimodulati gli oneri impropri.

Nuovi segnali positivi per i consumi

I dati provvisori di gennaio segnalano un aumento su base tendenziale (+3%), un evento raro negli ultimi quattro anni (**Figura 1**). L'aumento era atteso a fronte delle temperature miti di gennaio 2014 e imputabile complessivamente al settore della distribuzione. È tuttavia a inizio febbraio che, con temperature sensibilmente più basse rispetto all'anno scorso, l'aumento si fa sensibile (+18.8% nei primi 16 giorni del mese), con la novità che stavolta a guidare sarebbero i consumi nel settore termoelettrico (+22% contro +16.5% nella distribuzione). Il settore industriale è l'unico in leggera diminuzione (-1.8%). L'aumento percentuale della categoria "Altro" del bilancio SRG risulta forse eccessivamente elevato, ma bisogna tenere conto del fatto che a febbraio 2014 i dati provvisori sono stati successivamente rivisti al ribasso del 40%. L'andamento dell'anno termico è ancora negativo (-3.4%, dati cumulati fino al 16 febbraio), a differenza dell'anno solare che è in crescita (+8.1%).

Accelera lo svuotamento degli stoccaggi

Gli aumenti di domanda non sono stati compensati da quelli delle importazioni (solo +1% nei primi 16 giorni di febbraio) piuttosto dal ricorso allo stoccaggio: il pieno utilizzo delle risorse in stoccaggio è infatti incentivato dall'aspettativa di prezzi estivi in ribasso rispetto alle quotazioni invernali, anche per via dell'effetto sulle formule del calo dei prezzi dei prodotti petroliferi di questi mesi. Cambia però il *mix* di approvvigionamento: a febbraio sono aumentate le importazioni dalla Svizzera (quasi quadruplicate rispetto allo stesso mese del 2014), dalla Libia e dal terminale GNL di Cavarzere. Le importazioni da Tarvisio sono ancora in calo (-27% rispetto allo stesso periodo del 2014). Le erogazioni dagli stoccaggi si mantengono conseguentemente su livelli elevati (+71% nei primi 16 giorni di febbraio) e anche se oggi le giacenze sono in linea con la media stagionale (**Figura 2**), la proiezione per la fine di febbraio, se si mantiene la velocità di svuotamento attuale, scende sotto ai livelli dell'anno termico 2012, senza tuttavia ingenerare eccessive preoccupazioni per la sicurezza del sistema.

Prezzi gas in ripresa

I prezzi *spot* agli *hub* in Europa sono in rialzo a febbraio 2015 (+13% in media su tutti gli *hub* europei), con un valore medio di 22.8 €/MWh. Tra gennaio e febbraio 2015 si sono verificate frequenti attivazioni della piattaforma G-1, gli scambi hanno riguardato soprattutto il segmento Stogit (e quindi la risorsa di flessibilità dello stoccaggio di bilanciamento operativo) e i prezzi in esito della sessione di emergenza sono stati molto alti (oltre 35 €/MWh per le sessioni del 5 e 6 febbraio) e si sono tradotti in picchi di prezzo giornaliero al PSV (**Figura 3**).

Lo svolgimento della sessione G-1 potrebbe avere avuto ripercussioni sulle quotazioni *forward*: lo *spread* medio tra PSV e TTF è risalito quasi fino ai livelli di ottobre 2014 ed è pari a 4.41 €/MWh. L'aspetto più interessante delle quotazioni *forward* riguarda la rivalutazione di PSV e TTF tra gennaio e febbraio 2015, in parte spiegata dal rialzo del prezzo del *brent* (che a febbraio ha sfiorato i 60 \$/bbl), ma soprattutto dall'annuncio del governo olandese di abbassare nuovamente il *production cap*: la produzione di gas del sito più grande d'Europa, Groningen, verrà ridotta a 16.5 Gmc nella prima metà di quest'anno e nella seconda metà il limite sarà ancora più stringente, arrivando a una riduzione complessiva dell'*output* di quasi il 40% rispetto ai livelli di due anni fa. Nonostante la riduzione annunciata sia importante, l'effetto annuncio sembra superiore all'effettivo *shock* di offerta, data la piccola dimensione del sito rispetto alla domanda europea.

Le dinamiche appena esposte non si riflettono nelle stime di costo dei contratti di lungo periodo indicizzati ai prodotti petroliferi. Il livello della *Gas Release 2007*, insieme a quello stimato dalla formula introdotta dalla delibera 549/2014/R/gas, è caratterizzato da un'elevata elasticità del prezzo alle variazioni delle quotazioni petrolifere: la *Gas Release* tornerebbe così ai livelli dello *spot* a partire da agosto 2015 (**Figura 6**) mentre le formule rinegoziate guadagnerebbero un vantaggio notevole e sarebbero inferiori allo *spot* già da gennaio 2015 (il sottostante livello di Brent è di una media di 55.8 \$/bbl per il periodo gennaio-agosto 2015).

L'AT 2015: ancora tutela

Negli ultimi giorni sono state smentite le anticipazioni che vedevano il mercato gas libero da prezzi di riferimento per la tutela già dai prossimi mesi: il disegno di legge sulla concorrenza, appena presentato al Parlamento, secondo le indicazioni dell'Autorità, prevede il superamento dell'attuale servizio di tutela, ma a partire dal 2018, e dopo un percorso di avvicinamento che sarà gestito dal Ministero (che scalza l'Autorità di settore in una delle sue attività *core*), che dovrà prevedere un attento monitoraggio dei prezzi, la garanzia di piena informazione del consumatore, adeguate (e non meglio precisate) misure di contrasto alla morosità, la separazione delle politiche di comunicazione del marchio tra imprese verticalmente integrate, nonché ulteriori misure volte a facilitare la mobilità dei clienti e garantire l'efficacia, efficienza, trasparenza e puntualità delle operazioni di *switching* e fatturazione.

C_{MEM} invariata

Saranno quindi ancora valide per il prossimo anno le disposizioni dell'Autorità sulla maggior tutela in merito alla quale sono da poco uscite le prime valutazioni (DCO 38/2015/R/gas). A differenza degli altri anni le analisi dell'Autorità non si concentrano sul livello del prezzo della maggior tutela: quest'anno non è stata effettuata l'indagine conoscitiva sui prezzi al dettaglio (delibera 366/2013/E/com) che aveva giustificato il passaggio alla modalità di indicizzazione ai prezzi *spot*. L'Autorità si concentra invece sulle modalità di valutazione del livello di liquidità del mercato *spot* italiano: pur confermando per il prossimo anno l'indicizzazione al TTF, l'Autorità prende atto che il perimetro da monitorare non può essere limitato al mercato organizzato (MT-gas, a oggi a liquidità nulla), ma dovrebbe essere esteso a tutto il mercato OTC, e che la valutazione dovrebbe basarsi su parametri oggettivi, prevedendo specifiche soglie. In particolare, si propone di monitorare il volume degli scambi, lo *spread bid-ask* e il livello di concentrazione, per differenti scadenze lungo la curva *forward*. Una modalità certo più precisa di valutazione del mercato all'ingrosso del gas di quella originariamente proposta e limitata ai volumi scambiati sul mercato organizzato, e che si dovrà però inserire nel più ampio processo di definizione del nuovo Gas Target Model (si veda *Rapporto REF-E Gas Naturale 2014*). Da vedere tuttavia se queste valutazioni porteranno a un cambiamento dell'indicizzazione per i prossimi anni e soprattutto se varrà la pena di attuare la fase finale della riforma avendo già previsto un orizzonte piuttosto vicino (2018) per l'eliminazione della tutela.

Non vengono previste ulteriori revisioni nella struttura e nel livello della C_{MEM} . Anche la CCR rimane confermata anche se il livello potrebbe essere rivisto a valle delle aste per l'allocatione dello stoccaggio, che potrebbero portare a una revisione dei costi legati alla gestione del rischio profilo e del rischio eventi climatici.

Rimodulazione oneri impropri

Sarà invece attiva dal prossimo anno termico la revisione delle modalità di applicazione di alcuni oneri impropri (delibera 60/2015/R/gas). Verranno quindi applicate sempre sui costi di trasporto, ma spostate a valle del PSV le componenti relative a costi di interrompibilità, oneri per lo stoccaggio e oneri per il bilanciamento (attuali CVi , $CVos$ e $CVbi$ rinominate $CVRi$, $CVRos$ e $CVRbi$). La riforma ha il pregio di eliminare elementi di distorsione nella formazione del prezzo all'ingrosso italiano, che non includerà più alcuni oneri impropri, tuttavia aggiunge un livello in più di complicazione nella gestione degli oneri di sistema e impropri che adesso sono divisi in quattro categorie a seconda della loro modalità di recupero (**Tabella 5**).

I livelli degli oneri al I trimestre 2015 sono riportati in **Figura 6** ma sono molto volatili: gli oneri "traslati" valgono al momento circa 1 €/cent/mc, ma il valore di $CVos$ verrà azzerato nei mesi estivi e rimodulato per il prossimo inverno a seguito delle aste di stoccaggio. Gli oneri che rimangono a monte del PSV (l'Autorità non chiarisce il perché della scelta di lasciarne alcuni a monte) valgono attualmente 0.06 €/cent/mc, ma un aumento a 0.17 €/cent/mc è già previsto dal prossimo trimestre per recuperare i costi della garanzia dei ricavi per i terminali di rigassificazione. Le componenti applicate alla distribuzione sono scaglionate in base ai consumi (a eccezione della UG1), mentre non lo sono quando applicate al trasporto.

Domanda

Tabella 1. Domanda di gas naturale

(Mmc/g e variazioni tendenziali)

	Gen 2015	Gen 2014	Var. %	Feb 2015	Feb 2014	Var. %
Industriale	37	38	-2.4%	40	40	-1.8%
Termoelettrico	55	60	-7.4%	62	51	22.0%
Distribuzione	178	166	7.3%	184	158	16.5%
Altro	9	7	18.1%	18	7	173.2%
Totale prelevato	280	272	3.0%	303	255	18.8%
Temperature	7.3	8.3	-	5.8	9.5	-

Ultimo dato 16 febbraio 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	-2.2%	5	5	-4.2%
Termoelettrico	3	3	1.6%	7	8	-10.0%
Distribuzione	8	8	10.3%	18	18	-1.7%
Altro	1	0	67.5%	1	1	23.1%
Totale prelevato	14	13	8.1%	31	33	-3.4%

Valori cumulati fino al 16 febbraio 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

Domanda

Tabella 3. Offerta di gas naturale

(Mmc/g e variazioni tendenziali)

	Gen 2015	Gen 2014	Var. %	Feb 2015	Feb 2014	Var. %
Importazioni	159	178	-11%	172	169	1%
Prod. Nazionale	18	19	-7%	17	19	-10%
Stoccaggi	103	75	38%	114	67	71%
Capacità max	348	353	-1%	348	353	-1%
Load Factor	46%	50%		49%	48%	

Ultimo dato 16 febbraio 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

Tabella 4. Offerta cumulata di gas naturale

(Gmc e variazioni tendenziali)

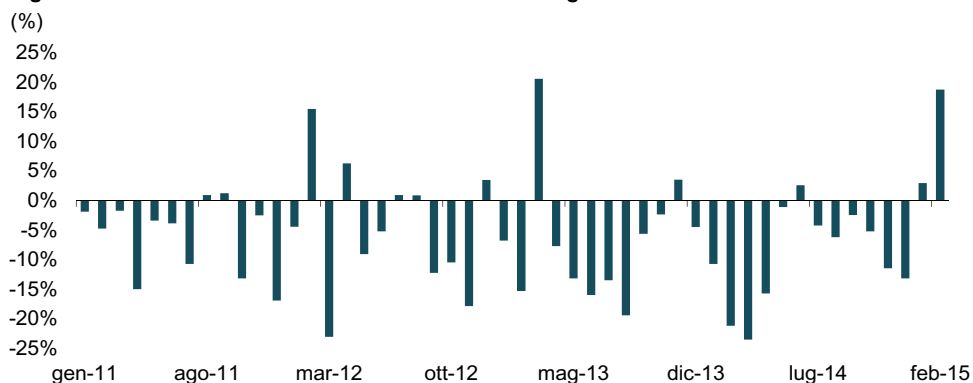
	AS 2015	AS 2014	Var. %	AT 2014	AT 2013	Var. %
Importazioni	7.7	8.2	-6.7%	21.0	25.0	-16.0%
Prod. Nazionale	0.8	0.9	-8.0%	2.6	2.7	-4.9%

Valori cumulati fino al 16 febbraio 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

