



Soci Sostenitori

A2A SpA, AET Azienda Elettrica Fichinese, Anigas, AXPO Italia SpA, Banca Imi SpA, CCSE Cassa Conguaglio Settore Elettrico, Cassa Depositi e Prestiti, Confindustria, CVA Trading Srl, E.ON Italia SpA, Edison 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, Terna SpA, 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

MERCATO ELETTRICO

- Le nuove sfide della regolazione tariffaria

Nuova modalità di incentivazione degli investimenti, maggiore selettività, controlli ex-ante della spesa con aggiustamenti ex-post, graduale passaggio alla regolazione totex, introduzione di menù regolatori: queste le parole chiave per riassumere solo alcune delle tematiche sollevate dall'Autorità per il V periodo di regolazione, che verranno affrontate in ben 12 documenti di consultazione. La selettività degli investimenti implica anche una riflessione sul ruolo dei distributori e sulle scelte tecnologiche da privilegiare.

pag. 3

- Il caldo spinge il prezzo elettrico in luglio

Nonostante l'aumento dell'import i prezzi salgono al livello della crisi invernale del 2012: la situazione di stress del sistema sarà un'occasione per verificare quanto il parco sia effettivamente in oversupply e quanto invece sia necessaria la presenza di impianti di "riserva" per garantire la sicurezza del sistema.

pag. 11

- Analisi statistica e novità dal mercato

Il picco di prezzo di luglio è un fenomeno prettamente italiano, infatti negli altri paesi le condizioni climatiche sono rimaste più vicine alla media: come risultato gli spread sono aumentati, in media di 9 €/MWh ma con picchi fino a 40 nelle ultime settimane, con conseguente massimizzazione dell'import. La situazione attuale si riflette anche sui mercati a lungo termine: in aumento quello italiano, in calo quelli europei.

pag. 17

- Il mercato dei combustibili

L'oversupply continua a giocare un ruolo fondamentale sul mercato: le quotazioni sono tornate nuovamente al di sotto dei 60 \$/bbl. Aumento di produzione OPEC, accordo tra Iran e AIEA e elevate scorte statunitensi mantengono elevata la pressione al ribasso sui prezzi.

pag. 25

GAS NATURALE

- Analisi statistica e novità dal mercato

Il fattore trainante dei consumi di gas si conferma quello climatico: alte temperature, bassa piovosità e ridotta ventosità a luglio sostengono i prelievi del termoelettrico. In aumento, dopo mesi di calo, anche i prezzi spot sui mercati europei che divergono dal prezzo medio di importazione di lungo periodo, ancora in calo sulla scia della discesa del Brent degli scorsi mesi.

pag. 28

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,
Giorgio Perico, Beatrice
Petrovich, Alan Ben Seralvo,
Lorenzo Vasselli

Editore

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

Presidente

Pia Saraceno

Segreteria, Editing e grafici

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

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

Non è, pertanto, consentito modificare, duplicare, distribuire, divulgare, vendere, trasmettere, riprodurre, pubblicare su qualsiasi mezzo, sotto qualsiasi forma o per qualsivoglia ragione, in tutto o in parte, i contenuti della pubblicazione senza l'autorizzazione scritta di REF-E.

Agli abbonati è consentita la stampa di una copia della pubblicazione per uso esclusivamente personale e non commerciale senza, tuttavia, apportarne alcuna modifica.

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

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

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

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

Periodici

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

Pubblicazioni

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

Servizi

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

NEWS

Prossime pubblicazioni

- Working paper "La filiera degli usi finali del GNL" - Luglio 2015
- Energia Verde 2015 - Rapporto sullo stato e le prospettive per la promozione dell'energia rinnovabile - Settembre 2015

Ultime pubblicazioni

- Previsivo Osservatorio Energia n. 35 - Luglio 2015
- Natural Gas Outlook n. 11 - Giugno 2014

MERCATO ELETTRICO

Le nuove sfide della regolazione tariffaria

Nuova modalità di incentivazione degli investimenti, maggiore selettività, controlli ex-ante della spesa con aggiustamenti ex-post, graduale passaggio alla regolazione totex, introduzione di menù regolatori: queste le parole chiave per riassumere solo alcune delle tematiche sollevate dall'Autorità per il V periodo di regolazione, che verranno affrontate in ben 12 documenti di consultazione. La selettività degli investimenti implica anche una riflessione sul ruolo dei distributori e sulle scelte tecnologiche da privilegiare.

La regolazione fino a oggi

Il nuovo periodo regolatorio per la trasmissione e la distribuzione elettrica (il quinto, partirà dal 2016) presenta nuove ed importanti sfide. Gli obiettivi tradizionali della regolazione tariffaria riguardano la necessità di garantire l'efficienza e la parità di accesso alle infrastrutture gestite in monopolio, elemento determinante per il buon funzionamento dei mercati. Nel tempo, per l'Italia, ha assunto rilevante importanza l'obiettivo dell'incentivo agli investimenti, a garanzia del quale si sono rivolti gli sforzi del regolatore nei periodi regolatori più recenti (successivamente al 2003). La modalità scelta è stata quella di garantire la copertura integrale dei costi attraverso forme più o meno forti di garanzia dei ricavi e di concedere una maggiorazione del ritorno sul capitale per alcune categorie di investimenti. Scelte spesso portate ad esempio nel panorama europeo come modello di *best practice* per l'incentivazione agli investimenti. I risultati non sono mancati. Nella trasmissione gli investimenti sono passati da 200 milioni di euro del 2004 ai 700 milioni del 2013, e un picco di 1,100 milioni di euro raggiunto nel 2010, in netta controtendenza quindi rispetto alla maggior parte dei settori a mercato che nel periodo post-crisi hanno registrato un crollo generalizzato degli investimenti, e nonostante la netta riduzione dei volumi trasportati. Risulta molto elevato il computo delle immobilizzazioni in corso, che hanno raggiunto i 1,700 milioni di euro, ciò nonostante il meccanismo di accelerazione degli investimenti, che è stato in vigore tra il 2010 e il 2011, che si era peraltro concluso con il rispetto delle tempistiche e un premio per Terna di quasi 17 milioni di euro sui ricavi del 2010. Meno eclatanti i numeri del settore della distribuzione, dove gli investimenti sono rimasti sostanzialmente stabili negli ultimi anni, intorno ai 1,200/1,400 milioni di euro all'anno. Anche in questo settore non si sono comunque visti gli effetti della crisi finanziaria sul livello degli investimenti.

Gli incentivi hanno avuto senza dubbio un impatto anche sui costi per i consumatori finali. Per quanto i confronti tra le tariffe di diversi trasportatori siano sempre parzialmente indicativi perché decontestualizzati e quindi possibilmente soggetti a interpretazioni non del tutto corrette, i dati di ENTSO-E, che pubblica un *benchmark* della spesa di un utilizzatore tipo della rete di trasporto in tutti gli Stati membri, restituiscono un costo per l'Italia che pur essendo tra i più elevati rimane comunque non lontano dalla media: a fronte di una spesa media complessiva di 8.25 €/MWh, l'utilizzatore italiano ne pagherebbe 11.73, e sarebbe tra quelli che maggiormente spende per remunerare il capitale investito (**Figura 1**)¹.

Per la distribuzione elettrica invece, sempre tenendo in mente i limiti dei paragoni internazionali, i costi per gli utilizzatori delle reti italiane sarebbero al di sotto della media (**Figura 2**)².

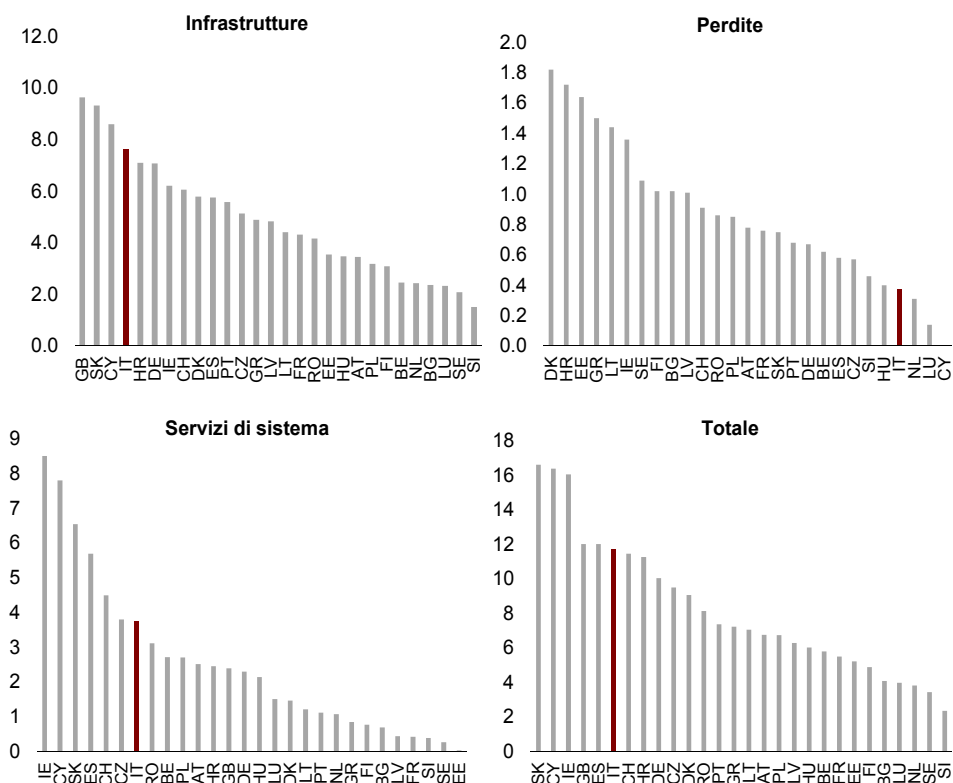
I nuovi obiettivi

L'evoluzione del contesto regolatorio e di mercato ha portato tuttavia all'introduzione di nuovi e sfidanti obiettivi per la regolazione tariffaria. Gli obiettivi generali dichiarati dall'Autorità per il quinto periodo regolatorio (adeguamento alla regolazione europea delle infrastrutture di interesse transfrontaliero, evoluzione degli strumenti di misura, eliminazione degli ostacoli di natura tariffaria all'efficienza energetica e alla gestione dei consumi di energia elettrica) rispecchiano solo in parte la pluralità di sfide che peseranno in futuro. La necessità di integrare le fonti rinnovabili e la generazione diffusa nel mercato elettrico rappresenta in effetti la punta di un *iceberg* le cui dimensioni sono a oggi in parte sconosciute, e vanno dalla misurazione agli *smart distribution system* al mercato (i sistemi in grado di garantire la partecipazione attiva degli utenti abilitati, non solo consumatori ma anche *prosumer*) a quella di non ostacolare, se non promuovere, un'evoluzione tecnologica che sta cambiando il settore in modo rapido ma che a oggi è solo parzialmente immaginabile per i prossimi anni (ad esempio si pensi ai sistemi di accumulo e di ricarica). Spicca in effetti tra gli obiettivi quello di una maggiore selettività degli

¹ ENTSO-E, *Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2015*, June 2015. I dati sono riferiti ad un consumatore tipo allacciato in altissima tensione, con un potenza installata di 40 MW e un *load factor* di 5000 ore, includendo anche i costi applicati alla generazione.

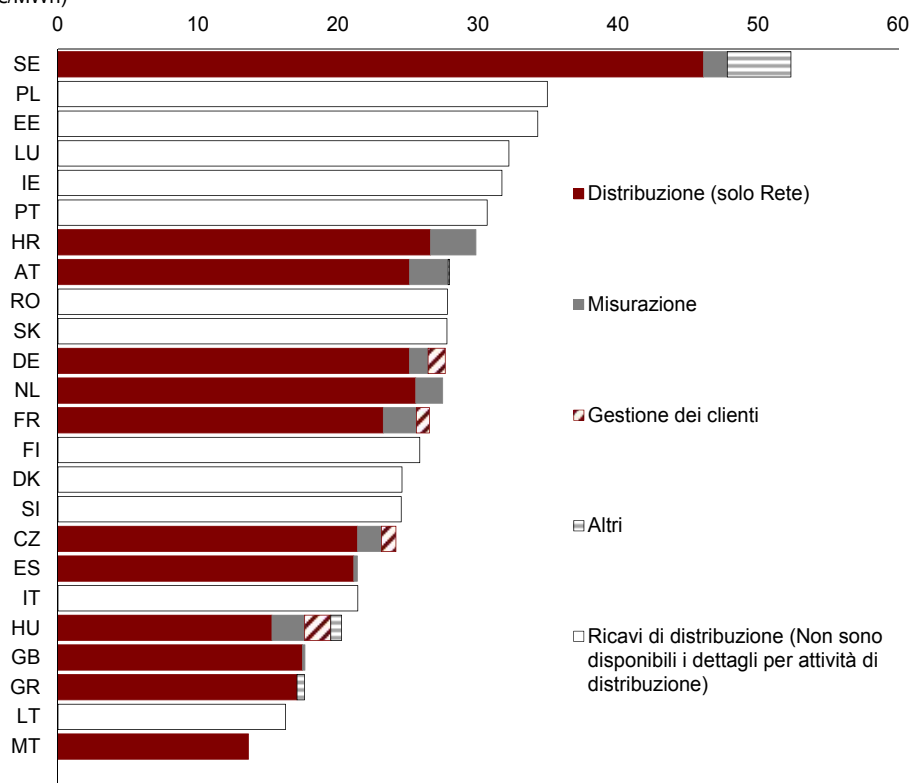
² REF-E - Mercados - Indra, *Study on tariff design for distribution systems. Final Report Prepared for: Directorate General for Energy - Directorate B – Internal Energy Market*, 28 January 2015.

Figura 1. I costi delle reti di trasmissione nel 2014 a confronto
(€/MWh)



Fonte: ENTSO-E

Figura 2. I costi delle reti di distribuzione nel 2013 a confronto
(€/MWh)



Fonte: REF-E

investimenti. La selettività, concetto sul quale l'Autorità insiste da tempo ma in merito al quale pochi sono stati i provvedimenti effettivi, nasce in primo luogo dall'esigenza di minimizzare la spesa nel difficile contesto di mercato caratterizzato da domanda decrescente. Ma non solo, risponde a molteplici esigenze, quali quella della maggiore interconnessione con gli altri paesi europei, necessaria per la sicurezza ancor prima che per l'economicità del servizio, ma anche al pericolo di incentivare oggi scelte tecnologiche che possono rivelarsi sub-ottimali nel giro di pochi anni, perché surclassate da nuove o perché limitanti nella possibilità di sfruttare sinergie intersettoriali, in particolar modo con le telecomunicazioni, o nella possibilità di introduzione di nuovi servizi in concorrenza.

Un'idea più precisa della complessità dei temi è data dalla complessità del procedimento, in relazione al quale sono previsti almeno 12 documenti di consultazione nel 2015, di cui 5 già pubblicati (**Tabella 1**), escludendo i procedimenti "correlati", quali la revisione della regolazione delle connessioni, del dispacciamento, della regolazione tariffaria delle utenze domestiche.

