



Soci Sostenitori

A2A SpA, Acea Spa, AET Azienda Elettrica Ticinese, Alpiq Energia Italia SpA, Anigas, Assogas, AXPO Italia SpA, Banca Imi SpA, BP Energy Europe Ltd, CCSE Cassa Conguaglio Settore Elettrico, 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, 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

- Più basso delle attese il prezzo di equilibrio della prima asta di capacità inglese

I primi risultati sono destinati a rappresentare un benchmark con cui confrontare i meccanismi in fase di implementazione in altri paesi dell'Europa, compreso quello italiano.

pag. 3

- Analisi statistica e novità dal mercato

PUN: mai così basso come nel 2014, grazie a diminuzione della domanda e record per idro e solare. Dal 2015 cambiano i differenziali zonali.

pag. 8

- Il mercato dei combustibili

Sembra in atto una vera e propria guerra di prezzo, con politiche di sconti che stanno coinvolgendo un numero sempre maggiore di paesi produttori.

pag. 16

ENERGIE RINNOVABILI E CLIMA

- Energia e settore ferroviario: novità per RFI e le imprese ferroviarie

RFI vende la rete a Terna, NTV ottiene certificati bianchi per un ammontare che vale tra il 2% e il 3% del mercato, con possibili ripercussioni sul prezzo.

pag. 20

- Analisi statistica e novità dal mercato

Mercato della CO2 stabile: si guarda a Parigi per l'accordo globale, mentre prosegue l'iter di riforma del meccanismo ETS europeo.

pag. 26

IMPRESE E ISTITUZIONI

- EPH: un nuovo operatore nel mercato elettrico italiano

Grazie all'acquisizione degli impianti di E.on, EPH, gruppo ceco attivo nei settori a mercato e regolamentati sia elettrico sia gas, entra nel mercato italiano diventando il sesto player per capacità installata.

pag. 32

GAS NATURALE

- Analisi statistica e novità dal mercato

I contratti di importazione ancora legati al petrolio tornano a essere vantaggiosi rispetto al mercato spot, almeno nelle stime dell'Autorità.

pag. 34

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

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

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 previsionali **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

Ultime pubblicazioni

- Gas Naturale 2014 - ENERGIA Rapporto sul mercato e la regolamentazione
- Previsivo Osservatorio Energia n. 33 - Ottobre 2014
- Natural Gas Outlook n. 10 - Dicembre 2014

MERCATO ELETTRICO

Più basso delle attese il prezzo di equilibrio della prima asta di capacità inglese

Il particolare disegno del meccanismo inglese è strutturato in modo da fare emergere un punto di equilibrio non molto distante dal cap di offerta per la capacità esistente (più basso che per la nuova) e una quantità pari al target fissato dal gestore del rete. I primi risultati sono in ogni caso destinati a rappresentare un benchmark con cui confrontare i meccanismi in fase di implementazione in altri paesi dell'Europa, compreso quello italiano.

A inizio anno National Grid ha pubblicato i risultati definitivi della prima asta del mercato della capacità inglese, che si è svolta a metà dicembre scorso. Questo mercato è stato introdotto a seguito delle preoccupazioni espresse da OFGEM nel 2009 circa l'adeguatezza del sistema inglese già a partire dall'inverno 2014-2015. L'esito della prima asta è stato tuttavia nettamente inferiore rispetto alle attese. Questi risultati vengono di seguito commentati dopo aver descritto le principali caratteristiche di disegno del meccanismo inglese.

Il disegno del mercato della capacità inglese

Un meccanismo diverso da quello italiano

Come il meccanismo italiano, il mercato della capacità inglese prevede che sia la quantità sia il prezzo della capacità da approvvigionare siano fissati attraverso dei meccanismi d'asta, pur non essendo però basato sul sistema delle *reliability options*. Nel caso inglese infatti i fornitori di capacità, in cambio di una remunerazione fissa, devono rendersi disponibili a immettere energia in rete (o ridurre i prelievi) nei momenti di *stress* del sistema per non incorrere in una penale, senza l'obbligo di restituire parte della remunerazione ottenuta su altri segmenti del mercato.

Curve di domanda di capacità

Il meccanismo inglese prevede che il governo determini annualmente le curve di domanda di capacità, tenendo conto delle analisi annuali sull'adeguatezza del sistema svolte da National Grid finalizzate alla determinazione dell'ammontare *target* di capacità necessario per soddisfare uno standard di affidabilità fissato dal governo stesso in termini di numero di ore annue di *Loss Of Load Expectation* (LOLE)¹. I gradi di libertà del governo, ai fini della determinazione delle curve di domanda di capacità, sono tuttavia ridotti poiché queste curve devono sempre passare attraverso i seguenti punti:

- un *price cap* di 75,000 £/MW/anno² e un livello di capacità nullo
- un prezzo pari al *price cap* e un livello di capacità pari al livello *target* ridotto di 1.5 GW³, nel caso delle aste principali e del 5% nel caso delle aste supplementari
- un prezzo pari al costo netto⁴ di un CCGT nuovo entrante⁵ e un livello di capacità pari al *target*
- un prezzo nullo e un livello di capacità pari al livello *target* incrementato di 1.5 GW, nel caso delle aste principali e del 5% nel caso delle aste supplementari.