Importazioni

Figura 1. Variazioni tendenziali della domanda totale di gas



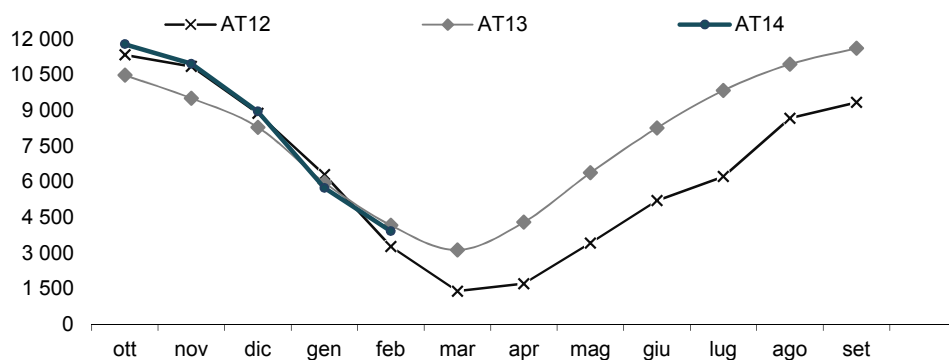
Valori al 16 febbraio 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

Stoccaggio

Figura 2. Giacenza in stoccaggio a fine mese in Italia

(Mmc) Ultimi Valori Mensili



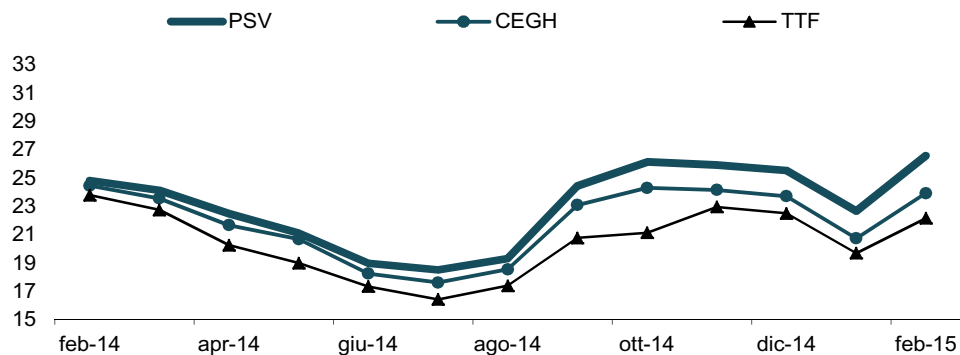
Ultimo dato 16/02/2015

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 febbraio 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Platts

Figura 4. Prezzi giornalieri del gas al PSV e esiti sessione G-1 del mercato di bilanciamento (€/MWh)

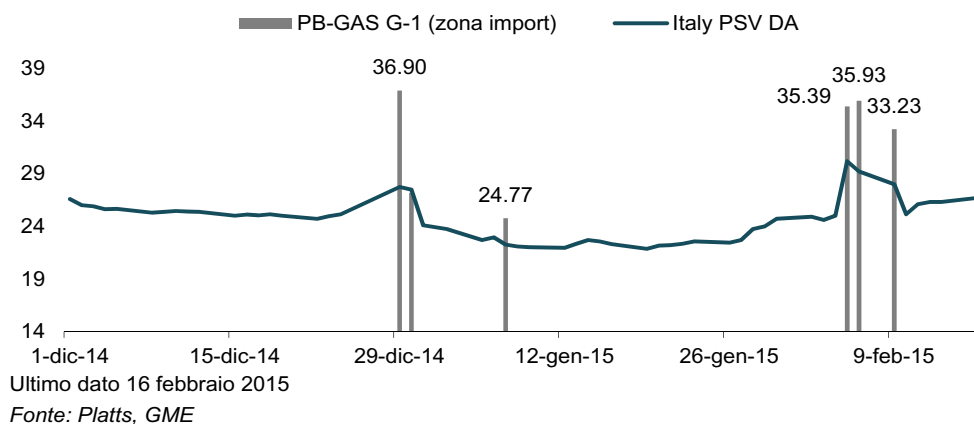


Figura 5. Curva a termine del prezzo gas al TTF e PSV costruita attraverso i prodotti forward (€/MWh) (media mese)

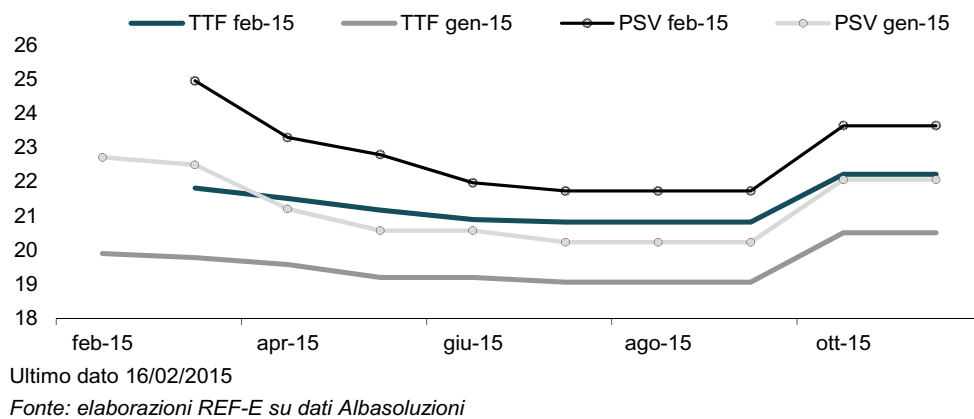
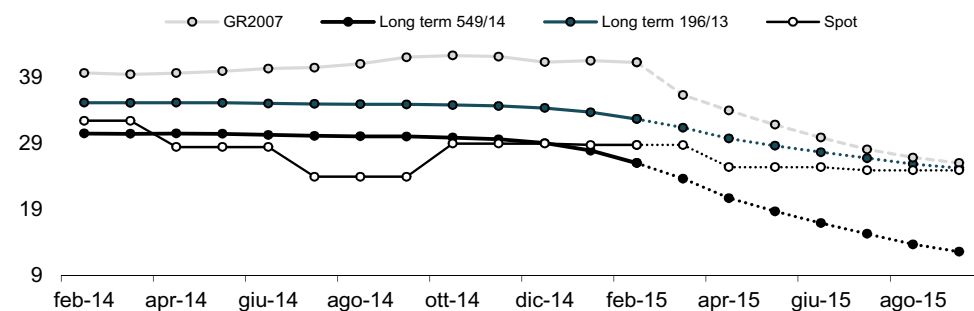


Figura 6. Gas release 2007, costo di approvvigionamento long term e spot (€/cent/mc)

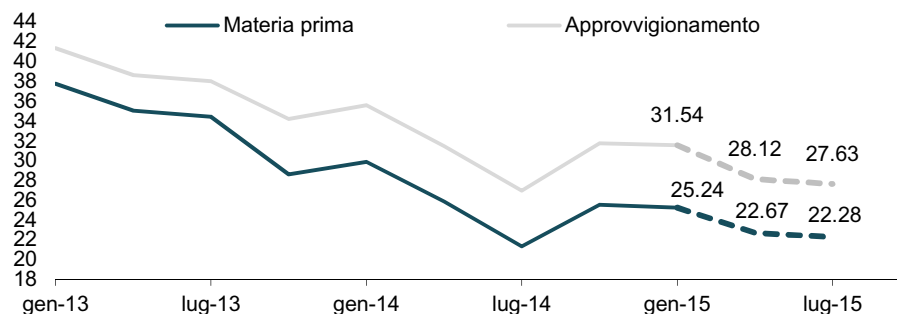


PCS 38.52 MJ/mc, il confronto avviene al PSV; Spot: C_{MEM},

Long term: PTOP 196/2013/R/gas e PTOP 549/2014/R/gas

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Platts, AEEG e forward media di mercato al 16/02/2015

Figura 7. 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 16/02/2015

* 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

Tabella 5. Oneri impropri e di sistema su trasporto gas

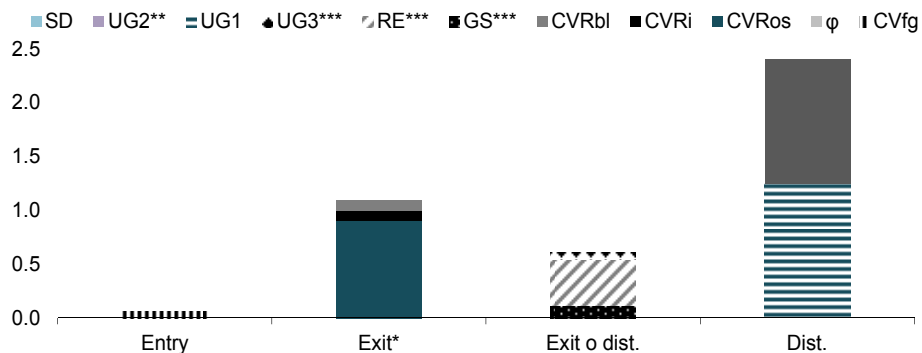
Applicazione	Costi	Componente
Entry trasporto	Garanzia rigassificazione	CVfg
	Perequazione trasp.	φ
	Oneri stoccaggio	CVRos
Exit trasporto	Interrompibilità	CVRi
	Bilanciamento	CVRbl
	Tariffe sociali	GS(t)
Exit trasporto o distribuzione*	Promozione rinno e eff.	RE(t)
	Morosità	UG3(t)
	Perequazione dis.	UG1
Distribuzione	Vendita	UG2
	Recupero 130/10	SD

* A seconda del tipo di allacciamento alla rete

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Autorità

Figura 8. Gli oneri impropri e di sistema al Q1 2015

(€/cent/mc)



* Da Q415; ** Media aritmetica degli scaglioni; *** Valori per il trasporto

Fonte: elaborazione REF-E su dati Autorità

MERCATO ELETTRICO

Market coupling: *si parte!*

Il 24 febbraio data di avvio del market coupling con le frontiere di Austria e Francia, aggiungendosi a quello già esistente con la Slovenia: un passo importante verso l'integrazione dei mercati energetici europei. Il percorso di avvicinamento ha richiesto diversi interventi per l'armonizzazione delle regole del mercato italiano con quelle degli altri mercati. Le più significative hanno riguardato le tempistiche dei mercati e dei loro pagamenti con quest'ultima che, data l'importante differenza, è al momento risolta solo in via temporanea.

24 febbraio: avvio del *market coupling*

Per il mercato elettrico italiano è il momento di un passo importante nel percorso di costruzione del mercato europeo dell'energia. Il 24 febbraio è il primo giorno in cui la soluzione del mercato del giorno prima (MGP) verrà ottenuta attraverso il meccanismo del *market coupling* (MC) che, per definizione, permette di determinare il valore dell'energia elettrica nelle zone europee di mercato coinvolte¹ e, contestualmente, di allocare la capacità di trasporto disponibile tra dette zone, ottimizzandone l'utilizzo. L'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto² avverrà perciò contemporaneamente alla determinazione del prezzo di ogni zona, anziché con un processo separato come è avvenuto finora.

Il percorso del MC è iniziato nel 2009 quando è partita, su base volontaria, l'iniziativa *Price Coupling of Regions* (PCR), una collaborazione tra diverse borse elettriche europee con l'obiettivo di sviluppare un'unica soluzione di MC e quindi di un unico algoritmo di risoluzione. Un paio di anni più tardi, il MC ha ricevuto l'investitura istituzionale: l'ACER, attraverso le linee guida per l'allocatione della capacità e la gestione delle congestioni (*CACM Framework Guidelines*) ha identificato il MC come modello di riferimento da adottare per l'allocatione e la valorizzazione della capacità di interconnessione nell'ambito del MGP. La fase operativa è iniziata nel primo semestre del 2014 quando le borse elettriche di 17 paesi³ si sono integrate attraverso il MC nell'ambito del progetto *Multi Regional Coupling*. Con l'ingresso dell'Italia e della Slovenia il progetto coprirà un'area con un consumo elettrico annuo di circa 2,800 TWh.

L'algoritmo unico del market coupling impone alcune modifiche

Dal punto di vista operativo il MC consiste nella condivisione da parte dei gestori delle borse elettriche delle informazioni ricevute dai propri TSO e delle offerte sottomesse dai propri operatori. A turno, uno dei gestori delle borse riveste il ruolo di coordinatore e ha il compito di utilizzare l'algoritmo comune (*Euphemia*) per la soluzione del MGP, supportato da un'altra borsa nel ruolo di *back-up* nel caso che problemi tecnici impediscano al coordinatore di svolgere il suo compito. I risultati preliminari vengono condivisi con le altre borse e con i TSO che controllano e confermano i risultati che vengono poi pubblicati e comunicati agli operatori. Questa procedura si svolge in un tempo limitato, i risultati finali devono infatti essere pubblicati entro le 12.55 a meno di problemi per i quali sono previste specifiche procedure e comunicazioni in base alla loro entità. La limitazione nel tempo di svolgimento dell'intero processo richiede all'algoritmo di trovare la soluzione in un tempo piuttosto stringente (10 minuti) rapportato alla complessità del problema. Questa contingenza ha reso necessario delle piccole revisioni alla disciplina del mercato elettrico italiano: infatti, l'articolo 30 della deliberazione 111/06 prevede che il GME individui "le offerte accettate [...] in modo tale che il valore netto delle transazioni sia massimo, compatibilmente con il rispetto dei limiti ammissibili di trasporto tra le zone". L'algoritmo *Euphemia* non può però garantire che la soluzione individuata nel tempo a disposizione sia effettivamente quella che massimizza il

¹ Gestite generalmente da operatori diversi sia per quanto riguarda la borsa elettrica sia per la rete di trasmissione. Questa caratteristica contraddistingue il MC dal cosiddetto *market splitting*, situazione che si verifica quando all'interno di uno stesso mercato elettrico (i.e. con un solo operatore di borsa e un unico TSO) le peculiarità della rete di trasmissione causano la creazione di zone a prezzi diversi, ne sono un esempio il mercato italiano e quello scandinavo.