Tabella 1. I documenti di consultazione per il V periodo regolatorio

Numero	Data	Argomento
5/2015/R/eel	gennaio	Inquadramento generale V periodo
48/2015/R/eel	febbraio	Apporofondimenti tecnici sulla qualità
255/2015/R/eel	maggio	Promozione selettiva investimenti distribuzione
275/2015/R/com	giugno	Revisione WACC
335/2015/R/eel	luglio	Definizione del costo riconosciuto
Previsto	agosto	Qualità
Previsto	agosto	Funzionalità dei misuratori G2
Previsto	settembre	Promozione selettiva investimenti trasmissione
Previsto	settembre	Garanzia dei ricavi
Previsto	autunno	Seconda consultazione revisione WACC
Previsto	autunno	Regolazione della misura
Previsto	novembre	Orientamenti finali

Fonte: REF-E

Non tutte le argomentazioni possono essere discusse in questa sede. Le scelte più innovative sulle quali si sta orientando attualmente l'Autorità possono essere comunque individuate nelle seguenti:

- la revisione del WACC, che dovrebbe essere definito in modo intersettoriale, fatta eccezione per i parametri più specifici come la rischiosità settoriale e il tasso di indebitamento, regolati sulla base di un periodo regolatorio a sé stante (e di cui si è parlato nella *Newsletter 189*, a cui si rimanda)
- l'abbandono della modalità tradizionale di incentivazione agli investimenti, che dovrebbe essere sostituita da modalità *output based*, e che dovrebbe riguardare anche una diversa ripartizione dei rischi tra imprese e utilizzatori e che quindi dovrebbe portare a una rimodulazione della garanzia dei ricavi
- il passaggio graduale da una regolazione per *building blocks* (ossia che affronta in modo separato la remunerazione del capitale investito e quella dei costi operativi) a una regolazione cosiddetta *totex*, basata sulla definizione (o meglio negoziazione) di livelli di spesa complessivi.

La selettività degli investimenti

La necessità di modificare la modalità di incentivazione agli investimenti è stata più volte negli ultimi anni ribadita e motivata dall'Autorità. Il meccanismo attuale rappresenta di fatto un piè di lista sui costi di investimento, con ritorni quasi totalmente garantiti (e spesso maggiorati) e con pochi controlli sull'efficienza degli stessi, che spesso peraltro rappresentano per diversi motivi investimenti "unici" e rispetto ai quali è impossibile fare *benchmark* rappresentativi. La prima idea è stata quella di imporre dei costi *standard*, basati su prezzi o altri metodi di valutazione del costo di mercato. Tuttavia queste metodologie sono risultate di difficile implementazione, anche nei settori dove la pluralità di soggetti esistenti potrebbe favorire i confronti.

Abbandonata la maggiorazione del WACC

La maggiorazione del WACC come strumento principe per l'incentivazione dei nuovi investimenti è già stata abbandonata per il settore della distribuzione del gas naturale e per lo stoccaggio, mentre è stata per ora mantenuta per il trasporto del gas, ma soggetta all'inclusione dei rispettivi investimenti nel Piano Decennale di Sviluppo, che subisce un percorso di consultazione e monitoraggio da parte del Ministero dello Sviluppo Economico e che prevede anche la realizzazione di un'analisi costi benefici dei singoli investimenti.

Nel caso della distribuzione del gas, la selettività degli incentivi è completamente demandata ai meccanismi di premi penalità sulla qualità del servizio, che prevedono appunto l'erogazione di incentivi monetari in relazione al rispetto di precisi indicatori di qualità (come il numero di misurazioni sul livello di odorizzazione e il numero di dispersioni di gas rilevate o segnalate). C'è però da dire che in questo settore le gare per le nuove concessioni, che prevedono esplicitamente la possibilità per le stazioni appaltanti di indicare gli investimenti minimi che i concessionari dovranno realizzare, dovrebbero di per sé dare una spinta agli investimenti.

Nel settore dello stoccaggio invece sono stati previsti incentivi, a seguito di una indicazione legislativa, solo in caso di infrastrutture che garantiscono uno specifico apporto alla sicurezza del sistema attraverso prestazioni di erogazione (in rapporto allo spazio) più performanti rispetto alla media dei siti esistenti. L'incentivo consiste nella maggiorazione della remunerazione garantita per un ammontare predefinito. Nel caso dello stoccaggio c'è stato anche un primo tentativo di riduzione della garanzia dei ricavi, facilitata dalla presenza in questo settore di allocazioni tramite aste, i cui risultati costituiranno la remunerazione per i nuovi investimenti che non rientrano nella categoria incentivata secondo il meccanismo di cui sopra. Rimane comunque la garanzia dei ricavi per le infrastrutture esistenti.

Nel settore del trasporto del gas invece la garanzia dei ricavi sui costi di capitale è stata confermata, anche se eventuali ammanchi non possono essere recuperati in misura maggiore del 2% per il primo anno e per il resto spalmati sui 4 anni successivi.

La soppressione della maggiorazione del WACC è quindi proposta anche per il settore elettrico.

La crescita delle immobilizzazioni in corso

Nel caso della trasmissione questa dovrebbe essere accompagnata anche dall'eliminazione del computo nel capitale investito delle immobilizzazioni in corso, che sono invece normalmente riconosciute (è così per distribuzione gas, trasporto gas e dovrebbe rimanere anche per distribuzione elettrica, ma non per stoccaggio).

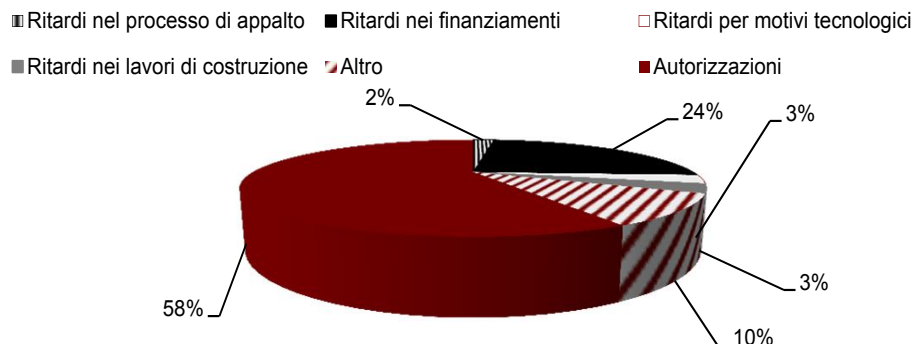
L'eliminazione del riconoscimento del ritorno sul capitale investito per immobilizzazioni in corso dovrebbe incentivare le imprese di trasporto alla velocizzazione dei tempi di realizzazione degli investimenti. I lunghi tempi per la realizzazione delle infrastrutture di trasmissione dell'energia elettrica non sono comunque un fenomeno solo nazionale. Dei 127 *project of common interest* programmati nel 2012 (per un totale di circa 50 miliardi di euro), il 45% rispetta a oggi i tempi di realizzazione previsti, mentre il 31% è in ritardo e il 24% completamente riprogrammato³. La motivazione dei ritardi riguarda nel 58% dei casi il processo autorizzativo, mentre risultano marginali i rischi tecnologici, costruttivi e i ritardi legati al finanziamento (Figura 3).

L'output based nella distribuzione

I meccanismi alternativi all'incremento del WACC che l'Autorità intende adottare non sono ancora stati messi in consultazione. Per il settore della distribuzione sono stati però proposti alcuni principi di base. In particolare, il meccanismo di incentivazione dovrebbe essere di tipo strettamente *output-based* e tarato su specifici indicatori, che dovrebbero essere quanto più oggettivi e semplici da calcolare e controllare. I primi approfondimenti dell'Autorità sono in effetti dedicati principalmente al capire cosa è necessario incentivare più che come, con l'obiettivo di orientare opportunamente il sistema verso gli *smart distribution system*, anche tenendo conto dall'esperienza maturata con i progetti pilota.

³ ACER, *Consolidated report on the progress of electricity and gas projects of common interest*, Ljubljana, 30 June 2015. I dati sul settore elettrico fanno riferimento a 127 progetti di cui 115 (90%) rientrano nella categoria trasmissione, 11 (8%) accumulo, 2 (2%) *smart grid*. Tra i progetti su trasmissione, 48 sono *interconnector* e 65 nazionali. La maggior parte dei progetti di trasmissione (57) rientra nella priorità "North South electricity interconnections in Central Eastern and South Eastern Europe" (NSI East), seguita (28) da quella "North South electricity interconnections in Western Europe" (NSI West), (20) "Northern Seas offshore grid" (NSOG) e (10) "Baltic Energy market Interconnection Plan" (BEMIP). L'Italia fa parte delle regioni NSI East e NSI West.

Figura 3. Le motivazioni dei ritardi nella realizzazione dei PCI (%)



Fonte: ACER

Investimenti e nuove tecnologie

Un primo principio espresso è quello della necessità di evitare di “bloccare” il sistema in soluzioni tecnologiche che possano in futuro risultare non adeguate alla funzionalità avanzate che potrebbero essere introdotte. In questo senso va la decisione di non prevedere per ora l'introduzione di funzionalità che prevedano un ruolo attivo dei consumatori o dei *prosumer*. Viene però affrontato, e stimolato, il dibattito su un argomento di enorme rilevanza, ossia quello di chi debba sostenere il costo (e quindi poi avere la titolarità) degli apparati necessari per la partecipazione attiva al mercato di consumatori e piccoli produttori collegati in bassa (o per ora media) tensione. L'idea è quella che siano gli utenti a sostenere tali costi, proprio per evitare che il distributore imponga le proprie scelte tecnologiche. In questa ottica il ruolo del distributore sarebbe limitato a fornire le strutture di base per rendere possibile l'integrazione e la funzionalità di tali apparecchiature. Non si esclude tuttavia anche uno scenario in cui è data la facoltà al distributore sia di decidere di accollarsi parte dei costi delle nuove apparecchiature, anche se queste rimarrebbero comunque nella disponibilità degli utenti, sia di fornire, a condizioni non discriminatorie e in concorrenza con altri operatori specializzati, anche servizi di comunicazione dei dati degli utenti abilitati.

Il ruolo del distributore

Il confine del ruolo del distributore è un punto fondamentale per il disegno del futuro mercato elettrico. Le argomentazioni dell'Autorità riflettono in effetti le attuali preoccupazioni dei diversi operatori. I distributori dal canto loro sono preoccupati che gli investimenti necessari per adeguare le apparecchiature di abitazioni, condomini e piccole aziende, siano in grado di limitare lo sviluppo delle potenzialità, anche a danno della capacità stessa del distributore di gestire al meglio le nuove funzionalità richieste dal mercato. Dall'altra gli operatori del mercato, quali i fornitori di energia elettrica ma anche i fornitori di tecnologie innovative di domotica o di gestione energetica (peraltro due figure che potrebbero parzialmente “fondersi” nel futuro prossimo) temono appunto che la presenza in questi settori del distributore limiti la libera concorrenza e spinga verso scelte predefinite che possono non tenere in conto le innovazioni più aggiornate o peggio, sfruttare sussidi incrociati ed economie di scopo per limitare la competitività di soluzioni alternative.

L'esperienza internazionale

Sebbene il tema sia rilevante e all'ordine del giorno in tutta Europa, l'Autorità italiana ha poca esperienza internazionale a cui rifarsi, perché pochi sono i paesi in cui gli argomenti proposti sono stati affrontati. Nella maggior parte dei paesi europei infatti la regolazione della distribuzione si concentra sulle caratteristiche tradizionali del settore: la generazione distribuita è un fenomeno generalmente ancora isolato e la domanda non partecipa al mercato così che il ruolo dei distributori è principalmente quello di trasportare in modo unidirezionale l'energia elettrica dalla rete di trasmissione ai consumatori finali, mentre obiettivi specifici sono individuati nella garanzia del servizio universale, nel grado di copertura della rete e nei livelli di sicurezza e qualità, sulla base di tecnologie ormai ben conosciute e consolidate. Rischi o asimmetrie informative legati all'evoluzione tecnologica non sono generalmente lamentati dai distributori (o dai loro regolatori).

Uno studio commissionato dalla DG Energy ha permesso di fare una prima analisi comparativa di quanto la regolazione della distribuzione stia affrontando a oggi le questioni poste dalle nuove sfide tecnologiche e di quali possano essere le prime raccomandazioni, anche alla luce del confronto con gli *stakeholders* del settore. Ne sono emerse le seguenti conclusioni:

- i distributori non dovrebbero essere esposti ai rischi che non possono controllare, quali il rischio volume o il rischio tecnologico
- gli investimenti dovrebbero essere sottoposti ad un attento vaglio da parte dei regolatori ed in generale degli *stakeholder*
- gli incentivi di tipo finanziario sono quelli che si sono dimostrati maggiormente efficaci, e ciò è tanto più vero quando più sono basati su dati e informazioni pubblici e su specifici obiettivi misurabili
- le tariffe dovrebbero dare adeguati segnali di costo, ad esempio: attraverso l'imputazione dei costi di connessione a chi li causa, la ripartizione per classi dei consumatori, anche basate sui profili di consumo.

Più di recente il CEER⁴ ha riconosciuto che gli schemi tradizionali di remunerazione hanno numerosi elementi che potrebbero scoraggiare gli investimenti necessari per l'evoluzione delle reti di distribuzione: i nuovi investimenti infatti sono caratterizzati da minore durata della vita utile, maggiori costi operativi e minore impatto in termini di incremento della RAB. Le maggiori criticità riguarderebbero quindi i meccanismi di *cost efficiency* sugli opex, periodi di ammortamento troppo lunghi, *lag* tariffari insostenibili e mancata considerazione delle esternalità positive degli investimenti.

Tra le soluzioni che potrebbero alleviare questi rischi vengono individuati: la maggiorazione del ritorno sugli investimenti, periodi di ammortamento più ridotti, fondi o incentivi all'innovazione, approccio *totex*.

I nuovi obiettivi

In questo contesto l'Autorità italiana ha avviato una riflessione all'avanguardia. All'interno degli approfondimenti tecnici riportati nei documenti di consultazione, le funzionalità individuate come necessarie a garantire la diffusione del *smart distribution system* sono le seguenti:

- osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse
- regolazione della tensione a livello di media tensione (MT)
- regolazione della potenza attiva degli utenti della rete
- teleseccato per la prevenzione del fenomeno "isola indesiderata MT"
- esercizio avanzato della rete MT
- impiego di sistemi di accumulo.

Tra queste, quelle evidenziate come prioritarie e incentivabili da subito sarebbero le prime due.

L'osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse attiene sia al monitoraggio del livello di generazione distribuita sotteso alla rete (e delle possibilità di incrementarlo ulteriormente) che al monitoraggio e alla previsione della produzione, e presuppone modalità di scambio di dati con il gestore della rete i cui standard tecnici sono in parte ancora da definire.

La regolazione della tensione in MT sembra invece essersi rivelata molto efficace, sulla base dei progetti pilota, per la massimizzazione delle potenzialità della rete esistente, in particolare consentendo un aumento della produzione da generazione distribuita (cd *hosting capacity*) che può essere sostenuto senza potenziamenti di rete.

La regolazione *totex*

La seconda novità di rilevante portata sarebbe il graduale passaggio alla regolazione di tipo *totex*.

Questa sarebbe applicata solamente dal 2019 e solamente per le aziende di maggiori dimensioni.

In questo senso l'allungamento del periodo regolatorio, che per diversi settori sta passando

⁴ CEER, "The future Role of DSOs", 13 Luglio 2015.

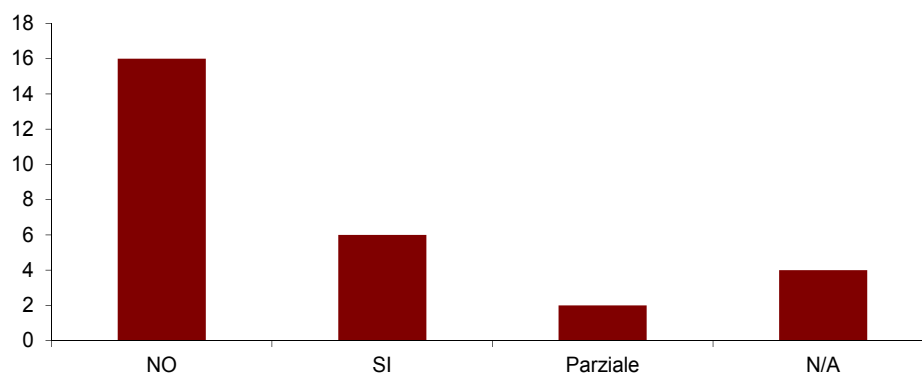
da quattro a sei anni, perderebbe molta della sua significatività: come già accaduto per la distribuzione del gas naturale, se nel corso del periodo regolatorio sono previste modifiche non solo di molti parametri, ma anche delle metodologie per la loro fissazione, come appunto la modalità di valutazione del capitale investito, difficile immaginare tale allungamento come un fattore di stabilità della regolazione. Tuttavia è comunque condivisibile l'idea di rimandare una così importante riforma nonché di prevederne un'introduzione graduale.