² Le frontiere che entreranno a far parte del MC saranno quelle con Francia, Austria e Slovenia. Su quest'ultima frontiera è attivo il meccanismo di MC dal 2011. Il MC con la Svizzera potrà essere avviato solo in seguito alla definizione degli accordi in materia di energia tra la Confederazione Elvetica e l'Unione Europea, mentre l'ostacolo all'implementazione del MC con la Grecia è rappresentato dalle particolari caratteristiche del mercato elettrico greco che al momento ne limitano la possibilità di integrazione.

³ Austria, Belgio, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Germania, Gran Bretagna, Lettonia, Lituania, Lussemburgo, Paesi Bassi, Norvegia, Polonia, Portogallo, Spagna e Svezia.

valore netto delle transazioni e perciò l'Autorità, nella delibera 45/2015/R/eel, ha modificato il precedente articolo per tenere conto delle caratteristiche del nuovo algoritmo.

Inoltre, l'utilizzo di *Euphemia* dà la possibilità di rivedere i limiti di prezzo e di introdurre nuove tipologie di prodotti scambiabili sul mercato. L'algoritmo è stato sviluppato in modo tale da poter gestire le caratteristiche dei singoli mercati e in particolare la possibilità di presentare offerte complesse con vincoli intertemporali (per esempio le offerte a blocchi, di minimo ricavo etc.) o con prezzo negativo che al momento non sono disponibili per gli operatori del mercato italiano. L'armonizzazione di queste regole non è necessaria per l'avvio del MC, ma l'Autorità ha deliberato "di avviare un procedimento finalizzato [...] alla possibilità di riconsiderare i limiti di prezzo su MGP, MI e MSD e all'opportunità di incrementare le tipologie di prodotti scambiati sul mercato"⁴, tale procedimento si dovrà concludere entro la fine del 2015⁵. L'introduzione dei prezzi negativi è comunque scontata dato che il regolamento CACM⁶ prevede l'armonizzazione dei limiti di prezzo a livello sovranazionale entro diciotto mesi dalla sua entrata in vigore e che il progetto PCR ha già identificato tali limiti in +3,000 €/MWh per il *cap* e -500 €/MWh per il *floor*.

L'avvio del MC ha richiesto una serie di modifiche all'organizzazione e alle regole del mercato elettrico italiano. L'intero iter è durato circa un anno: iniziato con la consultazione 01/2014 del GME di gennaio dell'anno scorso si è concluso a metà febbraio con le delibere 45/2015/R/eel e 52/2015/R/eel dell'Autorità. Le modifiche più importanti hanno riguardato lo spostamento della chiusura del MGP dalle 9.15 alle 12.00 con la conseguente riprogrammazione degli altri mercati, l'armonizzazione delle tempistiche di pagamento di MGP e l'aggiornamento delle regole per l'allocazione della capacità di trasporto transfrontaliera con l'introduzione delle *shadow auction*.

Le nuove tempistiche del mercato elettrico

Il primo passo nell'armonizzazione delle caratteristiche del mercato italiano con quello dei paesi confinanti è stato quello di prevedere lo spostamento dell'orario di *gate closure* del MGP alle ore 12.00. Questa modifica ha di conseguenza reso necessarie ulteriori revisioni delle tempistiche dei mercati a valle di MGP. In particolare, la soluzione elaborata da GME e Terna, entrata in vigore il 10 febbraio 2015, prevede l'istituzione di un'ulteriore sessione di MI, e della successiva sottofase di MSD, per offerte relative alle ore che vanno dalle 8.00 alle 24.00. Le sessioni di MI diventano così cinque, mentre le fasi di MSD arrivano a quattro.

Lo spostamento dell'orario di chiusura di MGP ha richiesto delle modifiche anche sulla Piattaforma dei Conti Energia (PCE), infatti la registrazione delle transazioni riferite al giorno D potrà avvenire fino alle ore 10 del giorno D-1 anziché fino alle ore 22 del D-2 e la registrazione dei programmi di immissione e prelievo per il giorno D è stata spostata coerentemente con il *gate closure* e fissata alle ore 11.30 del D-1.

Le procedure di disaccoppiamento: le Shadow Auctions

Come detto in precedenza gli esiti finali del MGP verranno comunicati entro le 12.55. Durante l'intero processo possono però occorrere alcuni problemi⁷ che potrebbero causare un disaccoppiamento che riguardi una frontiera o una borsa (disaccoppiamento parziale) o tutte le zone di mercato (disaccoppiamento totale). Con disaccoppiamento si intende una situazione in cui l'allocazione implicita della capacità su una o più frontiere non è possibile e perciò bisogna ricorrere a delle aste esplicite sulle frontiere coinvolte. Tali aste sono chiamate *Shadow Auctions*⁸ e vengono condotte da CASC che utilizza delle offerte di default presentate dagli operatori di mercato che possono essere aggiornate in base alle tempistiche con cui viene annunciato il disaccoppiamento, ovvero prima dell'avvio del *coupling* se i problemi sono conosciuti in anticipo, ad esempio per un problema dei TSO nel determinare/comunicare la capacità disponibile, o durante il processo di *coupling* se il problema riguarda una o più borse elettriche. In quest'ultimo caso, la procedura di disaccoppiamento prevede, dopo apposita

⁴ Delibera 45/2015/R/eel, articolo 13.

⁵ Delibera 45/2015/R/eel, articolo 14.

⁶ *Capacity allocation and Congestion Management Guideline* adottato il 5 dicembre 2014 in sede di Comitato e che, secondo l'Autorità, entrerà in vigore presumibilmente nel corso della prima metà del 2015.

⁷ La rassegna esaustiva di queste casistiche è presentata nel documento di consultazione dei TSO e dei gestori del mercato della regione elettrica Centro-Sud Europa: *Italian Borders Market Coupling Consultation Paper* http://www.mercatoelettrico.org/It/MenuBiblioteca/Documenti/20141124DCO_NovDec2014.pdf

⁸ La normativa relativa alle *Shadow Auctions* è riportata nelle *Rules for capacity allocation by Explicit Auctions Version 2.0*, in particolare articolo 4.02 comma (d). <http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=PXJFd7wxIFY%3D&tabid=5842>

comunicazione agli operatori, la riapertura temporanea della sessione di MGP per permettere eventuali modifiche delle offerte presentate dagli operatori alla luce degli esiti delle *Shadow Auctions*.

I TSO e i gestori di mercato coinvolti in questo progetto hanno previsto che durante i primi due mesi del MC possa essere richiesta la sospensione dello stesso (*Rollback situation*) nel caso qualcuno dei soggetti coinvolti si trovi a fronteggiare problematiche regolari che causino un continuo ritardo nella pubblicazione dei risultati e il potenziale disaccoppiamento. La sospensione del MC eviterebbe una situazione di persistente incertezza da parte degli operatori di mercato e la sua durata dipenderebbe dal tempo necessario alla risoluzione dei problemi. In caso di sospensione, ovviamente, si ritornerebbe all'utilizzo delle aste esplicitate per l'allocazione della capacità di trasporto.

Le tempistiche di pagamento di MGP

La modifica più delicata necessaria all'avvio del MC è sicuramente quella causata dalle diverse tempistiche di *settlement* delle posizioni contratte su MGP tra il mercato italiano e quelli confinanti. In Italia infatti i pagamenti avvengono il quindicesimo giorno lavorativo del secondo mese successivo al termine di chiusura della sessione di mercato (M+2), mentre nella maggior parte dei mercati esteri la regolazione delle partite economiche avviene il secondo giorno lavorativo successivo al termine di chiusura della sessione di mercato (D+2).

Per ovviare a questa situazione il GME ha svolto due consultazioni: la 04/2014 per scegliere la soluzione temporanea e la 07/2014 nella quale ha presentato una prima proposta di soluzione definitiva che entrerà in vigore non prima del 2016.

La soluzione temporanea: un soggetto finanziatore che anticipi la liquidità

Per il 2015 la soluzione temporanea approvata dall'Autorità prevede l'estensione agli scambi con Francia e Austria della modalità di gestione attualmente in atto per il MC con la Slovenia. Questa soluzione prevede il coinvolgimento della Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (CCSE) e l'utilizzo degli oneri di dispacciamento (attraverso la componente cosiddetta *uplift*) per la copertura degli oneri finanziari. In particolare la CCSE anticipa la liquidità necessaria ai pagamenti in D+2 delle quantità in import e riceve i pagamenti delle quantità in export. In M+2 gli importi forniti o ricevuti da CCSE vengono, rispettivamente, versati o prelevati dal GME a CCSE mentre gli interessi riconosciuti su tali importi vengono "remunerati al tasso di interesse riconosciuto a CCSE dall'istituto cassiere sulle giacenze della medesima"⁹ e sono corrisposti da Terna al CCSE (attraverso il GME) e imputati al corrispettivo *uplift*¹⁰. I costi e i ricavi della gestione dei pagamenti da parte di CCSE sono imputati al conto già predisposto per la gestione del MC sulla sola frontiera slovena. Tale conto non è alimentato da una componente tariffaria specifica, ma tramite versamenti dai vari conti gestiti da CCSE. I flussi di cassa del conto si modificheranno in modo sostanziale aumentando di circa 5 volte¹¹ e per questo motivo l'Autorità ha deciso "di richiedere a CCSE [...] il monitoraggio, su base mensile, dell'ammontare dei costi e dei ricavi [...], producendo delle stime sui flussi di cassa attesi nel corso dei due mesi successivi con riferimento al conto *market coupling* e una stima delle effettive disponibilità di copertura sulla base delle giacenze disponibili negli altri conti gestiti da CCSE"¹².

La soluzione definitiva: un avvicinamento o un completo allineamento?

La proposta di soluzione a regime presentata da GME con la consultazione 07/2014 prevede, in modo abbastanza sorprendente, un avvicinamento ma non un completo allineamento della tempistica di *settlement* che verrebbe spostata da M+2 a D+7, come avviene nel mercato iberico. Nella delibera 45 dell'Autorità viene riportato che "la maggior parte degli operatori ha auspicato che si attui un pieno allineamento delle tempistiche di pagamento (D+2) anziché adottare la pur accettabile soluzione proposta da GME (D+7)". Il GME dovrà comunicare entro ottobre 2015 la data di entrata in vigore della soluzione a regime¹³ e l'Autorità ha già precisato che tale soluzione "preveda in particolare che il GME svolga il ruolo di controparte centrale titolata a raccogliere e a regolare con CASC la rendita di congestione del *market coupling* sulle frontiere italiane".

⁹ Delibera 45/2015/R/eel.

¹⁰ Delibera 45/2015/R/eel, articolo 6.

¹¹ Stima effettuata utilizzando prezzi e flussi MGP storici.

¹² Delibera 45/2015/R/eel, articolo 8.

¹³ Delibera 52/2015/R/eel, articolo 2.

L'effetto del Market Coupling

Il percorso per arrivare al MC è ormai concluso anche se, come visto, alcune modifiche devono ancora essere implementate o messe a regime. L'impatto che esso avrà sul MGP italiano, e di conseguenza sugli altri mercati, non è facile da prevedere. Il primo risultato sarà l'efficientamento nell'utilizzo delle capacità transfrontaliera e, data la stagione, potrebbe portare a una diminuzione delle importazioni della zona Nord, in particolare dalla Francia. Infatti, nel primo mese e mezzo del 2015 sono già 188 le ore (pari al 17% del totale) in cui si è verificato un import antieconomico (i.e. la zona Nord importa dalla Francia pur avendo un prezzo inferiore). L'import totale in queste ore è stato di circa 450 GWh, per una media oraria superiore ai 2 GWh. In quelle ore il carico contendibile potrebbe aumentare di quasi il 20%. D'altronde, la miglior efficienza dell'allocazione porterà a un maggior sfruttamento della capacità transfrontaliera nei mesi estivi in cui, storicamente, il differenziale di prezzo tra Nord e Francia raggiunge livelli importanti (l'anno scorso è stato di quasi 20 €/MWh nonostante il livello estremamente basso dei prezzi italiani) e non sempre tutta la capacità disponibile viene sfruttata.

REF-E ha sviluppato negli ultimi anni ELFO++ Europe per poter simulare l'integrazione dei mercati europei e la loro evoluzione nel breve, medio e lungo termine e studiare l'effetto che le politiche europee e quelle nazionali avranno sui prezzi ma soprattutto sui flussi tra i diversi paesi.