La regolazione *totex* non è in realtà una novità per l'Italia. L'iniziale applicazione del metodo del *price cap*, previsto dalla legge, a tutti i costi con forme di controllo dei ricavi totali, nella prassi dei primi periodi regolatori, era a tutti gli effetti una regolazione *totex*. Negli anni a questa si è progressivamente sostituita la regolazione per *building blocks*, sia perché si riteneva maggiormente difficile (o già raggiunto) l'efficientamento dei costi di capitale, sia come forma implicita di incentivo agli investimenti.

Il controllo ex-post

Forme di regolazione *totex* sono a oggi ancora molto presenti nelle esperienze europee (oltre che in Inghilterra ad esempio anche in Germania e Olanda). Le novità della modalità di regolazione proposta, solo accennate nel primo documento di consultazione e meglio dettagliate con il nuovo, sono in primo luogo il fatto che la spesa complessiva è regolata ex-ante, sulla base di veri e propri *business plan* predisposti dalle aziende e da analisi costi/benefici. Anche in questo caso le esperienze di accordo *ex-ante* sugli investimenti da effettuare, seguite da controlli *ex-post* sull'effettiva efficacia degli investimenti stessi, con quindi un certo grado di ripartizione del rischio tra imprese e utenti delle rete, sono già state implementate nell'esperienza europea. Ad esempio in Francia e Belgio esiste la possibilità che i ricavi dei TSO siano aggiustati *ex-post*, anche se con diverse limitazioni a garanzia della continuità e solidità delle imprese⁵. Nel settore della distribuzione, sui 28 Stati Membri, 6 hanno una qualche forma di correzione ex-post dei ricavi sulla base della valutazione di efficacia degli investimenti (tra cui Regno Unito, Austria, Irlanda, Polonia, Slovacchia e Olanda, **Figura 4**).

Figura 4. Paesi con output based regulation nella distribuzione
(n.)



Fonte: elaborazioni REF-E

I menù regolatori

La vera novità, mutuata quasi integralmente dall'esperienza inglese (sia da Ofgem sia da Ofwat, il regolatore del settore idrico) è invece quella della introduzione dei c.d. *menù regolatori*, in base al quale l'operatore può scegliere (o meglio scegliere di impegnarsi a) livelli di spesa diversi da quelli "base" definiti dal regolatore, accettando però in questo caso una maggiore condivisione del rischio e livelli più (nel caso di spesa più alta) o meno (nel caso di spesa più bassa) penalizzanti di ripartizione con gli utenti dei benefici attesi⁶.

Il principale difetto della regolazione attuale è quello di creare un incentivo a scelte ad "alta intensità di capitale" che portino eventualmente a contenere i costi operativi, con possibili distorsioni anche nelle scelte di tipo *make or buy*. Il principale beneficio della nuova regolazione proposta dovrebbe risiedere invece nella maggiore responsabilizzazione per le imprese verso i risultati finali, mentre i *menù* sarebbero finalizzati a ridurre le asimmetrie informative sugli

⁵ Jean-Michel Glachant, Marcelo Saguan, Vincent Rious and Sébastien Douguet, *Incentives for investments: Comparing EU electricity TSO regulatory regimes*, 11 June 2013

⁶ CEPA, *Incentives and menus*, 31 July 2012.

impegni attesi tra imprese e regolatori, rendendo conveniente per le imprese fare previsioni di spesa corrette. Il difetto invece riguarda chiaramente il carico di lavoro che imporrebbe sia sulle imprese che sui regolatori, chiamati a redigere e valutare i *business plan* dei singoli investimenti. In particolare la necessità di definire la spesa base, fondamentale perché a partire da quella si definiscono i premi e le penalità di tutti gli scenari possibili, non riduce ma anzi aumenta il rischio “amministrativo” legato a definizioni non corrette che potrebbero portare a fenomeni di sovra o sotto investimento.

Incentivi e menù

Il raccordo tra incentivi agli investimenti e regolazione *totex* con *menù* non è ancora proposto dall'Autorità, ma prevedibilmente potrebbe realizzarsi attraverso rischi di penalità minori o maggiori premialità, fino ad arrivare all'esclusione dal meccanismo, in favore di una remunerazione predefinita, per determinate categorie di investimenti. Nel caso della trasmissione, la regolazione andrebbe poi coordinata con quella europea in favore dei *Project of Common Interest*. In questo senso nel primo documento di consultazione esisteva un riferimento, non ripreso in occasione del più recente, alla possibilità di introdurre anche valutazioni specifiche inerenti il rischio. Nel caso dei PCI infatti la regolazione incentivante è concessa solo se viene provato un livello di rischio maggiore rispetto a progetti comparabili. Un concetto piuttosto complesso e di difficile traduzione pratica ma sul quale si sta lavorando sia a livello europeo (ad esempio Raccomandazione ACER 3/2014) sia italiano (delibera 446/2014/R/com).

I primi feedback

In base a quanto riportato dall'Autorità sui primi *feedback* avuti in occasione del primo documento di consultazione, le reazioni degli operatori sono state varie. Senza dubbio la nuova modalità regolatoria può “spaventare” alcuni operatori ma altri sembrano averne già intravisto interessanti potenzialità. D'altro canto agli osservatori più attenti non sarà sfuggito che se un certo livello di protezione dai rischi principali (quali il rischio volume o il rischio prezzo) non è generalmente messo in dubbio, d'altro canto le modifiche del quadro di mercato rendono necessarie nuove forme di regolazione, che evolvano insieme al ruolo delle imprese di rete che sempre di più hanno un ruolo non solo di “passivi” trasportatori ma di “attivi” soggetti in grado di influenzare l'andamento del mercato con le loro scelte di investimento.

Le tariffe finali

Uno degli elementi fin qui non ricordati nell'articolo, ma altrettanto importante, è quello relativo alla struttura delle tariffe dei clienti finali. L'argomento è stato affrontato brevemente nel primo documento di consultazione e finora non ripreso, anche perché in parte già trattato in altri procedimenti, quale quello per la riforma della tariffe per il sistema domestico (DCO 293/2015/R/eel), o per il trattamento dei sistemi efficienti (delibera 578/2013/R/eel). Anche in questo caso l'approccio tradizionale, basato sulla massima socializzazione dei costi e sulla uniformità di trattamento dei consumatori, comporterà nel nuovo contesto di mercato elevati effetti redistributivi. La tradizionale struttura tariffaria è stata quindi messa in discussione, con la possibilità che vengano riviste sia le categorie di consumatori (con possibili differenziazioni) sia il peso delle diverse componenti (fisse, in potenza e in energia) e da ultimo è stata paventata anche la possibilità di reintrodurre la facoltà per le imprese di proporre opzioni tariffarie alternative a quella base predisposta dall'Autorità.

Il caldo spinge il prezzo elettrico in luglio

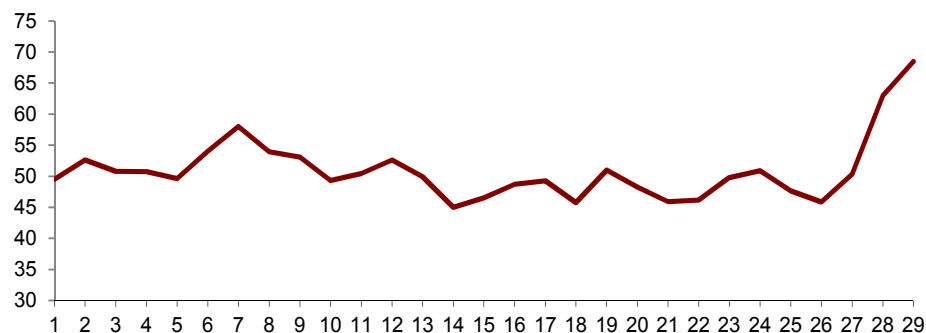
L'ondata di caldo che ha investito l'Italia nel mese di luglio ha portato a un forte aumento del PUN. L'utilizzo dei condizionatori ha aumentato la domanda, ma tale crescita è stata controbilanciata da un aumento delle importazioni, in particolare da Francia e Grecia. Risiede nel diverso mix di produzione il motivo di questa dinamica dei prezzi: la forte contrazione di produzione idro ed eolica ha lasciato maggior spazio agli impianti a gas. La ridotta disponibilità degli impianti idroelettrici è una delle cause delle maggiori quantità acquistate da Terna per il bilanciamento, nonostante l'aumento della capacità termoelettrica in giri. Questi motivi non bastano però a spiegare l'andamento dei prezzi degli ultimi giorni (PUN a 127 €/MWh): ulteriori analisi saranno necessarie non appena i dati saranno disponibili.

Aumentano i prezzi a luglio, ma la domanda in più è coperta da un aumento dell'import

In un periodo di relativa calma piatta per il mercato elettrico, con i prezzi pressoché identici di settimana in settimana¹ (Figura 1), l'arrivo di luglio e del caldo record che lo sta caratterizzando ha portato a dei risultati di prezzo che necessitano di un'analisi approfondita per comprendere meglio quanto sia solido l'equilibrio di mercato e quanto la situazione di eccesso di offerta sia in grado di prevenire i picchi di prezzo.

Figura 1. PUN settimanale da inizio 2015

(€/MWh) media settimanale



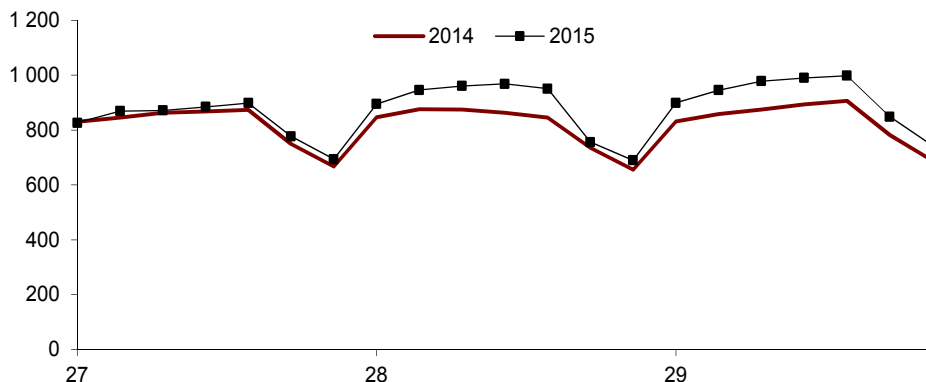
Nota: sull'asse X il numero della settimana

Fonte: dati GME

Una prima analisi indica una crescita importante della domanda MGP rispetto allo scorso anno, dovuto al maggior utilizzo di sistemi di raffreddamento: in complesso le prime tre settimane di luglio (dalla 27 alla 29) hanno registrato un aumento medio della domanda del 7% (Figura 2),

Figura 2. Acquisti MGP giornalieri (Settimane 27-29)

(GWh) Somma giornaliera



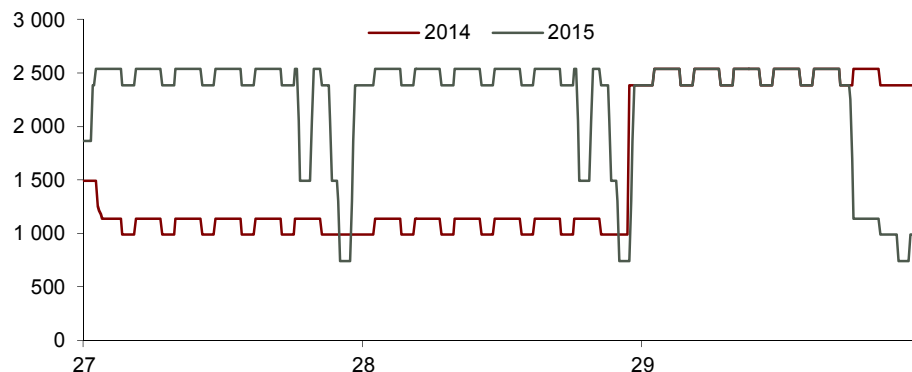
Fonte: dati GME

¹ Il prezzo settimanale medio da inizio 2015 fino alla settimana 27 è oscillato tra i 45 e i 58 €/MWh. Il prezzo delle settimane 28 e 29 è stato rispettivamente di 63 e 68 €/MWh.

ma concentrato principalmente nelle ultime due settimane, caratterizzate rispettivamente da una crescita dell'8% e del 10%.

Questo aumento è tuttavia in buona parte compensato dal maggior utilizzo delle importazioni, soprattutto per quanto riguarda i flussi provenienti da Francia e Grecia. Nel primo caso l'aumento è dovuto a una maggiore disponibilità di capacità di interconnessione (NTC) che nelle prime settimane di luglio 2014 era stata ridotta a causa di lavori di manutenzione (**Figura 3**). L'aumento di NTC si traduce in una crescita dell'import dalla Francia di quasi 400 GWh, grazie anche all'efficientamento dovuto al *market coupling* che, in presenza di differenziali di prezzo tra i paesi interconnessi, garantisce lo sfruttamento integrale della capacità disponibile.

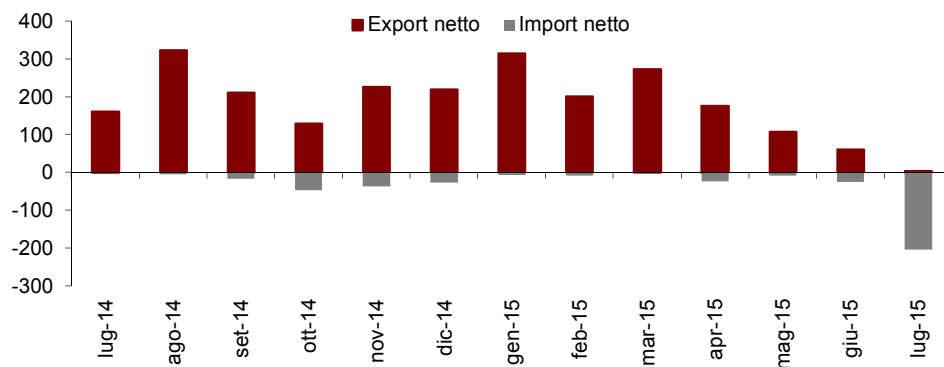
Figura 3. Confronto valori NTC Francia->Nord
(MW)



Fonte: dati Terna

La crescita dell'import dalla Grecia è invece un *trend* manifestatosi solo nelle ultime settimane. L'anno scorso infatti il collegamento era stato in manutenzione per la prima metà dell'anno e aveva ripreso a funzionare proprio a metà luglio, principalmente in esportazione. Questa dinamica è proseguita fino a fine giugno quando i flussi si sono invertiti ritornando in import verso l'Italia (**Figura 4**).

Figura 4. Scambi di energia con la Grecia
(GWh)



Fonte: dati GME

In calo le offerte su MGP, pesa il fattore climatico su eolico e idro

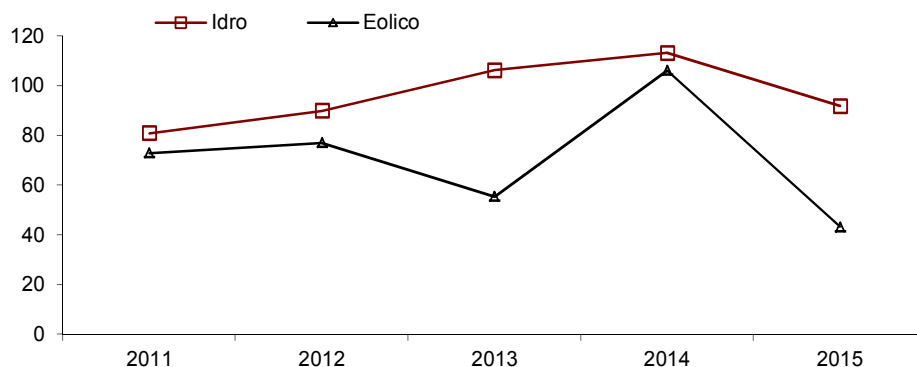
La domanda contendibile per la produzione nazionale è quindi rimasta pressoché invariata rispetto all'anno scorso, perciò la differenza di prezzo va ricercata nel diverso *mix* che costituisce l'offerta. Analizzando i dati delle offerte pubbliche GME si osserva un calo complessivo (-4%) delle offerte presentate su MGP nelle prime due settimane di luglio². I motivi principali sono da ricercare da una parte nelle dismissioni che hanno caratterizzato gli impianti meno efficienti e più costosi (termoelettrici convenzionali e ripotenziati) con una quota di mercato già molto ridotta, dall'altra nell'effetto climatico, che riguarda l'evidente contrazione delle offerte presentate dagli impianti idroelettrici ed eolici.

² Settimane per cui sono disponibili i dati delle Offerte Pubbliche.

La riduzione delle offerte degli impianti rinnovabili rispetto all'anno scorso è un risultato prevedibile: dal confronto dei mesi di luglio degli ultimi 5 anni, è evidente come il 2014 abbia registrato il *load factor* più alto, sia per la produzione idroelettrica che per quella eolica. I dati sulla produzione 2015 finora disponibili sembrano indicare un apporto idroelettrico simile a quello registrato nel 2012 mentre l'eolico è al livello minimo degli ultimi 5 anni. **(Figura 5)**

Figura 5. Load Factor di idro ed eolico nelle prime tre settimane di luglio

(h)



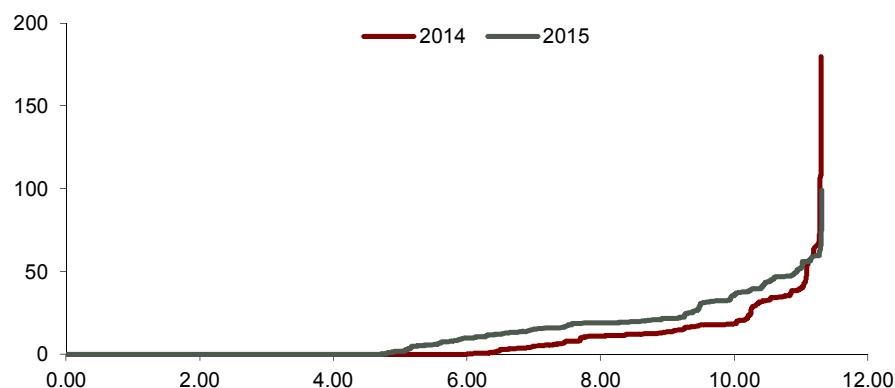
Fonte: elaborazione su dati Terna e ipotesi REF-E

L'aumento di prezzo nelle prime settimane di luglio è dovuto al clima

Dal confronto delle curve di offerta cumulate della settimana 28³ **(Figura 6)** si osserva l'impatto della diminuzione di produzione rinnovabile: la curva relativa al 2015 è traslata verso sinistra (vale a dire minore produzione passante a prezzo zero) e perciò il prezzo rimane più alto perché interseca la curva di domanda più spesso in corrispondenza delle offerte dei CCGT o delle tecnologie più costose. Il profilo di prezzo risulta quindi più piatto, soprattutto nelle ore centrali della giornata, in cui il solo fotovoltaico, senza un apporto significativo dell'idro e dell'eolico non basta a "svuotare" la domanda contendibile e di conseguenza il prezzo **(Figura 7)**.

Figura 6. Curva di offerta cumulata della settimana 28

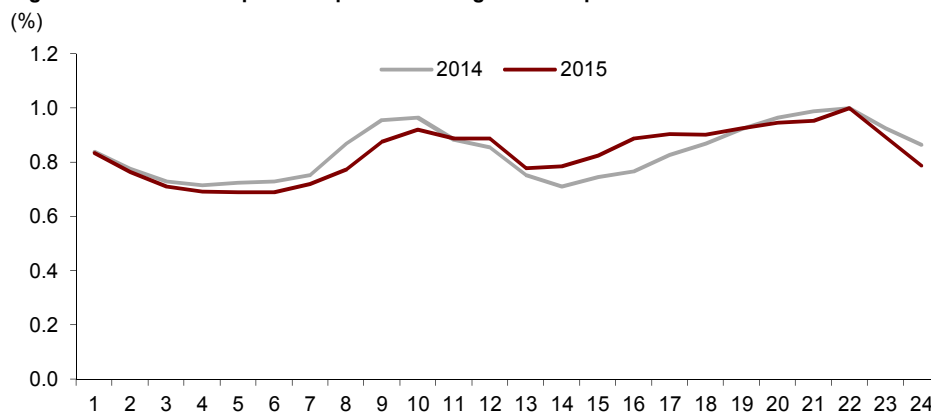
(TWh asse X, €/MWh asse Y)



Fonte: elaborazione REF-E su dati GME

L'andamento del prezzo nelle prime settimane è quindi una conseguenza della diminuzione delle fonti rinnovabili, che hanno permesso agli impianti più costosi di essere marginali con continuità, sostenendo di conseguenza il prezzo in tutte le ore della giornata. La componente di *mark-up* sui costi non sembra invece essere preponderante al momento: come si può osservare dalla **figura 8**, il prezzo del mercato elettrico si posiziona a livello del costo gas (basato sul prezzo *spot* al PSV) e si distanzia da esso nei giorni feriali con maggiore domanda.

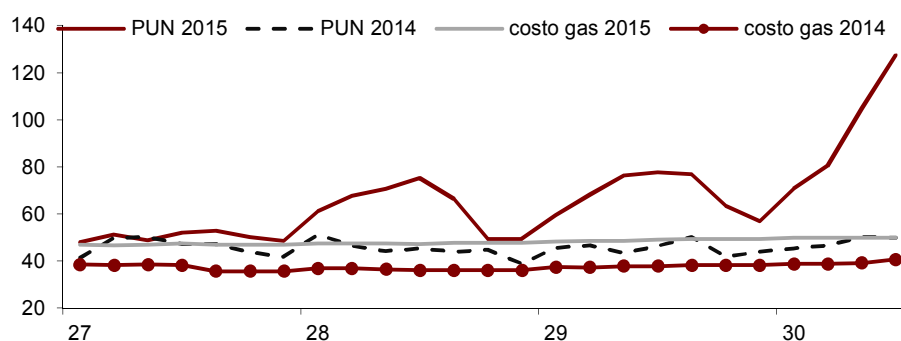
³ È la prima settimana con un differenziale di prezzo significativo e di cui sono disponibili i dati delle Offerte Pubbliche.

Figura 7. Confronto del profilo di prezzo medio giornaliero per la settimana 28

Fonte: elaborazione REF-E su dati GME

Figura 8. PUN medio e costo gas giornaliero

(€/MWh) Media giornaliera



Nota: il costo gas è una stima REF-E

Fonte: elaborazione REF-E su dati GME e Platt's

In crescita anche volumi MSD e MB

L'aumento di domanda contendibile ha reso possibile l'utilizzo contemporaneo di un numero maggiore di impianti termoelettrici, in particolare CCGT. Dai dati GME si osserva infatti che nella seconda settimana di luglio, dieci impianti CCGT in più rispetto al 2014 sono stati accettati su MGP, quasi esclusivamente al Nord dove è concentrata la fetta maggiore di idroelettrico (nella zona quindi che ha visto una maggiore diminuzione delle offerte di questi impianti). L'aumento della capacità programmabile in giri non ha però diminuito le quantità richieste da Terna sui mercati del bilanciamento (MSD e MB), anzi, il ricorso ai servizi ancillari è aumentato proprio in corrispondenza dell'inizio di luglio e dell'arrivo del caldo (**Figure 9 e 10**). I motivi sono vari: la diminuzione dell'eolico ha sicuramente diminuito l'imprevedibilità dell'immissione da fonti rinnovabili, ma il drastico calo della disponibilità degli impianti idroelettrici garantisce al sistema una minore flessibilità (rispetto a quella che forniscono gli stessi impianti termoelettrici). Inoltre potrebbe avere impattato anche una sottostima della domanda, dato che in questo periodo si stanno registrando consumi estremamente elevati e, come comunicato da Terna, il 7 luglio è stato raggiunto il nuovo record di domanda di picco, a 56,883 MW.

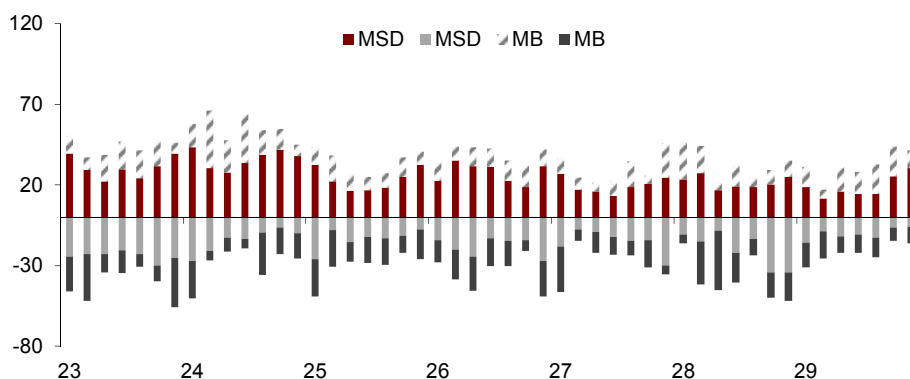
A livello zonale si osserva una crescita importante dei servizi a salire al Nord, sia su MSD che su MB, dovuti molto probabilmente alla riduzione dell'idroelettrico e alla forte domanda, senza dimenticare anche il maggior import dalla Francia. Al Sud invece si è registrato un aumento delle quantità a scendere su MB, dovuto probabilmente a una sottostima della produzione rinnovabile (**Figure 11 e 12**).

Gli ultimi giorni: ulteriori aumenti

Queste analisi e considerazioni riguardano le prime settimane di luglio per le quali, come già riportato, si hanno a disposizione molti dati e in particolare quelli sulle Offerte Pubbliche. Negli ultimi giorni si è però assistito a una letterale esplosione del PUN. Dai 70 €/MWh di lunedì 20, una drammatica accelerata ha portato il prezzo medio giornaliero a superare i 127 €/MWh

Figura 9. MSD e MB da giugno a luglio 2014

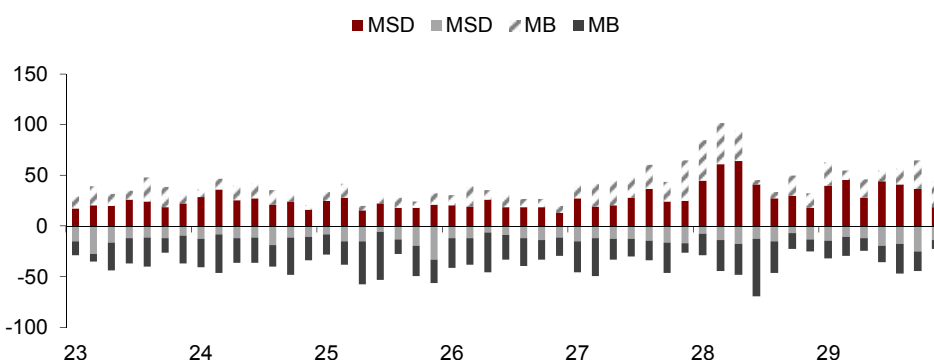
(GWh)



Fonte: elaborazione REF-E su dati GME

Figura 10. MSD e MB da giugno a luglio 2015

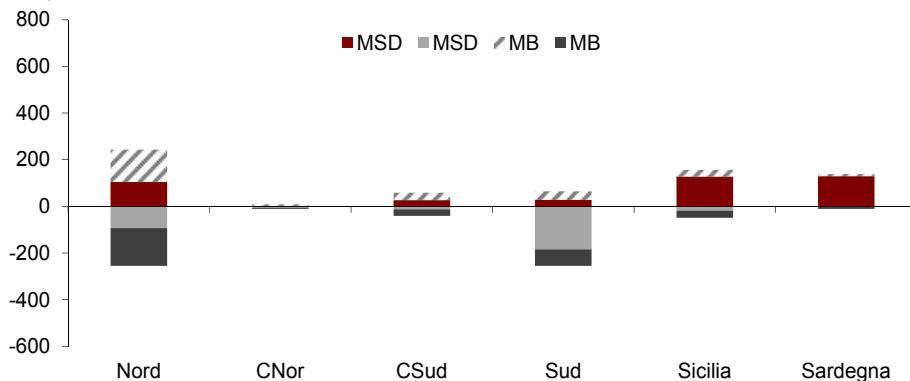
(GWh)



Fonte: elaborazione REF-E su dati GME

Figura 11. MSD e MB da giugno a luglio 2014

(GWh)



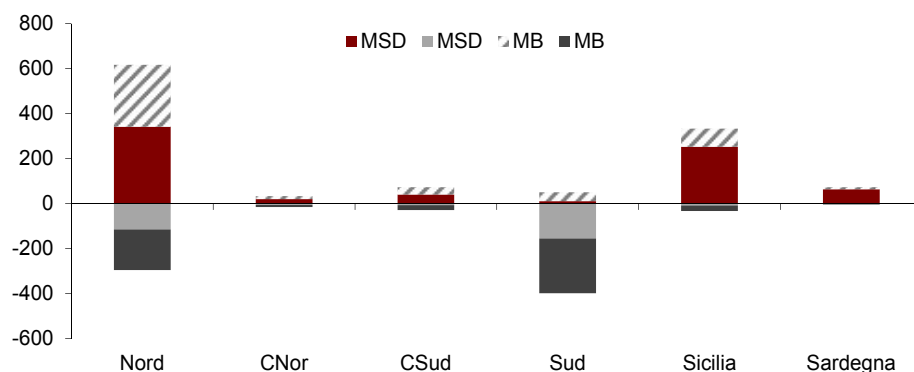
Fonte: elaborazione REF-E su dati GME

giovedì 23 (**Figura 8**). Per ritrovare un PUN medio a questi livelli bisogna ritornare al febbraio 2012, durante l'ondata di freddo glaciale e la crisi gas. In quel periodo il PUN si mantenne per tre giorni tra i 125 e i 136 €/MWh, ma il sistema gas si trovava in una situazione di estrema difficoltà e fu necessario attivare gli impianti ad olio.

Ovviamente questa non è la situazione attuale, anche se un fattore determinante potrebbe essere la poca flessibilità nell'utilizzo della rete gas che, nel caso di forte aumento della domanda, potrebbe aver spinto gli operatori a internalizzare nelle offerte la penale dovuta allo sfioramento della capacità gas prenotata a inizio anno, o a rendere alcuni impianti non pienamente utilizzabili proprio per l'impossibilità di aumentare l'approvvigionamento di gas.