Analisi statistica e novità dal mercato

Dai primi risultati di Terna si registra ancora un calo complessivo dei consumi a eccezione del Sud e della Sardegna, che segnano una leggera flessione al rialzo, mentre l'ennesimo boom di produzione fotovoltaico (+45%) e l'aumento del saldo import/export erodono quote al termoelettrico. L' MGP nel 2015 si apre con un mutato e mutevole scenario con nuovi segnali che mostrano come il mercato stia cercando un nuovo equilibrio; a gennaio la zona NORD è stata più bassa rispetto alla zona SUD, mentre a febbraio il CCT della Sicilia è stato positivo in più di un'occasione. Nei mercati europei si evidenzia un notevole rialzo in febbraio del prezzo Francese che si avvicina al PUN. In ripresa i mercati a termine dopo il calo di gennaio.

Fabbisogno: ancora calo dei consumi

La domanda complessiva a gennaio 2015 si è assestata nell'intorno dei 26 TWh con una variazione tendenziale del -2% mentre il dato depurato riporta una contrazione più contenuta (-1.1%) dovuta principalmente all'effetto di calendario, con un giorno lavorativo in meno e ai "ponti" di inizio anno. Sono i compartimenti del Nord a soffrire il calo di carico maggiore con -2.6% che corrisponde a una diminuzione di circa 500 GWh. All'opposto aumenta il fabbisogno del Sud, anche se soltanto dello 0.5%, e ancor di più della Sardegna con +2.7%.

Produzione: calo per termico e idroelettrico

La produzione nazionale registra a gennaio un decremento tendenziale di 4.9%. Il termoelettrico registra un ribasso di 4.7% mentre l'idroelettrico un ben più marcato 23.9%, dovuto più ai livelli eccezionali di produzione dello scorso anno (oltre i 4 TWh) che a una produzione inferiore alla media. Le fonti geotermico, eolico e fotovoltaico registrano una variazione tendenziale positiva con il fotovoltaico a +45%, (e una produzione superiore ad 1 TWh). Segno positivo per il saldo estero con un +12.5%, che equivale a un incremento di importazione di circa 500 GWh. Analizzando i dati di gennaio di MGP si osserva che sono stati dichiarati oltre 5.2 TWh in import contro 0.5 TWh in export con Svizzera e Francia che riportano un aumento di oltre il 10% rispetto a dodici mesi fa.

Un mutato e mutevole scenario di prezzi su MGP

A gennaio 2015 il PUN registra un *baseload* pari a 51.10 €/MWh in calo tendenziale di oltre 8 €/MWh. Analizzando più nel dettaglio si nota che la zona Nord ha fatto registrare un valore *baseload* di 49.65 €/MWh circa 9 €/MWh in meno rispetto a gennaio 2014, e anche la Sicilia ha segnato un 62.07 €/MWh, ovvero un calo tendenziale superiore ai 15 €/MWh, dovuto all'effetto calmierante della "Sicilia amministrata" che sul PUN ha pesato per una riduzione di circa 0.9 €/MWh. Inoltre la zona Nord ha registrato un livello di prezzo inferiore alle altre zone con un CCT pari a 1.46 €/MWh ed un differenziale Nord-Sud di -1.34 €/MWh; nel 2014 questo scenario di prezzi si era presentato in agosto, e successivamente solo in novembre e dicembre in corrispondenza della nuova delibera sulla disciplina degli sbilanciamenti (525/2014/R/EEL).

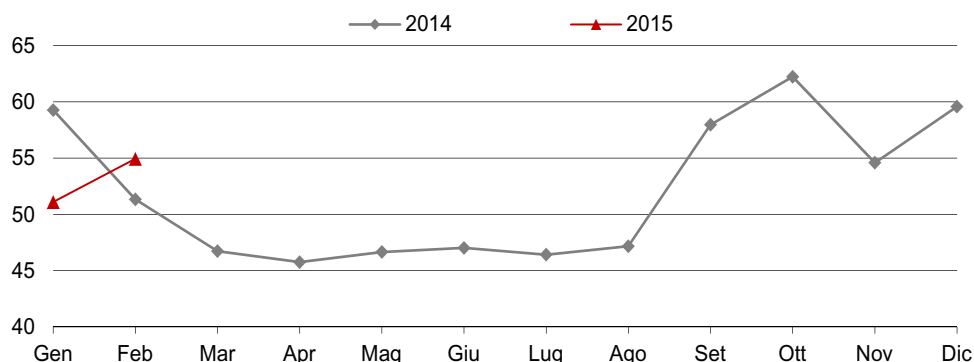
Se il dato di gennaio lasciava presagire il proseguimento del *trend* negativo del PUN, le prime settimane di febbraio registrano dei risultati in controtendenza; il PUN *baseload* è di quasi 55 €/MWh in rialzo congiunturale che tendenziale (**Figura 1**). Il mercato sembra quindi cercare un nuovo equilibrio: la zona Nord registra prezzi superiori alla zona Sud di oltre 4 €/MWh anche a causa di una diminuzione transitoria dell'import che nelle prime due settimane di febbraio è sceso, in media oraria, del 3%. Inoltre, il prezzo zonale siciliano segna un CCT positivo di circa 0.6 €/MWh con un calo congiunturale del prezzo medio mensile di 8.5 €/MWh. Tale scenario con molta probabilità è frutto di due fattori: la "Sicilia amministrata" e l'aumento di produzione eolica. Infatti, analizzando i dati meteo, l'abbassamento del prezzo si è verificato in corrispondenza di un aumento di ventosità (**Figura 2**).

Dinamica altalenante anche sui mercati europei

Esaminando i dati di IPEX si nota inoltre che i volumi medi orari di borsa e OTC in gennaio risultano essere pari a circa 33.15 GWh contro i 33.27 registrati l'anno precedente. A fronte di una leggera flessione a ribasso del dato complessivo, la liquidità della borsa è aumentata di oltre il 3% con volumi passati da 21 GWh a 22 GWh. L'aumento dei volumi *spot* su IPEX potrebbe essere spiegabile con una minor quota di acquisto a termine nei mesi passati, stante una aspettativa di mercato *spot* particolarmente depresso.

Figura 1. PUN baseload

(€/MWh) Media aritmetica

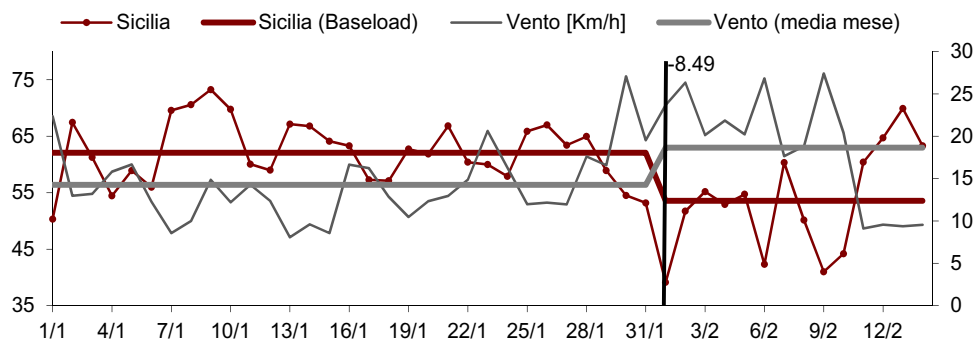


Ultimo dato 15/02/2015

Fonte: GME

Figura 2. Prezzi giornalieri della Sicilia

(€/MWh) Media aritmetica



Ultimo dato 15/02/2015

Fonte: GME, ilmeteo.it

L'andamento riscontrato sul mercato italiano in avvio del 2015 caratterizza anche i mercati europei. Infatti, se il mese di gennaio ha fatto registrare un ribasso su quasi tutte le borse, nelle prime settimane di febbraio i prezzi sono tornati a salire, soprattutto in Francia.

Il prezzo spagnolo si distacca da questo *trend*. È l'unico che a gennaio ha fatto registrare un netto aumento (quasi 20 €/MWh) rispetto all'anno precedente, mentre in febbraio i prezzi sono tornati a scendere, rimanendo comunque nettamente superiori ai prezzi dello scorso anno. A determinare la variazione tendenziale è per buonissima parte il livello di produzione eolica: a gennaio 2015 sono stati registrati 5 TWh contro i 6.5 TWh di gennaio 2014.

In Francia e in Germania il 2015 è iniziato con un prezzo *spot* al ribasso, soprattutto in Germania dove l'elevata produzione eolica ha indotto prezzi negativi in diverse ore.

Nelle prime settimane di febbraio i prezzi di entrambe le borse hanno registrato degli aumenti considerevoli, nell'ordine dei 10 €/MWh. In particolare il prezzo francese si è avvicinato a quello italiano e in diverse ore è stato addirittura superiore, facendo diminuire, come già osservato, l'import in zona Nord. L'aumento del prezzo francese è dovuto sia a un incremento della domanda (significativo il ribasso delle temperature) sia alla indisponibilità di alcune centrali nucleari. Nonostante anche il mercato tedesco registri un rialzo, lo *spread* fra Germania e Francia ha quasi raggiunto i 15 €/MWh.

Quotazioni a termine in ripresa a febbraio

Il 2015 si apre con un calo delle quotazioni lungo tutta la curva 2015-2016. Il *Calendar2016* registra un prezzo medio a gennaio pari a 44.7 €/MWh con l'ultima contrattazione a 45.38 €/MWh. Febbraio segna un rialzo, in linea con il prezzo *spot*, riportando Q2 e Q3 a 45 e 49 €/MWh (livelli di prezzo degli scambi in dicembre 2014), Q4 a 52 €/MWh, mentre il *Cal'16* ha un prezzo di controllo di 47 €/MWh.

Stessa dinamica per i prodotti a termine francesi e tedeschi. Per quanto riguarda la Francia, i prodotti trimestrali segnano degli aumenti medi superiori al 4% con il rialzo maggiore per il Q4 che risale a quasi 47 €/MWh con un *mark-up* di oltre 3 €/MWh rispetto a gennaio. Il Cal'16 registra un aumento ma restando sotto il muro dei 40 €/MWh.

In crescita più contenuta i *future* tedeschi: i *quarter* raggiungono rispettivamente 31, 32, e 35 €/MWh mentre il Cal'16 tocca i 33 con un aumento congiunturale superiore al 3%.

Domanda e offerta

Tabella 1. Domanda e offerta di energia elettrica
(GWh e variazioni tendenziali)

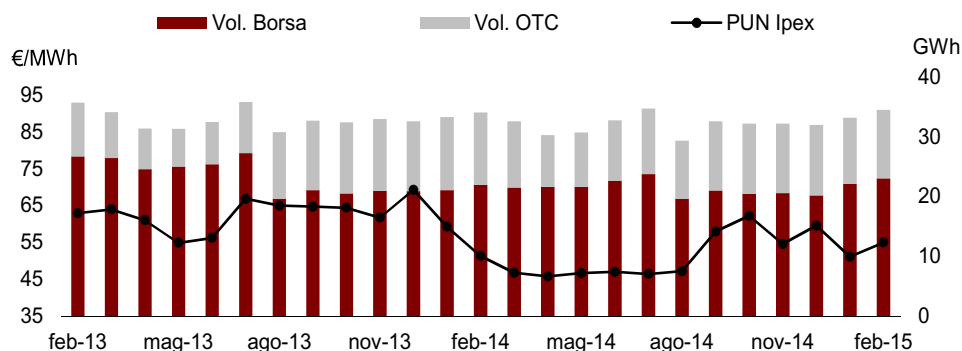
	gen-15	gen-14	Var. %
Domanda	26 417	26 945	-2.0%
- Nord	12 145	12 475	-2.6%
- Centro	7 784	7 977	-2.4%
- Sud	3 985	3 965	0.5%
- Isole	2 503	2 528	-1.0%
Produzione netta	21 826	22 942	-4.9%
- Idroelettrico	3 121	4 102	-23.9%
- Termoelettrico	15 200	15 944	-4.7%
- Geotermoelettrico	499	463	7.8%
- Eolico	1 876	1 653	13.5%
- Fotovoltaico	1 130	780	44.9%
Saldo estero	4 757	4 227	12.5%

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

Prezzi Italia

Mensili orari

Figura 3. MGP: prezzi e fabbisogno orari mensili
(€/MWh e GWh) Media aritmetica oraria

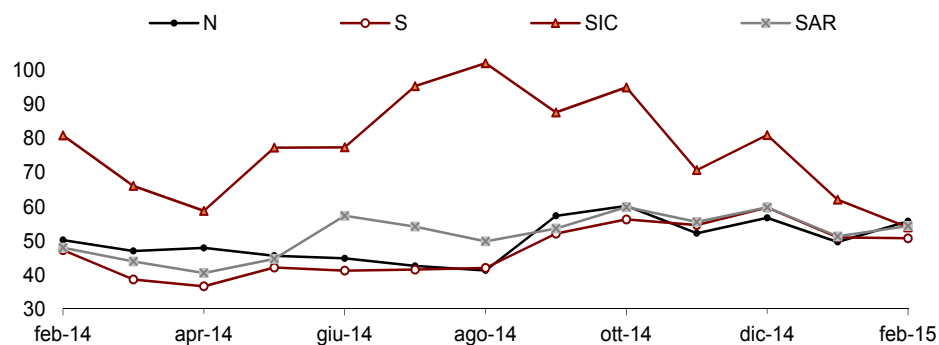


Ultimo dato 15/02/2015

Fonte: GME

Baseload zonale

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



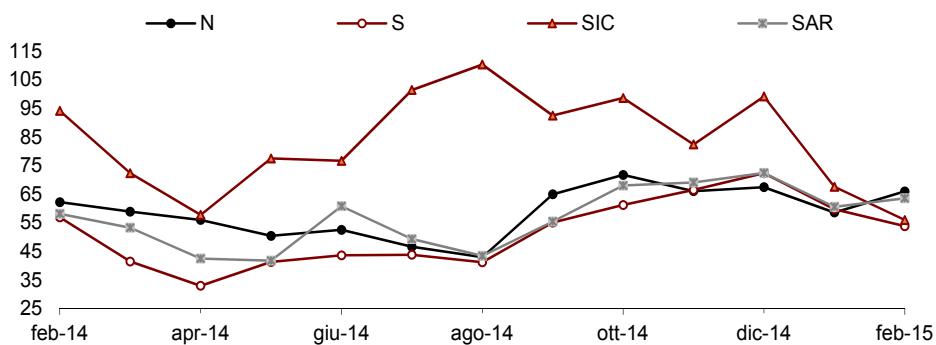
Ultimo dato 15/02/2015

Fonte: GME

Peakload zonale

Figura 5. MGP: prezzi peakload zonali

(€/MWh) Media aritmetica



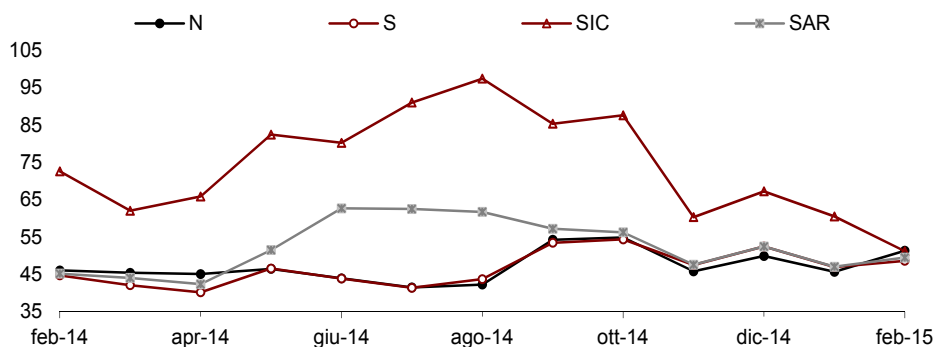
Ultimo dato 15/02/2015

Fonte: GME

Off-peak zonale

Figura 6. MGP: prezzi off-peak zonali

(€/MWh) Media aritmetica



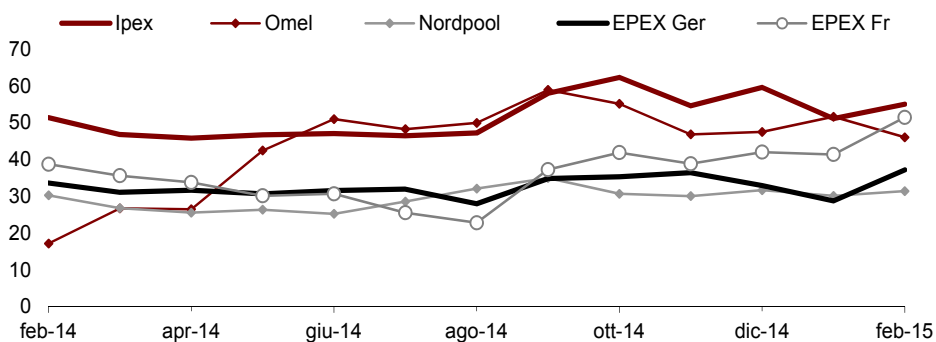
Ultimo dato 15/02/2015

Fonte: GME

Prezzi Europa

Figura 7. Borse europee: prezzi baseload

(€/MWh) Media aritmetica

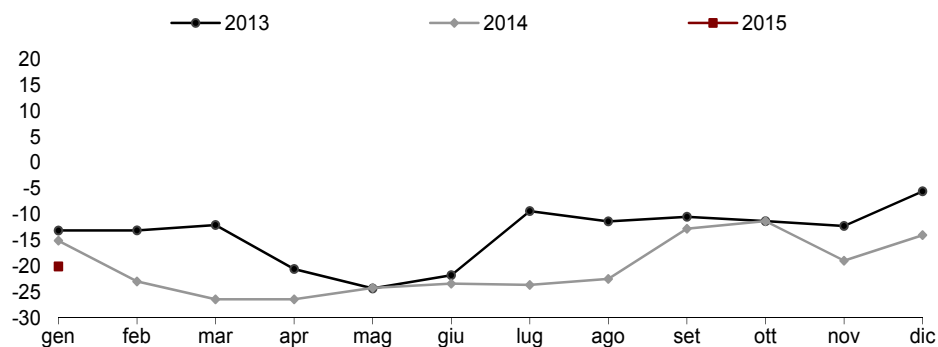


Ultimo dato 15/02/2015

Fonte: Borse Europee

Spark spread

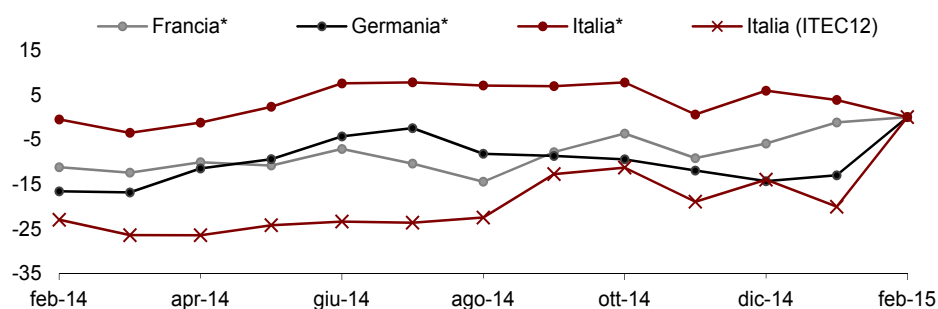
Figura 8. MGP: *spark spread* in Italia, calcolato su costo gas REF-E
(€/MWh) Media aritmetica



Ultimo dato 15/02/2015

Fonte: elaborazioni REF-E

Figura 9. MGP: *spark spread* sui prezzi *spot* del gas naturale in Europa
(€/MWh) Media aritmetica



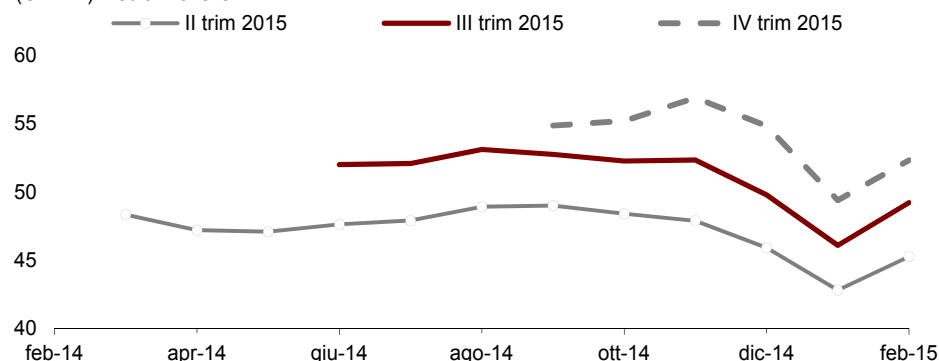
* Prezzi *spot* gas nell'area di mercato (PEG, Gaspool e PSV).

Ultimo dato 15/02/2015

Fonte: elaborazioni REF-E

Mercati a termine

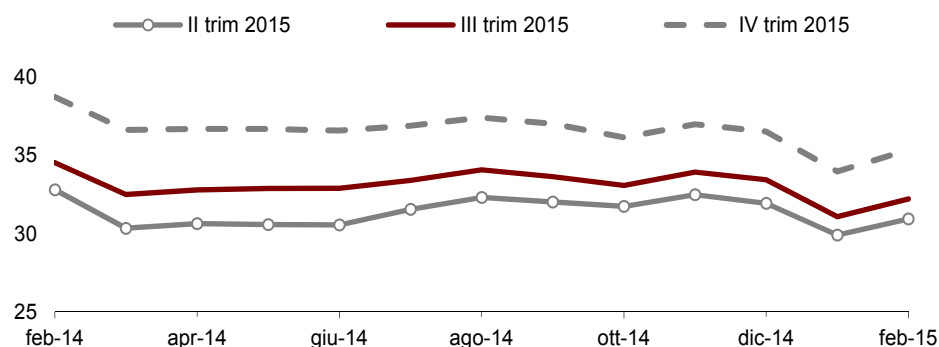
Figura 10. IDEX Future trimestrali
(€/MWh) Media mensile



Ultimo dato 17/02/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Borsa Italiana

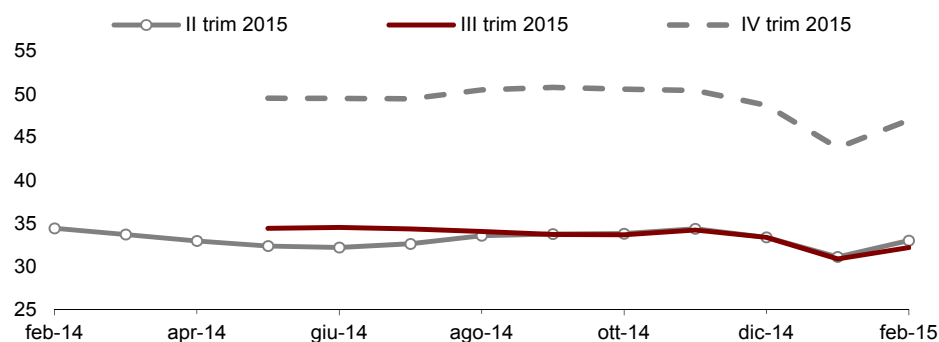
Figura 11. EEX GER Future trimestrali
(€/MWh) Media mensile



Ultimo dato 17/02/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

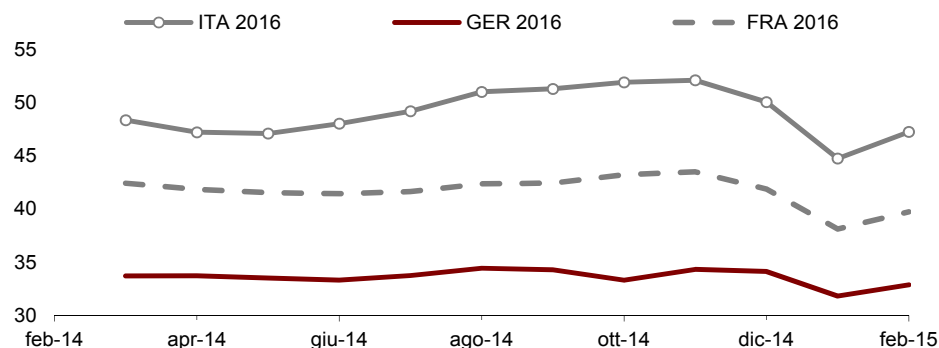
Figura 12. EEX FR Future trimestrali
(€/MWh) Media mensile



Ultimo dato 17/02/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

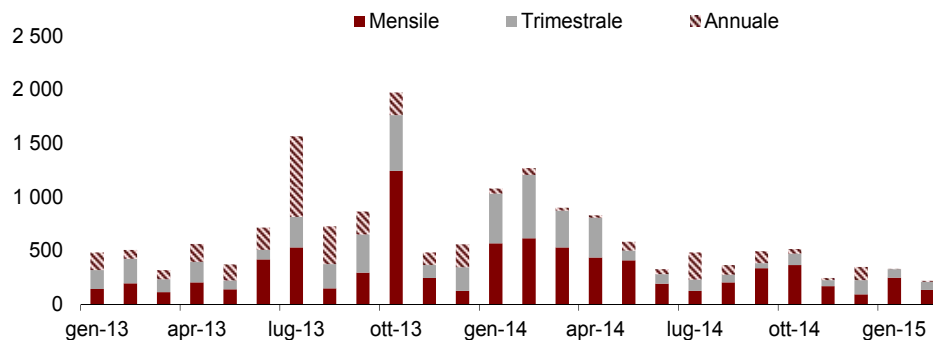
Figura 13. Future annuali
(€/MWh) Media mensile



Ultimo dato 17/02/2015

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

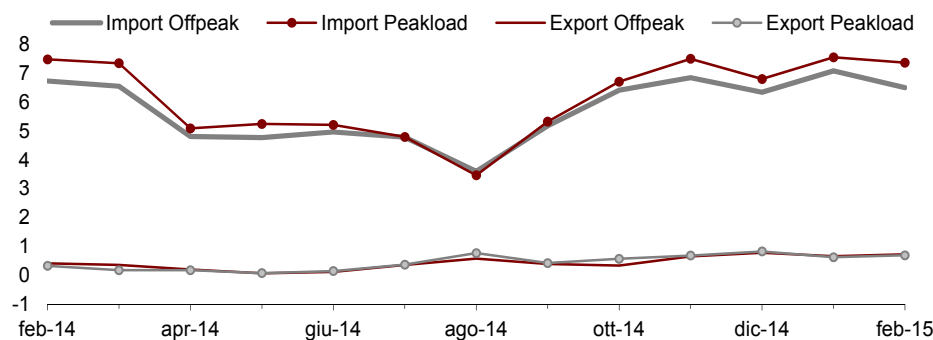
Figura 14. Quantità acquistata per tipo di Future IDEX
(MW) Somma mensile