Figura 12. MSD e MB da giugno a luglio 2015

(GWh)



Fonte: elaborazione REF-E su dati GME

Sicuramente, le condizioni di stress del sistema cui stiamo assistendo rappresentano una occasione importante per gli operatori più in difficoltà, che riescono a esercire il proprio parco di produzione con buona marginalità solo in occasione di punte di domanda o di situazioni fuori dalla media. Un'analisi attenta del fenomeno attuale potrebbe in questo senso aiutare a meglio comprendere quanto il sistema, nonostante l'eccesso di offerta, sia oggi in grado di reagire a momenti di stress e quanto invece la sempre maggiore volatilità della domanda e dell'offerta non programmabile rendano necessario il mantenimento di elevati livelli di riserva e di impianti che devono coprire i loro costi in pochi momenti dell'anno.

Analisi statistica e novità dal mercato

Si conferma la dipendenza della domanda elettrica dai fattori climatici e di calendario. In giugno i dati di domanda grezzi riportano una situazione di stabilità sebbene il dato depurato risulti in calo tendenziale rispetto allo scorso anno mentre in luglio il caldo ha determinato un aumento dei prezzi e della domanda. Aumenta l'import e conseguentemente la produzione registra una flessione tendenziale (-1.6%). L'idroelettrico si conferma in forte calo mentre le altre produzioni riportano tutte un aumento tendenziale. Il PUN continua a rimanere superiore rispetto ai valori dello scorso anno, in particolare grazie all'aumento dei prezzi nelle zone dell'Italia continentale. Gli scambi attraverso il Market Coupling sono di fatto esclusivamente in import e con una saturazione della capacità (e quindi un differenziale di prezzo tra zona Nord e paese confinante) nella quasi totalità delle ore, nonostante in Francia e Germania si stia registrando un aumento più consistente del prezzo elettrico dovuto soprattutto alla manutenzione degli impianti nucleari. I mercati a termine sono in aumento per l'Italia e in diminuzione negli altri paesi europei.

Giugno e luglio in controtendenza

In giugno la domanda di energia elettrica nella penisola ha registrato un calo del -0.1% rispetto allo stesso periodo del 2014. Prendendo in considerazione l'effetto calendario (1 giorno in più rispetto a un anno fa) e le temperature (+0.5°C) quest'ultimo dato scende sino a -1.1%. A livello zonale questa lieve flessione è riconducibile al comportamento delle isole (-3.5%) e del Nord (-1.1%) opposto a quello del Sud (+4.7%). Nel mese in corso, analizzando i dati sull'*actual load* resi disponibili da Terna, si nota un aumento tendenziale della domanda di 11 punti percentuali dovuto all'ondata di caldo che ha investito la penisola.

In calo la produzione nazionale a causa dell'idroelettrico e dell'import

In calo contenuto la produzione nazionale netta a causa dell'idroelettrico che perde più di 16 punti percentuali rispetto a 12 mesi fa e dell'import aumentato. In tendenza contraria il termoelettrico e le rinnovabili che nel mese di giugno registrano un aumento tendenziale medio del 4%. In particolare è giusto segnalare che, a giugno, il fotovoltaico registra una produzione di circa 3 TWh, il livello più alto mai raggiunto, grazie all'aumento della capacità installata. Il calo della produzione è compensato dall'aumento (+9.6%) del saldo estero confermando il *trend* (+3.1%) da inizio anno.

PUN in continuo rialzo sostenuto dalle zone continentali e dal caldo

A giugno il PUN ha registrato un valore medio di 48.64 €/MWh con un aumento tendenziale (+3%) sostenuto dalle zone peninsulari (zona Sud in particolare con +14% rispetto a 12 mesi fa) mentre si registra un calo tendenziale per le isole, specialmente in Sicilia dovuto al regime di offerte amministrate.

Per quanto riguarda la distribuzione oraria possiamo constatare che il sopracitato aumento del PUN si è concentrato soprattutto nei weekend dove l'aumento è stato di quasi il +8% mentre nelle altre ore il prezzo è rimasto pressoché costante rispetto a 12 mesi fa.

I rialzi si sono ulteriormente aggravati quando a luglio il PUN è salito del 27% portandosi a 61.76 €/MWh. Più che a causa dell'incremento della domanda (+11% rispetto alle prime settimane di luglio 2014) a seguito delle alte temperature, la variazione di prezzo è spiegabile con il cambiamento delle fonti che compongono la suddetta domanda: calo netto della produzione rinnovabile (in particolare idroelettrico ed eolico) in favore del termico che è tornato a essere marginale e dunque ha indotto l'aumento dei prezzi (*Articolo a pag. 11*). A livello zonale, prosegue il calo tendenziale della Sicilia e della Sardegna mentre le altre zone sono tutte in forte rialzo, in particolare la zona Nord riporta una crescita del +8% (pari a +3.65 €/MWh) (**Figura 1**).

Aumenta il differenziale di prezzi tra borse estere e PUN

In aumento di quasi 9 €/MWh il differenziale di prezzo tra le principali borse europee e PUN. In particolare la Spagna torna ad assumere un prezzo inferiore a quello dell'Italia dopo averlo superato nel mese di giugno mentre le altre borse si mantengono a un livello più basso nonostante l'aumento generale dei prezzi.

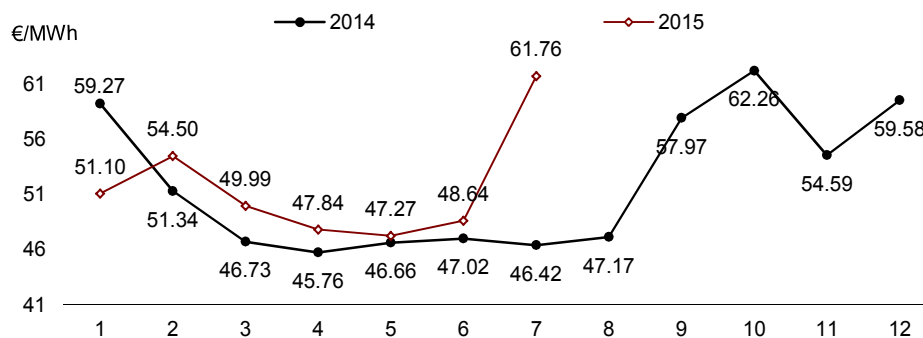
In Germania il prezzo ha subito dei picchi oltre i 50 €/MWh nella prima settimana di luglio dovuti al poco vento e alle alte temperature. La situazione si è ristabilita dopo l'8 luglio quando il prezzo nell'ora di picco è calato del 48% sullo stesso dato del giorno prima. Inoltre è giusto segnalare la bassa produzione nucleare che è calata a causa delle manutenzioni programmate di alcuni impianti che ne hanno lasciati operativi solo 5 all'inizio di luglio.

Anche in Francia i prezzi hanno seguito le temperature nei primi 7 giorni soprattutto a causa della ridotta capacità di produzione delle centrali nucleari: EDF infatti aveva annunciato lo stato di allerta per l'ondata di caldo di inizio luglio. Con il ritorno alla normalità delle temperature, i prezzi sono tornati attorno ai 36 €/MWh per tutta la settimana.

Per quanto riguarda il *Market Coupling* possiamo notare che la percentuale di saturazione con le zone limitrofe è vicina al 100% ed è quasi sempre in Import a causa del differenziale di prezzo negativo per tutte le zone di interconnessione.

Figura 1. Confronto del PUN mensile tra 2014 e 2015

(€/MWh) Media aritmetica oraria



Ultimo dato 19/07/2015

Fonte: GME

Mercati a lungo termine in aumento in Italia, scendono in Francia e Germania

Le quotazioni a termine seguono la dinamica dei prezzi spot e riportano un aumento generalizzato nelle prime settimane di luglio. A registrare la maggiore crescita è il *future* relativo all'ultimo trimestre 2015 che cresce di 1 €/MWh (+2%) rispetto a giugno portandosi tra i 52 e i 53 €/MWh. I primi due trimestri 2016 riportano una crescita minore e sono scambiati rispettivamente a 52 e 44 €/MWh. Il titolo con scadenza annuale è in aumento del +1.5% e si riporta a 49 €/MWh, il valore massimo da dicembre 2014.

In ripresa anche i mercati a termine europei, in particolare quello francese che riporta aumenti intorno al 2% sia per i titoli trimestrali che per il *Calendar '16*. Al momento i prossimi tre trimestri sono scambiati rispettivamente a 45, 48 e 32 €/MWh mentre il *future* annuale ritorna vicino ai 40 €/MWh, il livello usuale fino allo scorso anno. Per i titoli tedeschi l'aumento è più contenuto e non supera il +1.5%. L'ultimo trimestre 2015 ha una quotazione superiore ai 34 €/MWh mentre i primi due trimestri 2016 sono scambiati rispettivamente a 35 e 29 €/MWh. Il *Cal'16* è in risalita e ritorna poco sopra i 32 €/MWh.

Domanda e offerta

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

	giu-15	giu-14	Var. %
Domanda	26 260	26 295	-0.1%
- Nord	12 151	12 287	-1.1%
- Centro	7 900	7 890	0.1%
- Sud	3 900	3 725	4.7%
- Isole	2 309	2 393	-3.5%
Produzione netta	23 051	23 417	-1.6%
- Idroelettrico	5 103	6 120	-16.6%
- Termoelettrico	13 486	13 130	2.7%
- Geotermoelettrico	459	459	0.0%
- Eolico	981	892	10.0%
- Fotovoltaico	3 022	2 816	7.3%
Saldo estero	3 323	3 031	9.6%

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

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

	2015*	2014*	Var. %
Domanda	153 239	153 680	-0.3%
- Nord	70 707	71 328	-0.9%
- Centro	45 782	46 124	-0.7%
- Sud	22 797	22 126	3.0%
- Isole	13 953	14 102	-1.1%
Produzione netta	131 244	132 788	-1.2%
- Idroelettrico	23 289	30 262	-23.0%
- Termoelettrico	83 184	79 881	4.1%
- Geotermoelettrico	2 874	2 722	5.6%
- Eolico	8 932	8 146	9.6%
- Fotovoltaico	12 965	11 777	10.1%
Saldo estero	22 939	22 251	3.1%

* Gennaio-Giugno

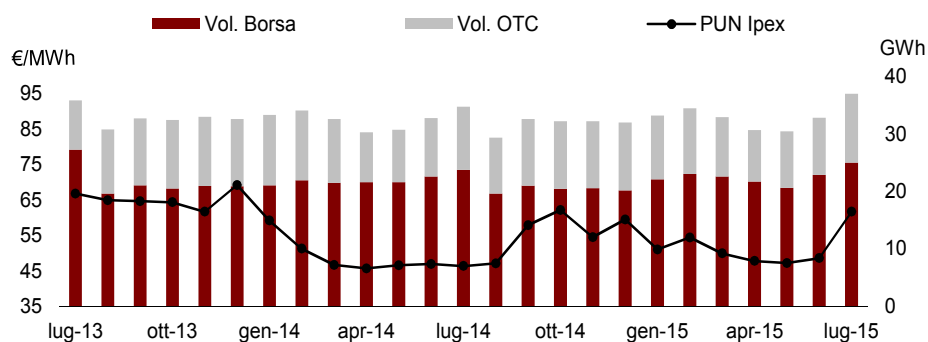
Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

Prezzi Italia

Mensili orari

Figura 2. MGP: prezzi e fabbisogno orari mensili

(€/MWh e GWh) Media aritmetica oraria



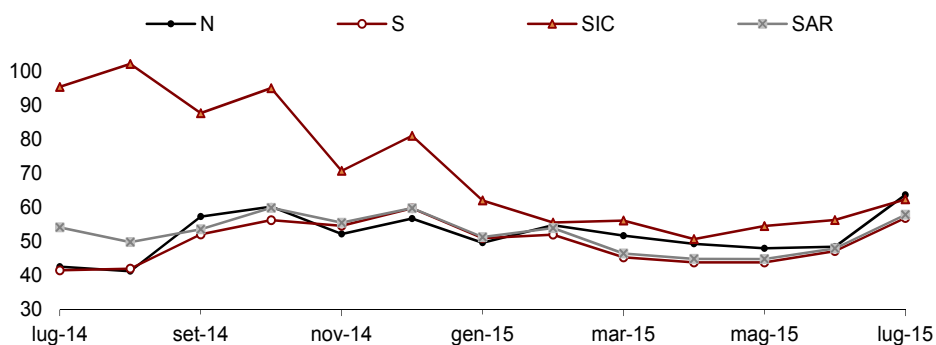
Ultimo dato 19/07/2015

Fonte: GME

Baseload zonale

Figura 3. MGP: prezzi baseload zonali

(€/MWh) Media aritmetica

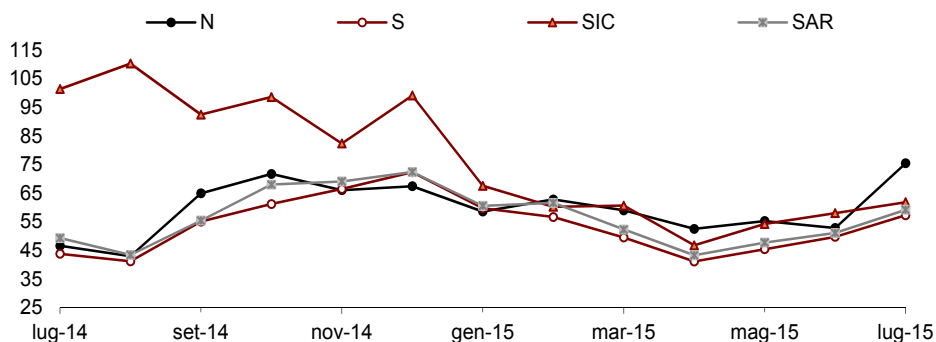


Ultimo dato 19/07/2015

Fonte: GME

Peakload zonale

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

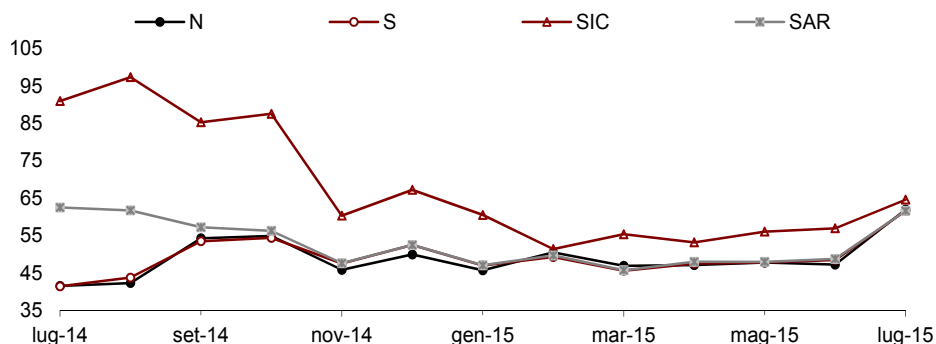


Ultimo dato 19/07/2015

Fonte: GME

Off-peak zonale

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



Ultimo dato 19/07/2015

Fonte: GME

Market Coupling

Tabella 3. Principali statistiche sui flussi con l'Austria attraverso il Market Coupling

	Austria -> Italia				Italia -> Austria			
	Limite Medio (MWh)	Flusso Medio (MWh)	% ore flusso	% ore saturazione	Limite Medio (MWh)	Flusso Medio (MWh)	% ore flusso	% ore saturazione
feb-15	176	176	100%	100%	247	0	0%	0%
mar-15	200	200	100%	100%	186	0	0%	0%
apr-15	210	210	93%	93%	141	1	1%	0%
mag-15	171	170	100%	100%	111	0	0%	0%
giu-15	134	133	99%	99%	119	1	1%	1%

Ultimo dato 19/07/2015

Fonte: elaborazione REF-E su dati GME

Tabella 4. Principali statistiche sui flussi con la Francia attraverso il Market Coupling