Ultimo dato 17/02/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Borsa Italiana

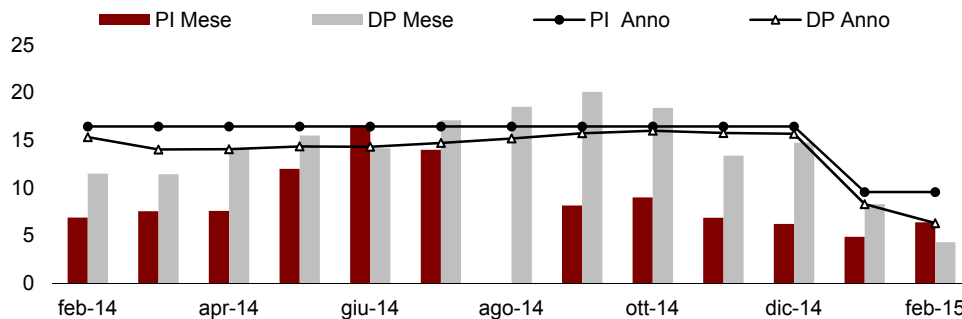
Figura 15. Volumi di import ed export
(GW) Media aritmetica



Ultimo dato 15/02/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

Figura 16. 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 15/02/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME e CASC

Il mercato dei combustibili

Nei primi 16 giorni di febbraio il prezzo del petrolio ha registrato un rimbalzo riportandosi oltre 60 \$/bbl. Alla base della crescita le notizie sulla riduzione degli investimenti di shale oil nel 2015 e la chiusura di posizioni speculative di alcuni hedge fund.

Il mercato petrolifero

Il trading speculativo domina questa fase

Dopo una caduta pressoché costante fra luglio 2014 e gennaio 2015, i primi 16 giorni di febbraio hanno mostrato un'inversione di *trend*: il prezzo ha registrato un incremento significativo (+18% rispetto al dato medio di gennaio) portandosi oltre i 60 \$/bbl. Il mercato è caratterizzato anche da un incremento di volatilità: il dato medio mensile calcolato sui rendimenti giornalieri è stato superiore al 2% a gennaio e oltre il 3.5% nei primi 16 giorni di febbraio, contro un valore medio che 2014 di 1.22%. L'incremento di volatilità e l'andamento dei prezzi è frutto della speculazione e della presenza di operatori con aspettative anche molto differenti circa l'andamento futuro. Il mercato in questa fase sovra-reagisce a qualsiasi *news* che possa riflettere un cambiamento nelle decisioni di produzione/investimento di medio lungo termine. Il 13 febbraio il prezzo del Brent è cresciuto di quasi 4 \$/bbl in una seduta dopo la notizia che uno dei principali *player* attivi nell'estrazione di *shale oil* (Apache) ha annunciato la volontà di ridimensionare gli investimenti futuri e tagliare la produzione dei propri giacimenti attivi di circa il 50% nel 2015, a causa delle quotazioni attuali del mercato petrolifero. Il crollo del prezzo registrato negli ultimi mesi pone infatti interrogativi circa la possibilità che i produttori di petrolio da giacimenti non convenzionali riducano la produzione in modo massiccio per far ripartire la produzione in momenti di mercato più favorevoli. A differenza dei giacimenti convenzionali, lo *shale oil* è molto più flessibile e permette interruzioni (e successiva ripresa di produzione) piuttosto veloci. Una delle chiavi di lettura è che negli ultimi mesi l'Arabia Saudita non abbia tagliato la propria produzione sia perché questo non avrebbe determinato un apprezzamento sostanziale del petrolio, sia perché una situazione di prezzi relativamente bassi, come quelli attuali, avrebbero spinto i produttori di *shale oil* a ridurre l'estrazione, con un effetto segnaletico per i mercati molto forte.

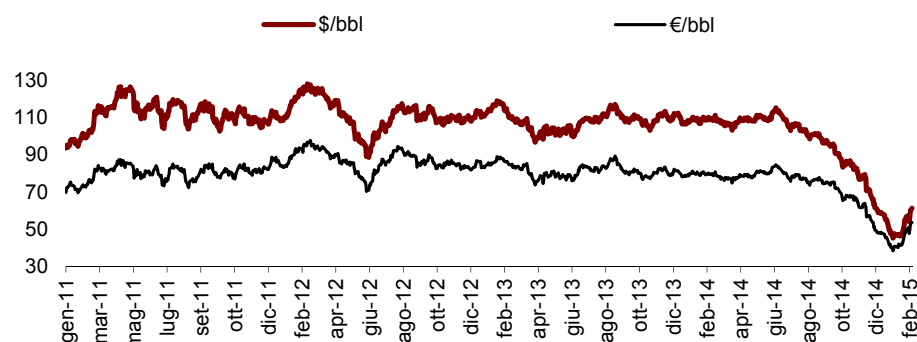
Seconda chiave di lettura circa l'improvviso incrementato delle quotazioni è legato all'attività di *trading* speculativo: molti *hedge fund* avevano preso posizioni corte sul mercato nella prima parte del 2014, scommettendo sul ribasso del prezzo del petrolio. Il crollo dei prezzi ha generato forti profitti che hanno spinto i fondi a chiudere le posizioni in essere attraverso riacquisti sul mercato determinando l'incremento osservato (**Figura 1**). La complessità della dinamica è rappresentata dall'andamento dello *spread* fra Brent e WTI. Gli annunci di riduzione di produzione di *oil* non convenzionale hanno avuto un impatto elevato sul prezzo del Brent, mentre il WTI ha registrato solo incrementi marginali. Se è pur vero che il mercato statunitense registra livelli di scorte molto elevate, una variazione delle aspettative di produzione di *shale oil* avrebbe dovuto avere un impatto consistente anche sul mercato americano. La sostanziale stabilità del WTI e la crescita del Brent ha riaperto il differenziale fra i due prodotti che nei primi 16 giorni di febbraio si è attestato a quota 6.12 \$/bbl (**Figura 2**).

Previsioni di crescita solo limitata della domanda

Nel *report* del 10 febbraio 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**).

Figura 1. Andamento del prezzo Dated Brent

(\$/bbl e €/bbl)

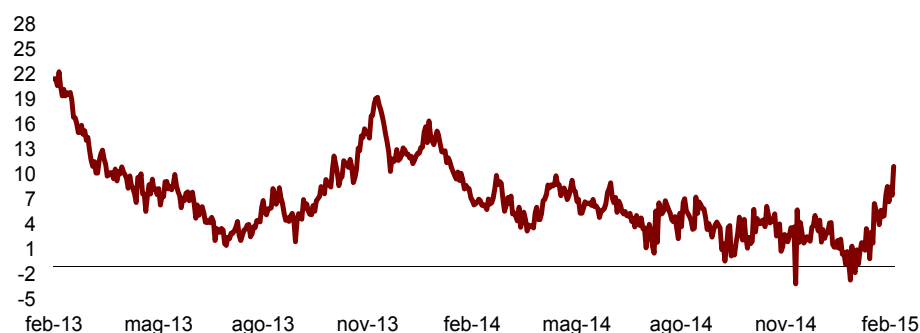


Ultimo dato 16/02/2015

Fonte: Platts

Figura 2. Differenziale Brent Fob/WTI Fob

(\$/bbl)



Ultimo dato 20/02/2015

Fonte: Datastream

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

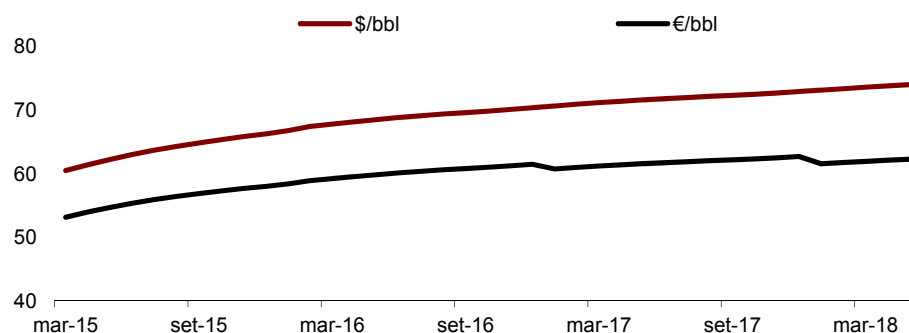
La curva a termine riduce il contango

Il rimbalzo delle quotazioni ha determinato un appiattimento della curva, che, pur rimanendo in posizione di *contango*, ha ridotto lo *spread* fra le scadenze a breve e quelle a lungo. Il differenziale fra il prodotto con consegna dicembre 2017 e quello con consegna marzo 2015 è passato da oltre 17 \$/bbl del mese precedente a un valore poco oltre i 12 \$/bbl. La riduzione dello *spread* è anche frutto del comportamento degli investitori sul mercato. Il differenziale fra breve e lungo permette ai *trader*, che detengono capacità di stoccaggio, di acquistare

spot e vendere a termine ottenendo un profitto sistematicamente positivo al netto dei costi di stoccaggio. L'incremento delle scorte di petrolio è segno che tale opportunità di *trading* è stata ampiamente sfruttata nei mesi scorsi e che l'arbitraggio fra breve e lungo sta riducendo la pendenza della curva. La riduzione di *spread* è anche dovuta alla maggior reazione delle scadenze a breve rispetto a quelle a lungo allo *shock* sul mercato *spot*. Il mercato rimane in una situazione di *oversupply*, determinando una crescita solo limitata dei prodotti con scadenze oltre l'anno (**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 febbraio, gli *open interest* sono cresciuti di oltre il 6% 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 16/02/2015

Fonte: Reuters

Tabella 3. Posizioni nette sui future crude oil contrattati su NYMEX

(num. contratti)

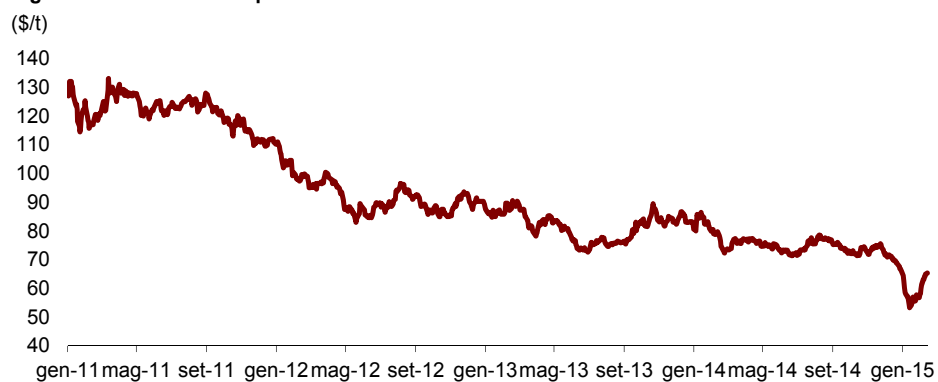
	20/02/2015		13/02/2015	
Operatori industriali	127 486	corti	113 659	corti
Swap dealers	169 146	corti	160 360	corti
Money manager	208 558	lunghi	195 046	lunghi
Altri	90 832	lunghi	76 481	lunghi
Open interest	1 689 966		1 717 593	

Fonte: CFTC

Il mercato del carbone

La crescita delle quotazioni del petrolio ha spinto al rialzo anche i prezzi del carbone. Le quotazioni del carbone con *delivery* al nolo di Amsterdam-Rotterdam-Anversa (CIM ARA CIF) hanno registrato un incremento del 7% riportandosi oltre quota 60 \$/t (**Figura 4**). La ripresa 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 sia la fonte energetica primaria meno esposta a rischi geopolitici, stanno mantenendo basso il prezzo. Le quotazioni degli altri indici di riferimento per il prezzo del carbone hanno registrato andamenti divergenti: il carbone sudafricano *Richards Bay* ha registrato una crescita in linea con il dato registrato sul mercato europeo (-9% rispetto a dicembre 2014), mentre quello cinese Qinhuaingdao, nei primi 16 giorni, ha quotato di febbraio 87 \$/t, in calo del 2% rispetto al dato di gennaio.

Figura 4. Andamento del prezzo del Carbone CIM ARA CIF



Ultimo dato 16/02/2015

Fonte: Platts

ENERGIE RINNOVABILI E CLIMA

Analisi statistica e novità dal mercato

Continua la lenta ma costante ripresa del prezzo della CO₂, mentre aumenta l'interesse degli operatori per il mercato sia primario, sia secondario degli EUA. A fine mese si potrebbero segnare passi avanti nella riforma del mercato ETS e più in generale nella definizione della politica climatica di lungo termine europea. I prezzi dei CV rimangono abbastanza stabili e prossimi al prezzo di ritiro pubblicato dal GSE (97.42 €/MWh). I prezzi dei TEE sono invece in una fase rialzista. I profili delle produzioni eolica, fotovoltaica e idroelettrica evidenziano la variabilità mensile della generazione da fonti rinnovabili.