	Francia -> Italia				Italia -> Francia			
	Limite Medio (MWh)	Flusso Medio (MWh)	% ore flusso	% ore saturazione	Limite Medio (MWh)	Flusso Medio (MWh)	% ore flusso	% ore saturazione
feb-15	2 118	1 939	100%	77%	2 031	0	0%	0%
mar-15	2 288	2 036	99%	70%	1 448	2	1%	0%
apr-15	2 003	1 599	90%	61%	1 376	20	5%	0%
mag-15	1 471	1 468	100%	98%	1 358	2	0%	0%
giu-15	1 581	1 558	98%	96%	1 355	2	1%	0%

Ultimo dato 19/07/2015

Fonte: elaborazione REF-E su dati GME

Tabella 5. Principali statistiche sui flussi con la Slovenia attraverso il Market Coupling

	Slovenia -> Italia				Italia -> Slovenia			
	Limite Medio (MWh)	Flusso Medio (MWh)	% ore flusso	% ore saturazione	Limite Medio (MWh)	Flusso Medio (MWh)	% ore flusso	% ore saturazione
feb-15	665	614	99%	98%	681	1	1%	0%
mar-15	601	573	100%	96%	663	0	0%	0%
apr-15	514	479	93%	95%	675	0	1%	0%
mag-15	357	344	98%	95%	637	1	2%	0%
giu-15	382	345	97%	91%	637	8	2%	0%

Ultimo dato 19/07/2015

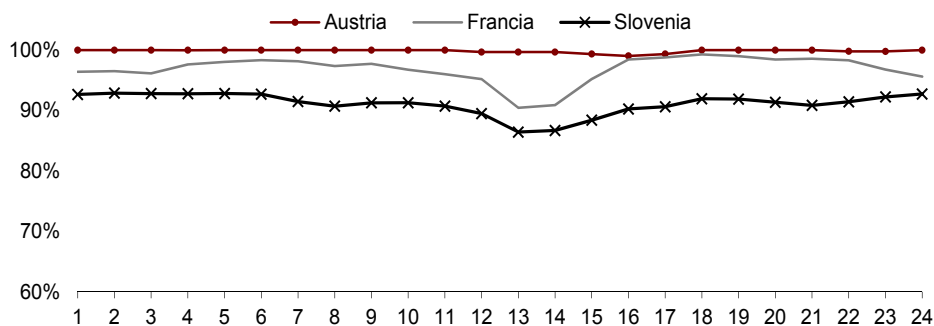
Fonte: elaborazione REF-E su dati GME

Tabella 6. Differenziale tra zona Nord e paesi confinanti nelle ore con interconnessione saturo (€/MWh)

	Aus->Ita	Ita->Aus	Fra->Ita	Ita->Fra	Slo->Ita	Ita->Slo
feb-15	16		7		17	
mar-15	20		11		19	
apr-15	22	-1	15	-5	20	
mag-15	23		22		21	
giu-15	20	-2	19		19	

Ultimo dato 19/07/2015

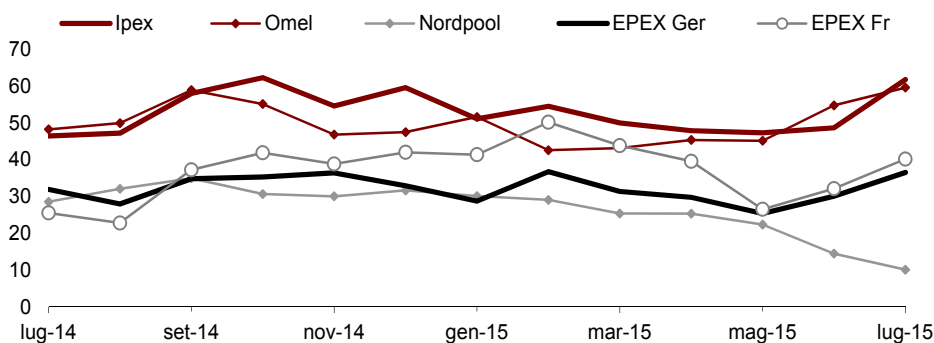
Fonte: elaborazione REF-E su dati GME

Figura 6. Profilo orario dello sfruttamento dei limiti di interconnessione in import (%) Media aritmetica

Ultimo dato 19/07/2015

Fonte: elaborazione REF-E su dati GME

Prezzi Europa

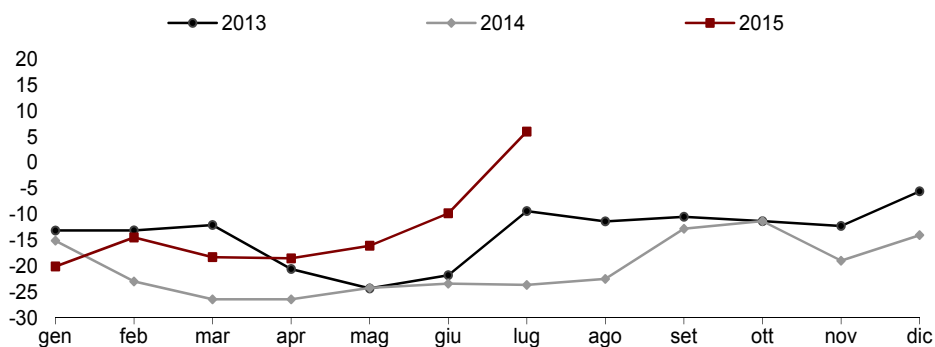
Figura 7. Borse europee: prezzi baseload (€/MWh) Media aritmetica

Ultimo dato 19/07/2015

Fonte: Borse Europee

Spark spread

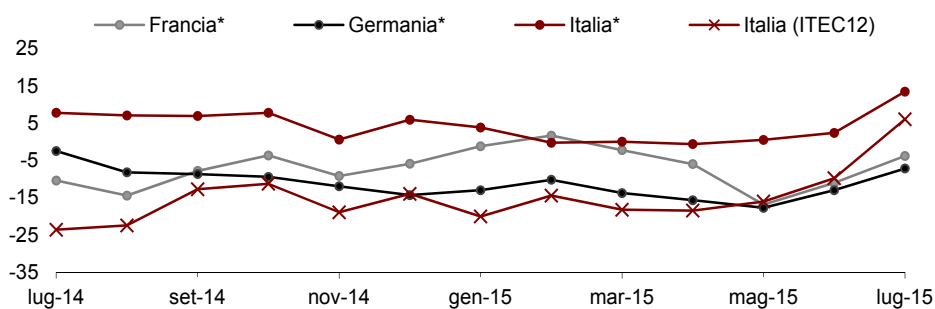
Figura 8. MGP: *spark spread* in Italia, calcolato su costo gas REF-E
(€/MWh) Media aritmetica



Ultimo dato 19/07/2015

Fonte: elaborazioni REF-E

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



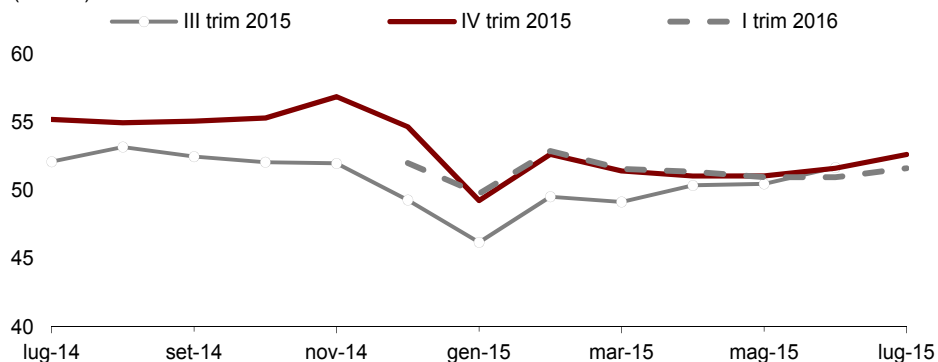
* Prezzi *spot* gas nell'area di mercato (PEG, Gaspool e PSV).

Ultimo dato 19/07/2015

Fonte: elaborazioni REF-E

Mercati a termine

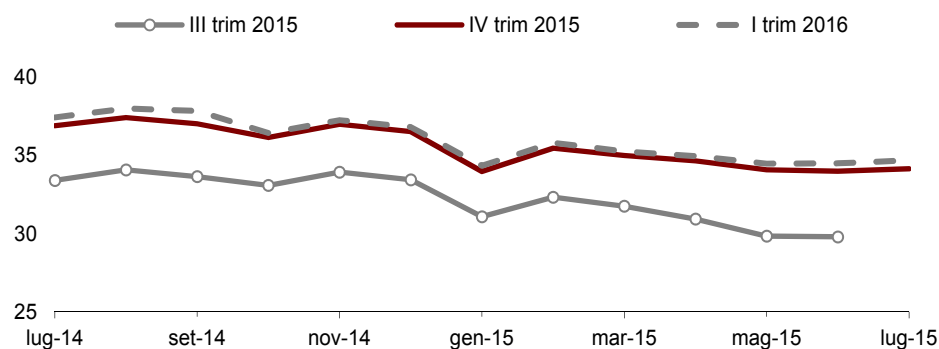
Figura 10. IDEX Future trimestrali
(€/MWh) Media mensile



Ultimo dato 20/06/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

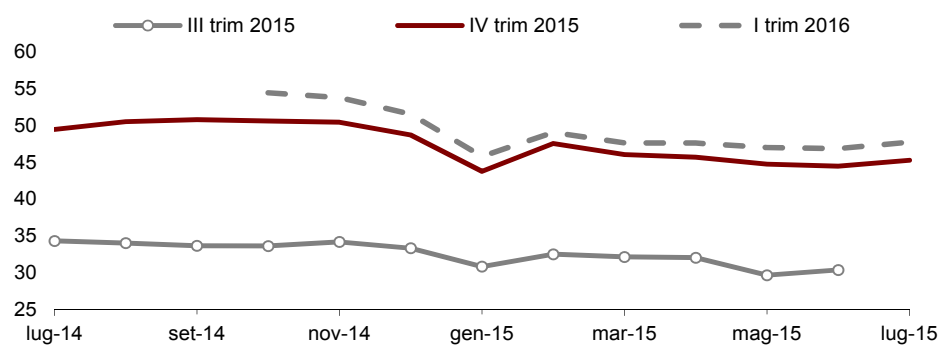
Figura 11. EEX GER Future trimestrali
(€/MWh) Media mensile



Ultimo dato 20/07/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

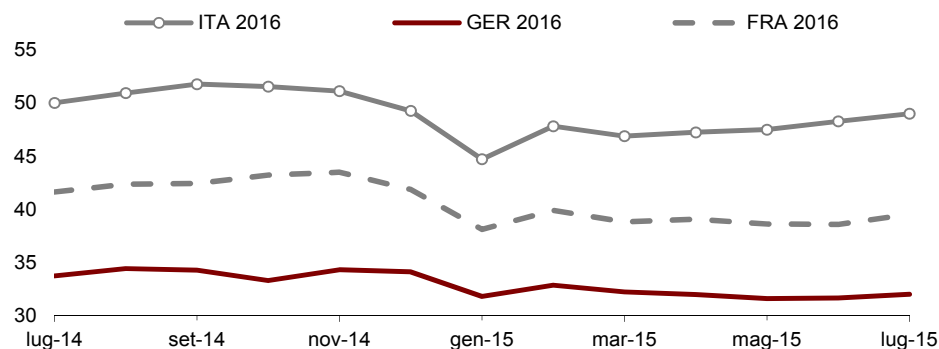
Figura 12. EEX FR Future trimestrali
(€/MWh) Media mensile



Ultimo dato 20/07/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

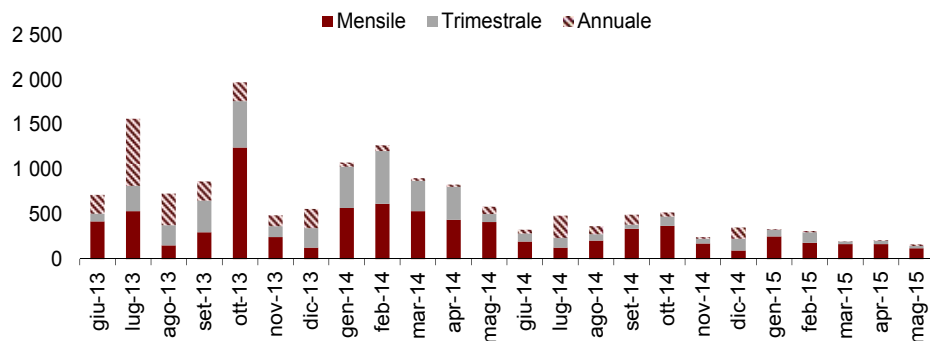
Figura 13. Future annuali
(€/MWh) Media mensile



Ultimo dato 20/07/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

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

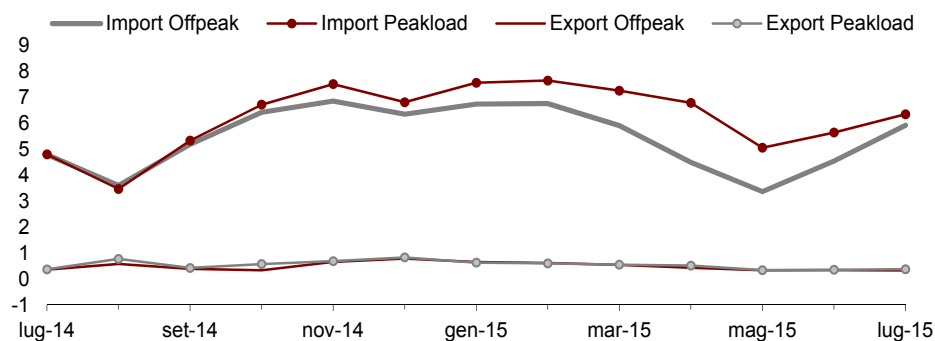


Ultimo dato 20/06/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Borsa Italiana

Import-export

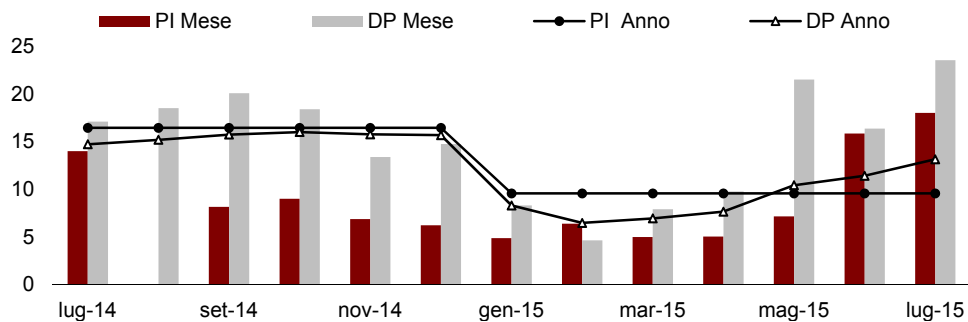
Figura 15. Volumi di import ed export
(GW) Media aritmetica



Ultimo dato 19/07/2015

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 19/07/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME e CASC

Il mercato dei combustibili

L'oversupply continua a giocare un ruolo fondamentale sul mercato: le quotazioni sono tornate nuovamente al di sotto dei 60 \$/bbl. Aumento di produzione OPEC, accordo tra Iran e AIEA e elevate scorte statunitensi mantengono elevata la pressione sui prezzi.