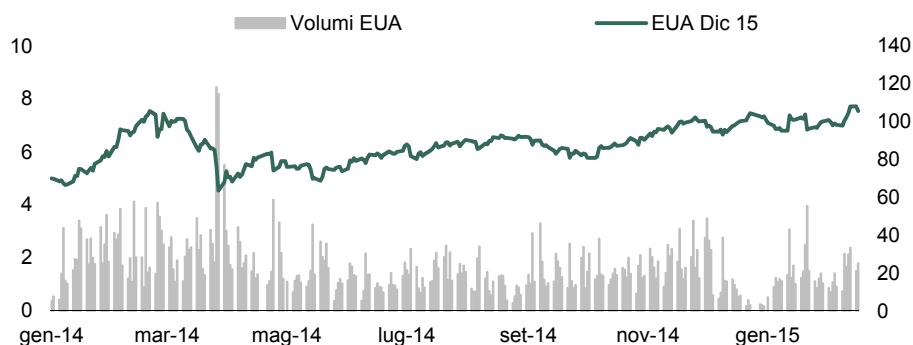
EU ETS

Mercato della CO₂ in leggera ripresa

Da metà gennaio il prezzo della CO₂ si è mostrato in lieve ripresa, in linea con il *trend* che ormai si registra dalla scorsa primavera. In media le quotazioni degli EUA *forward* con consegna a dicembre 2015, quotate su ECX, si sono attestate intorno a 7.2 €/tCO₂ (a fronte di una media di 7 €/tCO₂ rilevata in occasione dello scorso aggiornamento). Anche i volumi scambiati si sono mostrati in leggera ripresa, raggiungendo 21.5 MtCO₂/giorno sulla piattaforma ECX¹, contro i 20 MtCO₂/giorno registrati dopo le festività natalizie (**Figura 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

Risale l'interesse per il mercato primario

La ripresa del mercato secondario è stata accompagnata da un rinnovato interesse per il mercato primario. Nell'ultimo mese la *cover ratio* sulla piattaforma comunitaria e sulle due nazionali ha raggiunto una media di 3.9 (nel periodo precedente si collocava nel *range* 1.5-3.2). La piattaforma inglese si conferma come la meno appetibile dagli operatori, con la *cover ratio* che nel corso delle 3 sessioni realizzate da metà gennaio a oggi ha raggiunto una media di 2.4 (**Tabella 1**).

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 19/1 al 23/1	7.1	15.1	3.8	106.5
Settimana dal 26/1 al 30/1	6.8	16.3	3.9	111.2
Settimana dal 2/2 al 6/2	7.0	15.1	3.8	105.1
Settimana dal 9/2 al 13/2	7.1	13.4	4.4	95.1
Settimana dal 16/2 al 20/2**	7.6	9.0	3.6	67.8

* Media ponderata sulla base dei volumi assegnati nelle diverse piattaforme

** Dati disponibili fino al 18/2/2015

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.

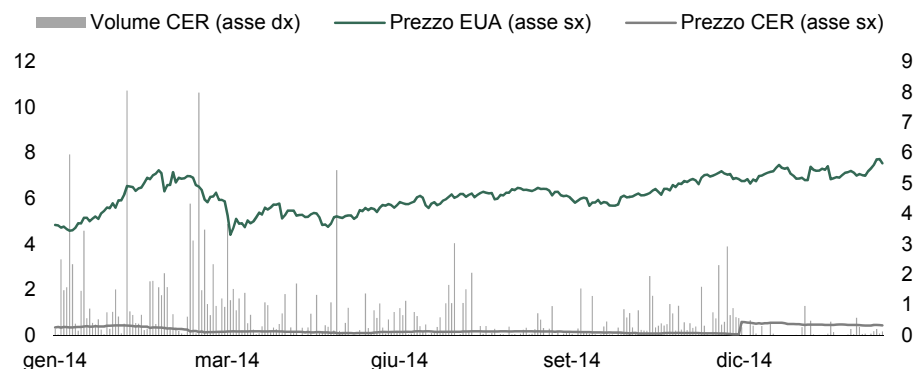
Appuntamenti a fine mese che potrebbero impattare sul mercato della CO₂

A fine febbraio 2 appuntamenti potrebbero determinare ripercussioni sul mercato della CO₂. Il giorno 24, come già anticipato nella *Newsletter 184*, la Commissione Ambiente del Parlamento Europeo voterà sull'introduzione della *Market Stability Reserve*, finalizzata alla correzione strutturale del *surplus* del mercato ETS europeo. Il giorno successivo la Commissione Europea presenterà invece la strategia quadro per la realizzazione dell'Unione Energetica, insieme a una comunicazione in vista della conferenza sul clima di Parigi di dicembre², delineando quindi il percorso di lungo periodo della politica energetica e climatica europea. L'impatto sul prezzo degli EUA dipenderà da una parte dall'esito del voto della Commissione Ambiente e dall'altra dalla portata dei documenti della Commissione. Tuttavia, in relazione a questi eventi sembra lecito attendersi un aumento della variabilità delle quotazioni legate a condotte speculative, più che un cambiamento strutturale del valore della CO₂.

Prezzi CER stabili

Sul mercato dei crediti internazionali il valore dei CER con scadenza a dicembre 2015 sembra essersi stabilizzato intorno a 0.5 €/tCO₂. I volumi scambiati continuano a essere molto contenuti, su una media di 0.11 MtCO₂/giorno su ECX (**Figura 2**).

Figura 2. Prezzo e volumi di scambio CER
(€/tCO₂ asse sx, MtCO₂ asse dx)



Fonte: ICE-ECX

Mercato CV: prezzi prossimi al ritiro 2015

Nel corso delle ultime due sessioni di borsa di gennaio e nelle prime due di febbraio i prezzi dei Certificati Verdi (CV)³ relativi a produzioni 2014 hanno riportato una sostanziale stabilità. Con eccezione della sessione del 30 gennaio, in cui sono stati scambiati solo CV del III e IV trimestre con prezzi medi intorno ai 95.5 €/MWh, i prezzi di scambio dei CV si sono infatti mantenuti tra i 96 e i 97 €/MWh. In particolare, nella sessione dell'11 febbraio i CV del I, II e III sono stati scambiati a 97 €/MWh, un valore dello 0.5% inferiore al prezzo di ritiro 2015 pubblicato dal GSE, pari a 97.42 €/MWh, mentre i CV del IV sono stati scambiati a 96.5 €/MWh (**Figura 3 e Tabella 2**).

Nelle quattro sessioni di borsa considerate sono stati complessivamente scambiati titoli per 0.61 TWh, registrando un contrazione dei volumi rispetto alle sessioni precedenti. Di questi 0.61 TWh oltre l'82% riguarda CV del 2014, mentre i CV relativi a produzioni 2013 hanno pesato per il 5% e quelli del 2012 per quasi il 13%.

Sul mercato bilaterale nel mese di gennaio i prezzi medi di scambio dei CV 2014 hanno segnato dei cali rispetto ai prezzi medi di dicembre 2014: i CV del I trimestre sono stati mediamente scambiati a 94.3 €/MWh (95.3 €/MWh a dicembre), i CV del II trimestre a 94.5 €/MWh (95.8 €/MWh a dicembre), quelli del III trimestre a 93.0 €/MWh (94.1 €/MWh a dicembre), e quelli del IV trimestre a 90.6 €/MWh (93.2 €/MWh a dicembre). Parallelamente, i volumi OTC hanno registrato una severa contrazione: nel mese di gennaio sono complessivamente transitati titoli per poco più di 1 TWh, contro i 6.7 TWh del mese precedente, e i CV del 2014 hanno riguardato l'86% delle contrattazioni, cioè quasi 0.9 TWh.

² Nella stessa occasione sarà anche presentata una comunicazione sui progressi della Ue nel raggiungimento del *target* minimo del 10% per le interconnessioni elettriche.

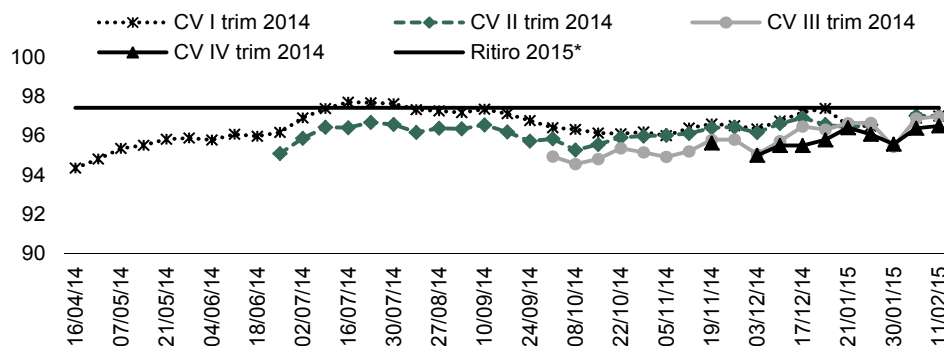
³ In tutto il paragrafo sono escluse le contrattazioni relative a CV per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento (CV-TLR).

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

Data	Anno di rif. CV	Prezzo netto IVA	Numero CV scambiati
28/01/2015	2012	87.31	5 665
28/01/2015	IV Trimestre 2013	89.05	1 332
28/01/2015	I Trimestre 2014	96.49	760
28/01/2015	II Trimestre 2014	96.56	2 122
28/01/2015	III Trimestre 2014	96.65	4 631
28/01/2015	IV Trimestre 2014	96.07	126 319
30/01/2015	III Trimestre 2014	95.44	2 500
30/01/2015	IV Trimestre 2014	95.57	24 701
04/02/2015	2012	87.98	28 909
04/02/2015	I Trimestre 2013	91.00	100
04/02/2015	II Trimestre 2013	91.00	100
04/02/2015	III Trimestre 2013	91.15	6 182
04/02/2015	IV Trimestre 2013	89.56	2 481
04/02/2015	I Trimestre 2014	96.90	5 964
04/02/2015	II Trimestre 2014	97.02	8 131
04/02/2015	III Trimestre 2014	96.88	47 199
04/02/2015	IV Trimestre 2014	96.38	95 491
11/02/2015	2012	88.33	42 554
11/02/2015	III Trimestre 2013	91.57	10 200
11/02/2015	IV Trimestre 2013	91.40	9 946
11/02/2015	I Trimestre 2014	97.00	184
11/02/2015	II Trimestre 2014	97.00	180
11/02/2015	III Trimestre 2014	96.97	36 228
11/02/2015	IV Trimestre 2014	96.50	145 996

Fonte: GME

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

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

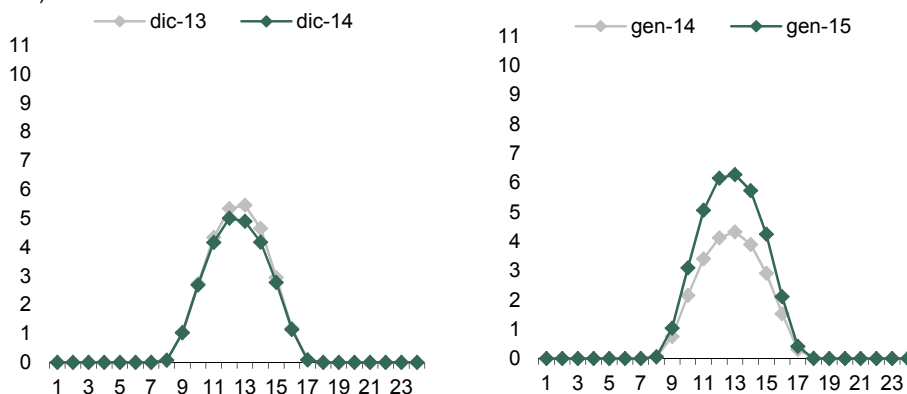
Nei mesi di dicembre 2014 e gennaio 2015 le generazioni eolica, fotovoltaica e idroelettrica hanno riportato dei differenti livelli di producibilità media oraria giornaliera rispetto ai corrispondenti mesi degli anni precedenti, mentre in termini di profili solo l'eolico ha evidenziato delle variazioni di rilievo tra i mesi di gennaio 2015 e gennaio 2014.

Per l'eolico in entrambi i mesi considerati la producibilità del parco nel 2015/14 è risultata superiore su tutte le ore medie del giorno rispetto al 2014/13, ma se per dicembre la distanza tra le ore medie del mese è stata sempre significativa (sempre superiore a 0.3 GW orari), a gennaio nelle ore serali il *gap* è risultato decisamente ridotto, arrivando ad attestarsi sotto 0.1 GW orari (**Figura 4**).

A dicembre 2014 producibilità fotovoltaica si era attestata su valori lievemente inferiori rispetto a dicembre 2013 per tutte le ore della giornata media, evidenziando quindi una campana un pochino più bassa. Nel mese di gennaio 2015 la producibilità fotovoltaica è invece 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 (**Figura 5**).

Figura 5. FV: profilo di produzione medio orario, dicembre - gennaio

(GWh)

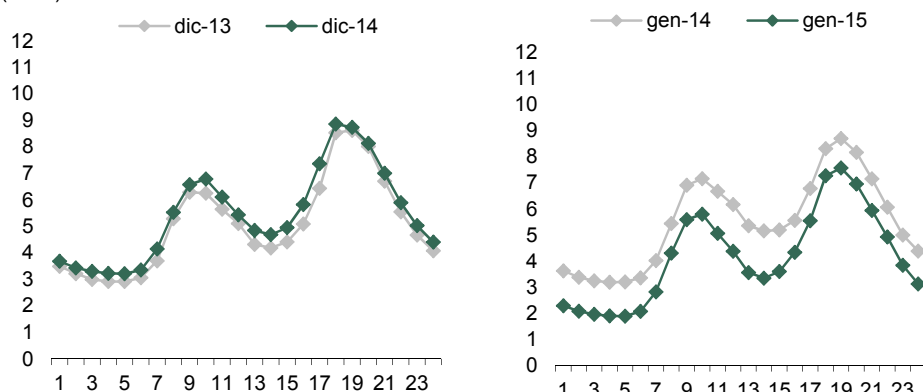


Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna

Il profilo medio giornaliero della produzione idroelettrica di dicembre 2014 è stato sostanzialmente allineato ai profili medi di dicembre 2013, mentre nel 2014 la producibilità media oraria si è attestata su valori lievemente superiori in tutte le ore rispetto al 2013. Anche a gennaio 2015 la forma media oraria della produzione idroelettrica è rimasta allineata a quella di gennaio 2014, ma in questo caso la producibilità 2015 è stata significativamente inferiore a quella 2014, con differenze comprese tra 1 e 1.8 GW a seconda delle ore (**Figura 6**).

Figura 6. Idroelettrico: profilo di produzione medio orario, dicembre - gennaio

(GWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna

Andamento del mercato TEE: prezzi in ripresa

Le ultime tre sessioni di borsa del mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) hanno visto una ripresa dei prezzi dei titoli, che il 10 febbraio sono arrivati a essere scambiati a oltre 107 €/TEE, quando tra dicembre 2015 e la prima metà di gennaio erano mediamente scambiati a prezzi inferiori ai 100 €/TEE. Considerando la media pesata dei prezzi di tutti i titoli scambiati in borsa da giugno 2014 al 10 febbraio 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 contributo preventivo per l'anno considerato (**Figura 7**)⁶.

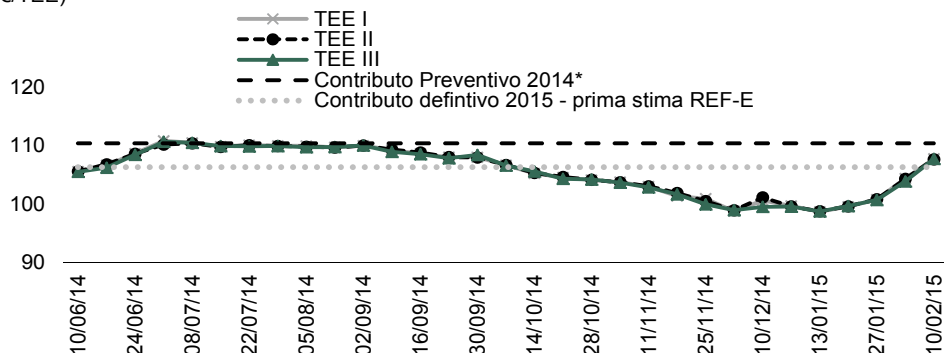
In termini di volumi mensili complessivi il mese di gennaio 2015, con quasi 0.2 milioni di titoli scambiati, è risultato poco al di sopra di quanto registrato a dicembre 2014, e i titoli di tipo II rimangono preponderanti (oltre il 70% degli scambi) (**Figura 8**).

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.

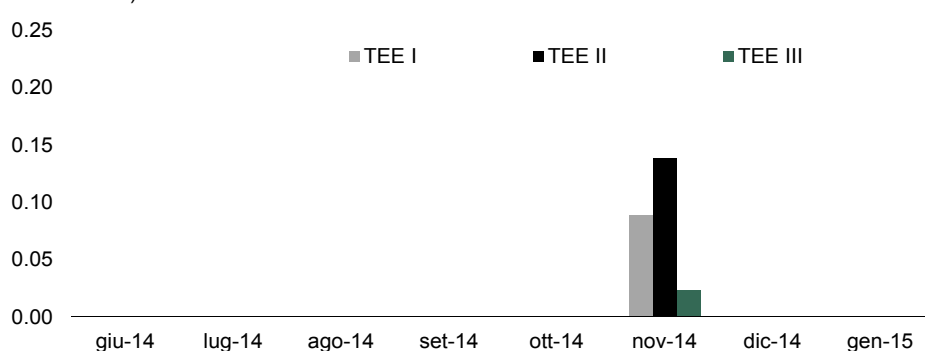
Figura 7. Prezzi di borsa TEE tipologia I, II e III e contributo tariffario*
(€/TEE)



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

Fonte: AEEGSI e elaborazioni REF-E su dati GME

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

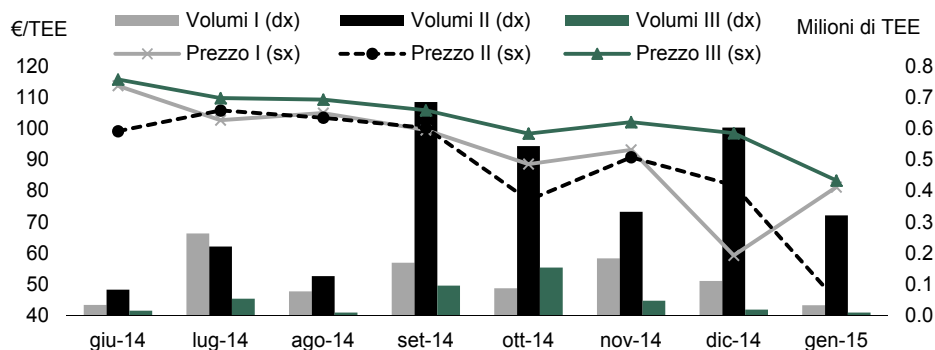


Volumi mensili da inizio anno d'obbligo 2014

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

Sulla piattaforma OTC a gennaio il prezzo medio pesato di scambio di tutte le tipologie di TEE ha riportato un calo rispetto al mese precedente, attestandosi non molto sopra i 49 €/TEE; su questa media pesano molto gli scambi di titoli di tipo II, che sono avvenuti a un prezzo pari a 44.9 €/TEE, contro gli 81.2 e 83.3 €/TEE rispettivamente dei titoli I e III. Anche i volumi sono in contrazione, in quanto nel complesso a gennaio sono transitati 0.36 milioni di TEE, contro i 0.73 milioni di dicembre, e i TEE II hanno riguardato oltre l'88% degli scambi (**Figura 9**).

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

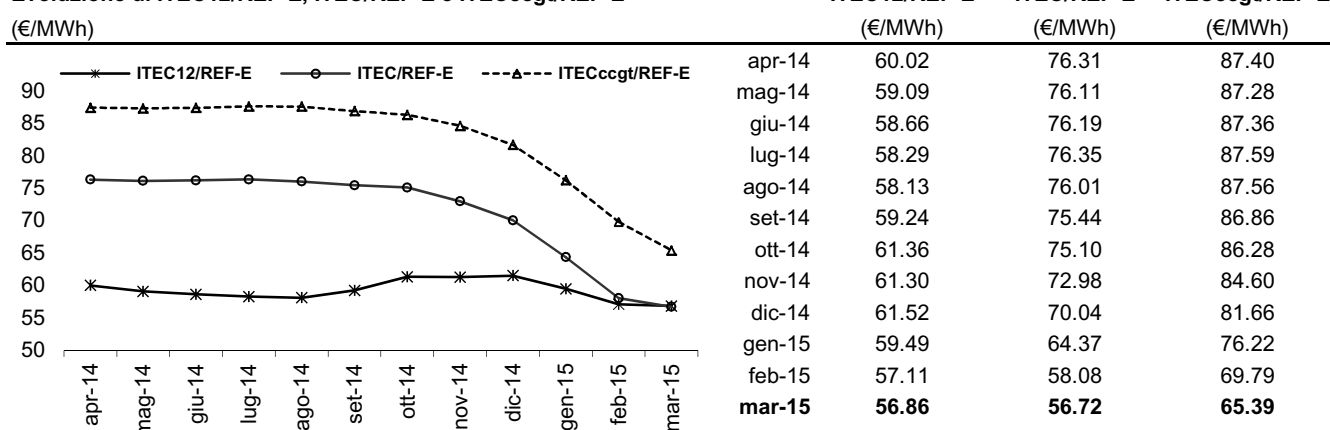
L'evoluzione di ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di febbraio è pari a 57.11 €/MWh, in diminuzione del 4.0% sul dato di gennaio (59.49 €/MWh). L'andamento in calo dell'indice è legato alle flessioni di prezzo registrati dal Brent (-23.5%), dal carbone (-18.2%) e dal TTF (-12.5%). Tali dinamiche sono state solo parzialmente compensate dal calo di valore registrato dall'euro rispetto al dollaro (-5.8%) durante il mese di gennaio.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di febbraio si attesta a 58.08 €/MWh, in calo del -9.8% sul valore consuntivo di gennaio (64.37 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di febbraio risulta pari a 69.79 €/MWh, un valore in calo del -8.4% sul consuntivo del mese precedente (76.22 €/MWh). L'andamento al ribasso dei due indici è legato alle forti flessioni di prezzo registrate da tutti i combustibili sottostanti (olio BTZ -25.0%, Brent -23.5%, carbone -18.2%, gasolio -18.0%) durante il mese di gennaio. L'effetto dell'andamento dei suddetti combustibili sul valore dell'indice è stato solo parzialmente compensato dal calo di valore registrato dall'euro sul dollaro (-5.8%).

Il valore *forward* per il mese di marzo dell'indice ITEC12/REF-E, basato sulle quotazioni di mercato del 19 febbraio, è pari a 56.86 €/MWh, in calo dello 0.4% rispetto al consuntivo di febbraio. I valori *forward* per il mese di marzo di ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E, anch'essi aggiornati al 19 febbraio, sono pari a 56.72 €/MWh e 65.39 €/MWh, entrambi in flessione, rispettivamente del 2.3% e del 6.3%, sul consuntivo di febbraio.

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



Fonte: elaborazione REF-E

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di novembre sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Platts al 19/02/2015.

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 febbraio 2014 è pari a 22.6334 €/MWh, risultato di una componente transazioni pari a 22.6005 €/MWh e di un valore leggermente superiore rilevato attraverso la *survey* (22.71 €/MWh).

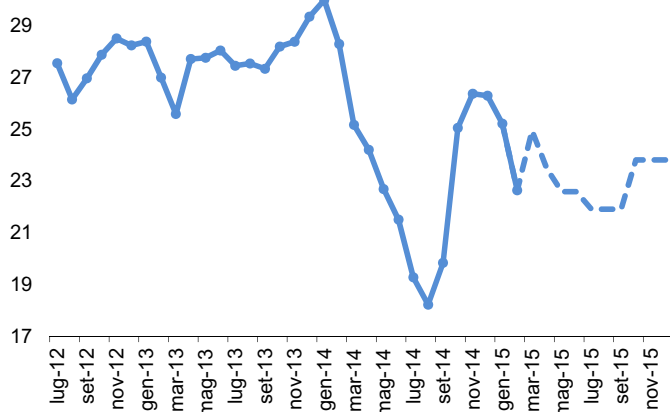
La quotazione di febbraio 2014 è in netta discesa (-10%) rispetto al prodotto con consegna a gennaio 2014, quotato 25.21 €/MWh, e lontana dalla quotazione di febbraio 2014 che era stata superiore a 28 €/MWh. Il volume complessivo transato (3,355 MW) e il numero di operazioni registrate (169) sono invece aumentati rispetto a quelli del prodotto con consegna nel mese precedente, per il quale erano state registrate 111 operazioni per un volume complessivo di 2,965 MW.

I primi scambi del prodotto con consegna a marzo 2015, relativi a un campione di 66 operazioni e a un volume totale scambiato di 2,010 MW, segnalano una ripresa del prezzo. Al 12 febbraio, infatti, il valore del gas con consegna nel prossimo mese è di 24.9425 €/MWh, +10% rispetto all'ultimo dato consuntivo.

Le quotazioni per il gas in consegna nella prossima stagione estiva sono però in discesa rispetto a quelle di marzo 2015 e rimangono vicine ai 22 €/MWh, le quotazioni per l'ultimo trimestre di quest'anno sono risalite a quasi 24 €/MWh.

Rispetto al mese scorso, c'è stata una risalita delle quotazioni su tutte le scadenze, aumentate di oltre il 10%.

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



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