Il mercato petrolifero

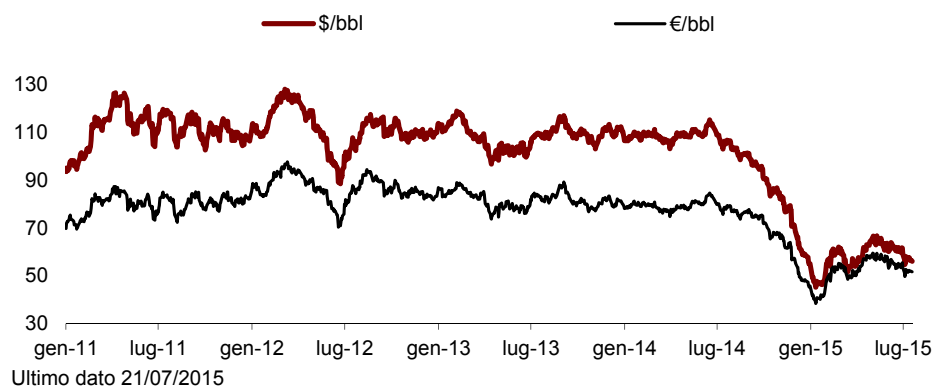
Assenza di trend e volatilità in aumento: forte incertezza sul mercato

Il mercato petrolifero, dopo la crescita degli ultimi due mesi registra un nuovo calo del prezzo, con quotazioni del Brent che sono tornate nuovamente al di sotto dei 60 \$/bbl (57.6 \$/bbl la media nei primi 21 giorni di luglio 2015).

Il prezzo del petrolio da febbraio ha oscillato fra i 55 \$/bbl e i 65 \$/bbl senza mostrare un chiaro *trend*, ma con un incremento elevato di volatilità giornaliera rispetto all'ultimo quadriennio. Nei primi 7 mesi dell'anno la volatilità media giornaliera è stata superiore al 2%, valore doppio rispetto al dato 2010-2014. Livelli così elevati di variabilità del prezzo non si registravano dal 2008-2009 quando il picco di prezzo e il successivo crollo del mercato avevano fatto impennare l'attività di *trading* speculativo. A pesare oggi sul mercato sono, da un lato, le incertezze legate alla sostenibilità degli investimenti in *shale oil* a seguito della forte discesa del prezzo nel 2015 e, dall'altro, il costante incremento di produzione dell'Iraq e le potenziali conseguenze lato offerta della firma dell'accordo nucleare fra Iran e l'Agenzia per l'energia atomica internazionale. A luglio l'Iraq ha raggiunto un livello di export pari a 3 Mbbl/g, divenendo il secondo paese esportatore all'interno dell'Opec. L'incremento di produzione rispetto ai mesi precedenti è stato possibile grazie alla possibilità data ai produttori dall'Iraq State Oil Marketing Organization di dividere il prodotto raffinato in due qualità (Basra Heavy e Basra Light). La possibilità di produrre anche un prodotto raffinato "pesante" ha aumentato le esportazioni verso l'Asia dai giacimenti del sud dell'Iraq, zona che sta lentamente acquisendo una certa stabilità. Il greggio prodotto è in diretta concorrenza con quello sudamericano, finora unico quasi unico produttore di greggio pesante.

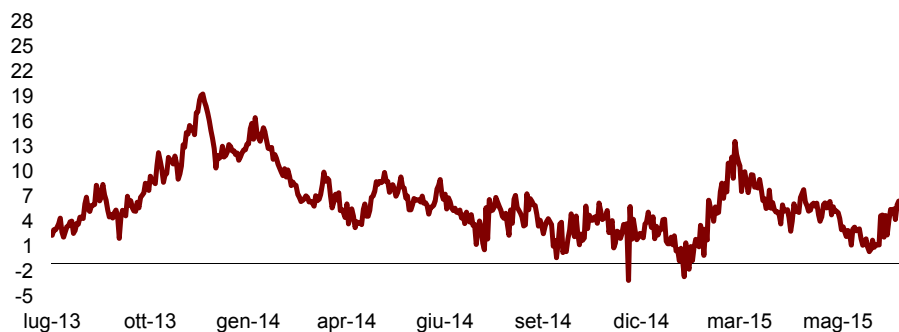
Secondo elemento che ha spinto al ribasso le quotazioni è legato alla progressiva riduzione delle sanzioni all'Iran che potranno portare nei prossimi mesi a un incremento di produzione. L'accordo sull'utilizzo del nucleare firmato a Vienna consentirà all'Iran di aprire gradualmente l'economia a investimenti esteri che potranno determinare un consistente incremento di produzione. Si stima un incremento fino a 5 Mbbl/g (dagli attuali 3 Mbbl/g), tuttavia la crescita sarà graduale in quanto il prolungato embargo ha fatto crollare gli investimenti con conseguenza sulla vetustà degli impianti di estrazione. Il mercato ha tuttavia reagito alle voci circa un annuncio di accordo: a inizio luglio il Dated Brent quotava valori superiori a 61 \$/bbl, mentre nell'ultima parte del mese il prezzo è sceso intorno ai 56 \$/bbl (**Figura 1**). L'abbondanza di offerta a livello mondiale, unitamente a scorte che rimangono su livelli molto elevati negli Stati Uniti, ha riaperto il differenziale fra il prezzo del greggio europeo e quello statunitense. Il differenziale da metà luglio è cresciuto costantemente arrivando a toccare i 7 \$/bbl. Le scorte americane nei primi due trimestri del 2015 sono cresciute a tassi doppi (14% su base tendenziale) rispetto al dato medio dei paesi OECD (8% su base tendenziale) incrementando ulteriormente lo sbilancio domanda/offerta (**Figura 2**).

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



Fonte: Platts

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



Ultimo dato 23/07/2015

Fonte: Datastream

Previsioni di crescita della domanda anche nel 2016

Nel report del 10 luglio la IEA ha mantenuto invariata la previsione di domanda 2015 con una crescita attesa di 1.4 Mbbbl/g, e pubblicato la prima previsione relativa al 2016 (**Tabella 1**). La previsione per il prossimo anno è di una crescita superiore al milione di barili giorno, guidata interamente dai paesi non OECD. I dati di offerta registrano una forte crescita nel mese di giugno con valori di produzione dai paesi Opec ai massimi da tre anni grazie alla produzione irachena, saudita e degli Emirati Arabi Uniti. Complessivamente è attesa per il 2015 una crescita dell'offerta di 2.19 Mbbbl/g, per metà grazie all'incremento della produzione Opec e per metà grazie alla crescita di produzione statunitense e degli altri paesi non legati al cartello (**Tabella 2**).

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

	2014*	2015*	Var. %
Oecd	46.5	45.7	-1.7%
Non-Oecd	47.0	47.9	1.9%
Totale	93.5	93.6	0.1%

* Stima IEA

Fonte: Reuters

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

	2014*	2015*	Var. %
Non OPEC	56.9	58.4	2.5%
OPEC	36.3	37.1	2.0%
Totale	93.3	95.4	2.3%

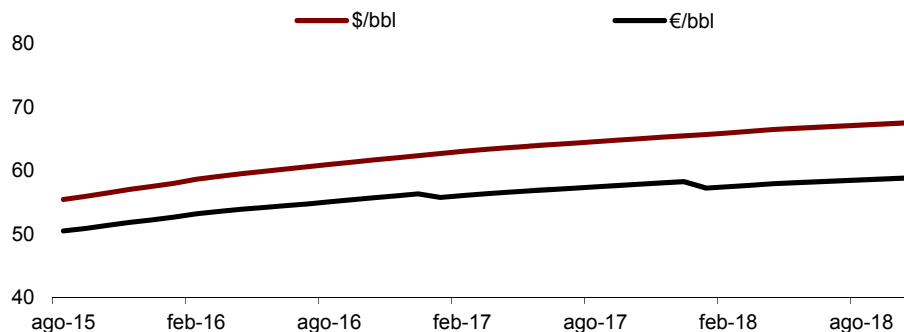
* Stima EIA

Fonte: Reuters

La curva a termine aumenta il contango

La curva a termine continua a mantenere una posizione di *contango*. Le quotazioni estremamente basse del prezzo spot sono viste con un floor dal mercato, mentre il prezzo è in crescita nei prossimi mesi. La discesa del prezzo spot nelle ultime settimane ha aumentato la pendenza della curva con quotazioni 2015-2016 scese in media del 13% mentre le scadenze più lunghe hanno registrato decrementi più contenuti (**Figura 3**). L'elevata volatilità sul mercato mantiene vivace il mercato a termine: si mantengono elevati gli *open interest* e i volumi negoziati sul NYMEX, monitorati dal *report* della *Commodity Futures Trading Commission* (CFTC) (**Tabella 3**). Dai dati dell'ultimo *report*, pubblicato il 24 luglio, gli *open interest* sono cresciuti di oltre il 2% rispetto al dato della settimana precedente, con una forte riduzione di posizione aperte lunghe. Molti speculatori, nonostante il prezzo ridotto, vedono nel continuo incremento di scorte statunitensi un elemento di estrema rischiosità che potrebbe mantenere il prezzo sui livelli attuali ancora per alcuni mesi.

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



Ultimo dato 21/07/2015

Fonte: Reuters

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

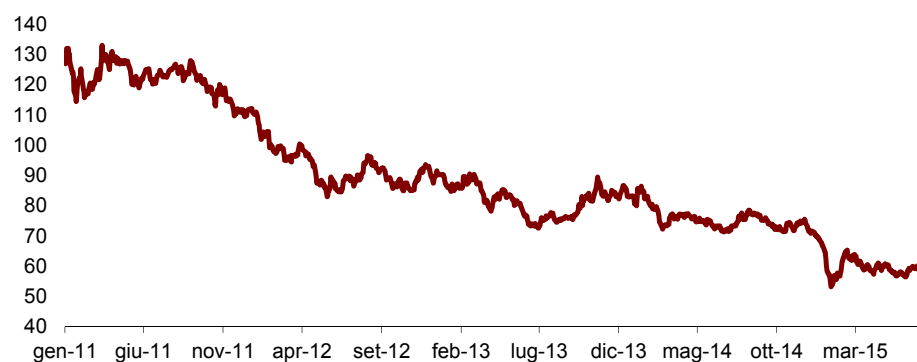
	17/07/2015		10/07/2015	
Operatori industriali	141 836	corti	144 228	corti
Swap dealers	115 066	corti	146 648	corti
Money manager	147 349	lunghi	181 030	lunghi
Altri	117 038	lunghi	115 130	lunghi
Open interest	1 733 695		1 691 891	

Fonte: CFTC

Il mercato del carbone

Le quotazioni del carbone sono rimaste sostanzialmente stabili su base congiunturale. Il prezzo del carbone con *delivery* al nolo di Amsterdam-Rotterdam-Anversa (CIM ARA CIF) ha registrato una crescita nulla, rimanendo nell'intorno dei 58 \$/t (**Figura 4**). 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. Anche le quotazioni degli altri indici di riferimento per il prezzo del carbone hanno registrato sostanziale stabilità: il carbone sudafricano *Richards Bay* ha registrato cali marginali mentre quello cinese *Qinhuangdao* sta prezzando su livelli analoghi a quanto registrato a giugno.

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



Ultimo dato 20/07/2015

Fonte: Platts

GAS NATURALE

Analisi statistica e novità dal mercato

La forte ripresa dei consumi gas a luglio è sostenuta dai maggiori prelievi del termoelettrico per effetto delle elevate temperature e del minor apporto delle rinnovabili rispetto alla scorsa estate, ma siamo ancora lontani dai livelli di domanda del triennio 2010-2012. Divergono gli andamenti del prezzo medio di importazione di lungo periodo, ancora in calo sulla scia della discesa del Brent degli scorsi mesi, e dei prezzi agli hub, che dopo mesi di calo, sono in ripresa.

Ripresa dei consumi trainata dalle elevate temperature

Dopo lo stop di maggio, a giugno i consumi hanno ripreso lievemente a salire (+1.1%) rispetto allo stesso mese dello scorso anno, *trend* che si è rafforzato in maniera significativa nei primi 20 giorni di luglio quando la domanda ha fatto registrare quasi un +16%. Tale crescita è stata trainata dal settore termoelettrico che grazie alle elevate temperature (+18% rispetto alla temperatura media dei primi 20 giorni di luglio 2014) e al minor apporto di generazione idroelettrica e eolica (*Articolo a pag. 11*), ha segnato un incremento del +34% rispetto allo stesso periodo del 2014. Tale aumento ha quindi più che compensato le diminuzioni riportate dal settore industriale e dal civile, rispettivamente pari a 5% e 2%. La domanda di gas del settore termoelettrico è in rialzo anche rispetto ai valori dei primi 20 giorni di luglio del 2013 (+12%), mentre è ancora lontana dai consumi del triennio 2010-2012 (-20% rispetto alla media dei primi 20 giorni di luglio del triennio).

Nel I semestre dell'anno i consumi sono saliti (+8%) rispetto allo stesso periodo del 2014, con un aumento in valore assoluto di oltre 2.6 Gmc. Il fattore trainante della ripresa, rispetto al 2014, è quello climatico: nel I trimestre 2015, un inverno più rigido rispetto allo scorso anno ha sostenuto i consumi del civile (+10% rispetto al I trimestre 2014, che in valore assoluto corrisponde a un incremento di oltre 1.6 Gmc); poi, con l'inizio della stagione estiva, le temperature più elevate, la minore piovosità e ventosità hanno fatto aumentare le esigenze di consumo gas del settore termoelettrico (+8.6%). L'industria, meno influenzata dal fattore climatico, mostra invece una discesa (-1.8%), nonostante i numerosi segnali di ripresa economica (nel I trimestre 2015 il PIL italiano è aumentato del 0.3%¹). La ripresa probabilmente per ora non ha dunque manifestato i suoi effetti nei settori industriali *gas intensive*.

Import in ripresa a luglio dopo il calo di giugno

Lato offerta, a giugno si registra un lieve calo sia delle importazioni (-1.4%) sia della produzione nazionale (-0.7%). Nei primi 20 giorni di luglio invece l'aumento dei consumi ha spinto le importazioni, che hanno fatto registrare un incremento pari a oltre 17%, in controtendenza rispetto al deciso calo della produzione (-11.9%). Analizzando le importazioni per punto di entrata, nel mese di giugno rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, è aumentato il contributo del gas proveniente dall'Algeria (+25%), dalla Libia (+23%), da Tarvisio (+10%) e via nave (+6%) mentre continua a ridursi il peso sul totale delle importazioni del gas in arrivo dal Nord Europa via Gries (-48%).

A livello cumulato nei primi sei mesi del 2015 le importazioni sono cresciute del +0.6%, variazione che in termini assoluti è corrisposta a quasi 180 Mmc, a dimostrazione del fatto che la maggior parte della domanda è stata soddisfatta attraverso il ricorso alle scorte nei siti di stoccaggio.

Stoccaggi: giacenze inferiori all'AT13

Al 30 giugno le giacenze nei siti italiani continuano a essere superiori a quelle registrate nell'AT12 alla stessa data (6.3 Gmc contro i 5.2 Gmc dell'AT12), ma comunque inferiori a quelle dell'AT13 (oltre 8 Gmc, livello di record storico per livello degli stoccaggi italiani a causa di un inverno 2013/14 eccezionalmente mite). Al 20 luglio le giacenze di gas in stoccaggio, al netto delle scorte strategiche, risultano pari a 7.5 Gmc. La percentuale di riempimento dei siti è pari al 72% se si considerano anche le riserve di stoccaggio strategico, per un totale di gas presente nei siti di circa 11.9² Gmc.

¹ Dati Centro Studi Confindustria.

² Fonte: dati Gas Storage Europe.

In ripresa i prezzi su tutti gli hub

Dopo mesi di calo dei prezzi *spot* su tutti gli *hub*, su base congiunturale sia il TTF sia il CEGH hanno fatto registrare una crescita del +2%; anche le quotazioni al PSV sono salite, tuttavia più marcatamente dei mercati confinanti (+5%). Questi andamenti hanno determinato una forte risalita del differenziale PSV-TTF che è passato da 1.59 €/MWh di giugno a 2.22 €/MWh nei primi 21 giorni di luglio. Analoga tendenza rialzista anche su base tendenziale. Rispetto a luglio 2014 in questi primi 21 giorni il TTF ha infatti segnato +28%, il PSV +25% e il CEGH +22%. In aumento (+7%) rispetto a luglio 2014 anche il differenziale PSV-TTF che da 2.07 €/MWh è arrivato a 2.22 €/MWh.

Anche i prezzi dei prodotti in consegna fino a fine anno mostrano un rialzo rispetto allo scorso mese, più marcato per le quotazioni del gas in consegna sul mercato italiano. Le attese sul differenziale PSV-TTF sono state riviste al rialzo. In particolare, la media del differenziale nel bimestre agosto-settembre è passata da 1.74 a quasi 2 €/MWh, mentre quella relativa al IV trimestre da 1.82 a 2.04 €/MWh. Anche le quotazioni attese per il prossimo inverno hanno subito in media un lieve rialzo rispetto alle aspettative del mese precedente (PSV +2% e TTF +0.3%) con il differenziale PSV-TTF che è aumentato del 23% passando da 1.45 a 1.79 €/MWh.

Ancora in calo invece il costo di approvvigionamento medio alla frontiera italiana: da un valore di giugno di poco inferiore a 24 €/cent/mc a luglio si è scesi a sotto i 23 €/cent/mc.

Domanda

Tabella 1. Domanda di gas naturale

(Mmc/g e variazioni tendenziali)

	Giu 2015	Giu 2014	Var. %	Lug 2015	Lug 2014	Var. %
Industriale	34.0	35.2	-3.6%	34.1	35.8	-4.7%
Termoelettrico	46.5	46.5	-0.1%	67.5	50.1	34.7%
Distribuzione	33.5	33.0	1.6%	31.6	32.3	-2.0%
Altro	5.1	3.0	71.2%	7.8	3.5	121.7%
Totale prelevato	119.0	117.7	1.1%	141.0	121.6	15.9%
Temperature	23.2	22.8	2.0%	28.0	23.7	17.9%

Ultimo dato 20 Luglio 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	6.6	6.7	-1.8%	9.9	10.2	-2.8%
Termoelettrico	9.1	8.4	8.6%	13.9	13.9	-0.1%
Distribuzione	18.4	16.7	9.9%	27.5	27.1	1.5%
Altro	1.2	0.9	43.9%	1.8	1.5	23.4%
Totale prelevato	35.3	32.7	8.1%	53.1	52.7	0.9%

Valori cumulati fino al 30 Giugno 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

Offerta

Tabella 3. Offerta di gas naturale

(Mmc/g e variazioni tendenziali)

	Giu 2015	Giu 2014	Var. %	Lug 2015	Lug 2014	Var. %
Importazioni	160.9	163.2	-1.4%	185.6	158.4	17.2%
Prod. Nazionale	18.4	18.5	-0.7%	17.3	19.6	-11.9%
Stoccaggi	-60.3	-63.9	-5.7%	-61.2	-54.2	12.9%
Capacità max	348.2	353.0	-1.4%	348.2	353.0	-1.4%
Load Factor	46%	46%		53%	45%	

Ultimo dato 20 Luglio 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	29.5	29.3	0.6%	42.9	46.2	-7.1%
Prod. Nazionale	3.3	3.4	-4.5%	5.0	5.3	-5.1%

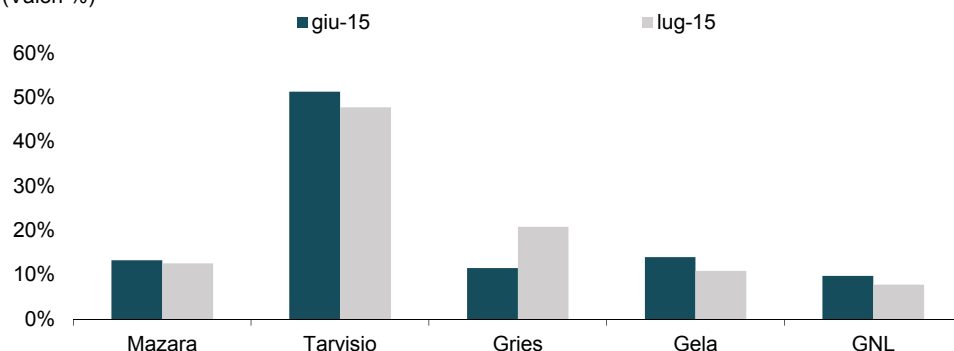
Valori cumulati fino al 30 Giugno 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

Importazioni

Figura 1. Importazioni per punto d'entrata sul totale a giugno 2015 e luglio 2015

(Valori %)



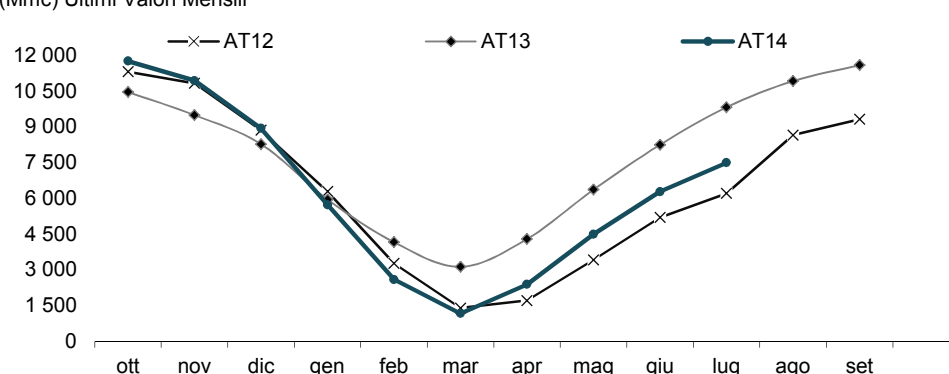
Valori al 20 Luglio 2015

Fonte: elaborazione REF-E su dati SRG

Stoccaggio

Figura 2. Giacenza in stoccaggio a fine mese in Italia

(Mmc) Ultimi Valori Mensili



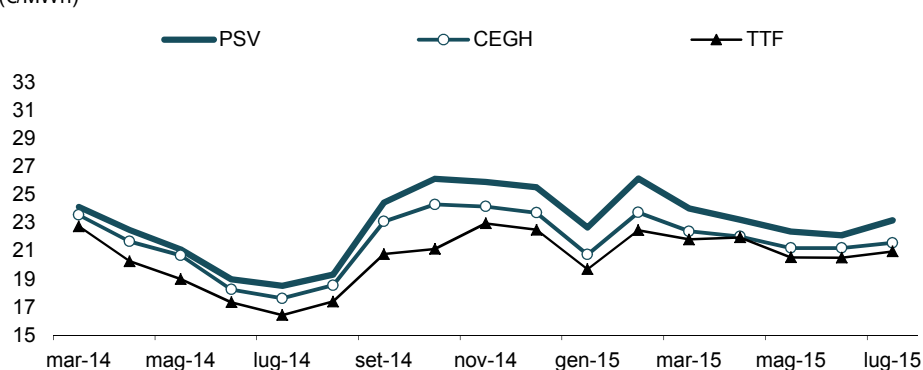
Ultimo dato 20 Luglio 2015

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

Prezzi

Figura 3. Prezzi day-ahead al PSV e in Europa

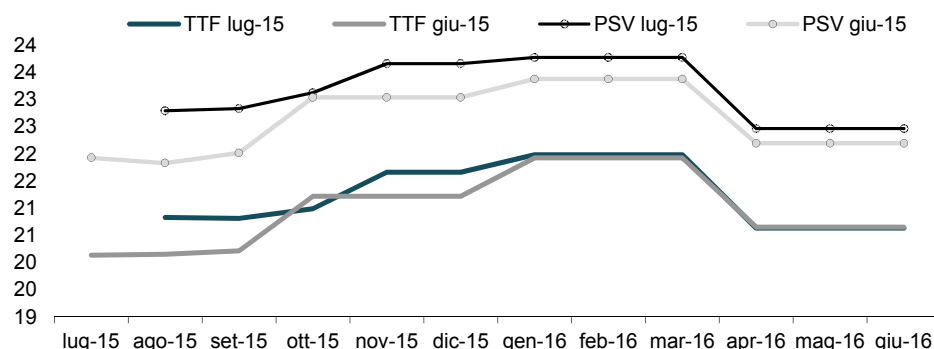
(€/MWh)



Ultimo dato 21 Luglio 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Platts

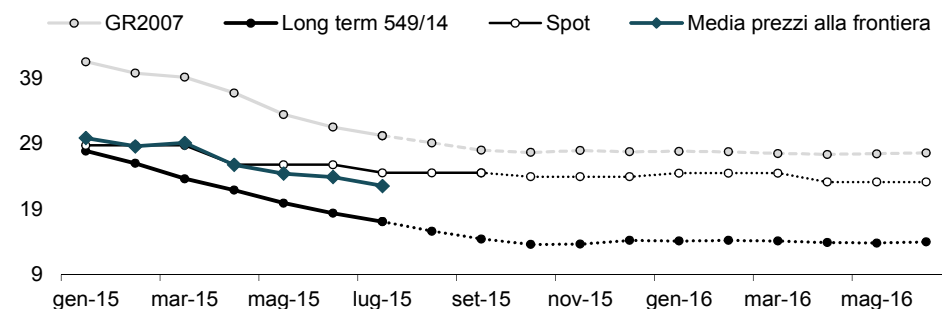
Figura 4. Curva a termine del prezzo gas al TTF e PSV costruita attraverso i prodotti forward (€/MWh) (media mese)



Ultimo dato 21 Luglio 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Albasoluzioni

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

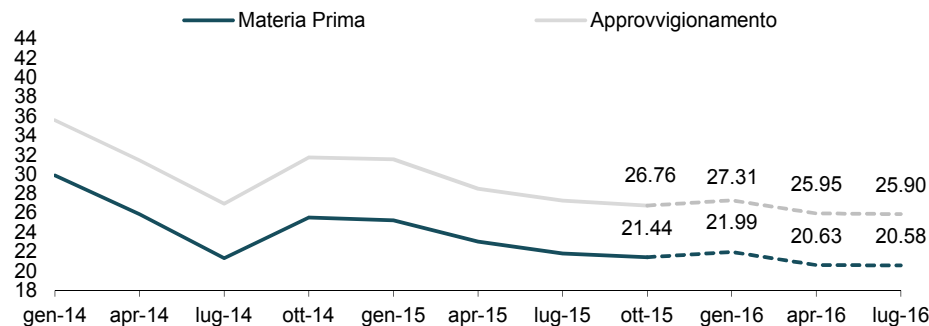


PCS 38.52 MJ/mc, il confronto avviene al PSV; Spot: C_{MEM},

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati WGI, Platts, AEEG e forward media di mercato al 21 Luglio 2015

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



PCS 38.52 MJ/mc, Previsioni (linee tratteggiate) basate su forward al 18/06/2015

* 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, Autorità

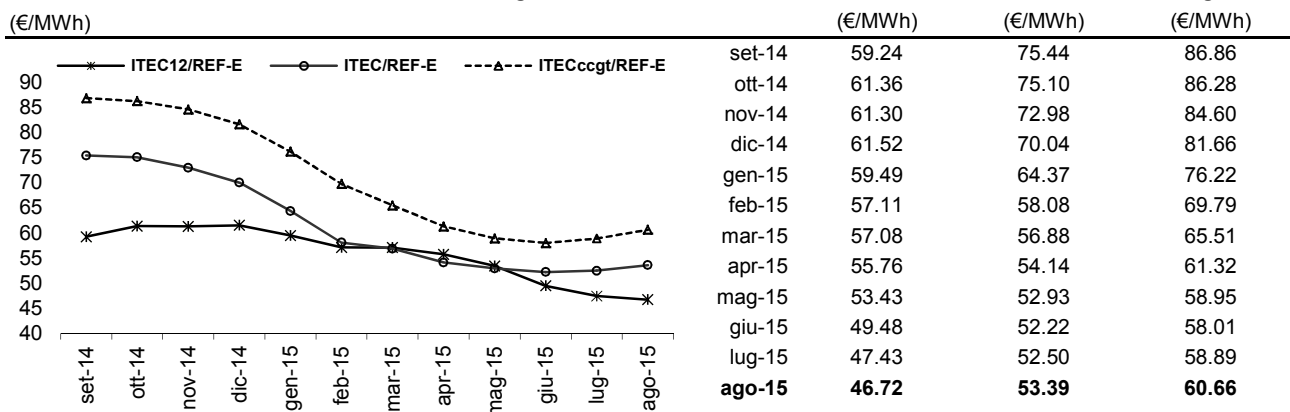
L'evoluzione di ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di luglio è pari a 47.43 €/MWh, in calo del -4.1% sul dato di giugno (49.48 €/MWh). La diminuzione dell'indice è legata all'andamento al ribasso registrato dal Brent e dal TTF (rispettivamente -4.1% e -0.1%), combinato con un apprezzamento della valuta europea rispetto a quella americana (+0.6%). Il carbone ha invece registrato un incremento pari al +0.2%.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di luglio si attesta a 52.50 €/MWh, in aumento del +0.5% sul valore consuntivo di giugno (pari a 52.22 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** risulta pari a 58.89 un valore in aumento del +1.5% sul consuntivo del mese precedente (58.01 €/MWh). Nonostante nel mese di giugno si sia registrato un generale andamento al ribasso dei combustibili sottostanti (olio BTZ -4.3%; Brent -4.1%; gasolio -3.2%; mentre il carbone ha segnato un lieve andamento al rialzo, pari al +0.2%), combinato con un apprezzamento della valuta europea rispetto a quella americana (+0.6%), l'indice risente delle variazioni che i combustibili stessi hanno riportato negli ultimi sei mesi.

Il valore *forward* per il mese di agosto dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 23 luglio, è pari a 46.72 €/MWh, in calo del -1.5% rispetto al consuntivo di luglio. I valori *forward* per il mese di agosto di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 23 luglio, sono pari a 53.39 €/MWh e 60.66 €/MWh, entrambi in aumento, rispettivamente del +1.7% e del +3.0% sul consuntivo di luglio.

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 23/07/2015.

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 luglio 2015 è pari a 22.1216 €/MWh, risultato di una componente transazioni pari a 22.1451 €/MWh e di un valore leggermente inferiore rilevato attraverso le *survey* (22.0667 €/MWh). La quotazione di luglio 2015 è in linea (-0.4%) rispetto al prodotto con consegna a giugno 2015 ma superiore a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (19.27 €/MWh). Il volume complessivo transato (5,845 MW) e il numero di operazioni registrate (250) sono superiori rispetto a quelli dei prodotti con consegna nello stesso mese dell'anno precedente: si registra un aumento del 42% dei volumi transati e del 129% del numero delle transazioni sottostanti il calcolo dell'indice MAGI di luglio 2015. I primi scambi del prodotto con consegna ad agosto 2015, relativi a un campione di 145 operazioni e un volume totale scambiato di 3,170 MW, indicano un prezzo leggermente superiore rispetto al prodotto con consegna a luglio. Al 16 luglio, infatti, il valore del gas con consegna nel prossimo mese è di 22.73, +3% rispetto all'ultimo dato consuntivo. Le quotazioni attese per il gas in consegna per la stagione estiva corrente hanno subito un rialzo, rispetto alle aspettative del mese scorso, con una quotazione media di 22.6 €/MWh riguardo a un valore medio di poco inferiore a 22 €/MWh registrato nel mese di giugno. Anche le quotazioni attese per il prossimo inverno hanno subito in media un lieve rialzo (+2%) rispetto alle aspettative del mese precedente, attestandosi a un livello di 23.6 €/MWh. Infine, per la stagione estiva 2016, le aspettative rivelano in media quotazioni leggermente inferiori (-2%) rispetto alle quotazioni estive dell'anno 2015.

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