La determinazione delle curve di domanda deve inoltre tenere conto del contributo all'adeguatezza sia della capacità non qualificata, in quanto già incentivata (inclusa quella interconnessa), sia di quella che sceglie di non partecipare al meccanismo, restando tuttavia operativa nell'anno di consegna.

¹ Ai fini della prima asta il numero di ore annue di LOLE è stato fissato pari a 3.

² Questo valore è fissato in via amministrativa per proteggere i consumatori da scarsa concorrenza o abuso di potere di mercato durante le aste, ma non sono chiari i suoi criteri di calcolo.

³ Questo valore è pari a circa il 3% della domanda di picco (circa 52 GW) indicata nell'*Electricity Capacity Assessment 2014* di Ofgem per il periodo ottobre 2018 - settembre 2019.

⁴ Cioè al netto dei ricavi attesi ottenibili sul mercato dell'energia e su quello dei servizi ancillari.

⁵ Anche il costo netto del CCGT nuovo entrante è fissato in via amministrativa e per l'asta di dicembre 2014 è stato fissato pari a 49,000 £/MW/anno.

Partecipazione al meccanismo

La partecipazione al mercato della capacità inglese avviene su base volontaria, ma non è consentita a tutta la capacità esistente. La qualifica a partecipare riguarda soltanto:

- la capacità di generazione nuova ed esistente, compresa quella cogenerativa
- la *demand side response*, compresa la generazione distribuita
- lo *storage*.

Non è invece qualificata a partecipare:

- la capacità già incentivata (attraverso ad esempio schemi di *Renewable Obligation*, contratti per differenza o tariffe *feed-in*)
- la capacità con contratti di fornitura del servizio di *Short-Term Operating Reserve*⁶ di lungo periodo a beneficio di National Grid, a meno che non rinunci in modo irrevocabile al contratto
- la capacità estera interconnessa (che dovrebbe tuttavia essere qualificata a partecipare a partire da quest'anno)⁷.

È in ogni caso prevista una soglia minima di 2 MW al di sotto della quale la partecipazione al meccanismo è consentita solo in forma aggregata. Tuttavia, la quantità di capacità che può essere offerta durante le aste è determinata da National Grid applicando specifici coefficienti di indisponibilità.

Fase di pre-qualifica

Sebbene la partecipazione al meccanismo sia volontaria, tutta la capacità qualificata è tenuta a procedere alla fase di pre-qualifica con la quale viene in particolare confermata l'ammissibilità alla partecipazione al meccanismo e la tipologia di offerte che potranno essere presentate durante le aste dai potenziali fornitori di capacità.

Notifica di rinuncia alla partecipazione

Alternativamente deve essere presentata una notifica di rinuncia alla partecipazione, indicando in tal caso se la capacità sarà in esercizio durante l'anno di consegna o se sarà oggetto di chiusura definitiva o temporanea. In caso di notifica di rinuncia alla partecipazione al meccanismo, se la capacità viene indicata come in esercizio in un dato anno di consegna può comunque optare per la partecipazione alle relative aste supplementari ed eventualmente al mercato secondario. La capacità indicata come temporaneamente non operativa in un dato anno di consegna può invece partecipare soltanto alle aste di capacità per gli anni di consegna successivi, ma non all'asta supplementare per l'anno di consegna oggetto di non operatività. La capacità indicata infine come definitivamente non operativa in un dato anno di consegna non può partecipare né all'asta supplementare per l'anno di consegna in questione, né nelle aste per i due anni di consegna successivi.

Aste principali e aste supplementari

Per ogni anno di consegna (che decorre dal 1 ottobre dell'anno D al 30 settembre dell'anno D+1) è previsto lo svolgimento di due differenti tipologie d'asta. Alle aste principali con orizzonte di pianificazione di 4 anni si affiancano infatti le aste supplementari con orizzonte di pianificazione di annuale, per consentire di ridefinire il livello di capacità approvvigionano più vicino all'anno di consegna. Entrambe le tipologie di asta sono aste al ribasso a prezzo marginale: il prezzo offerto deve dunque essere gradualmente ridotto fino al raggiungimento del prezzo minimo in corrispondenza del quale la capacità offerta eguaglia la capacità domandata.

⁶ Questo servizio prevede un tempo di risposta massimo di 4 ore a partire dall'ordine di dispacciamento di National Grid, una potenza contrattata minima di 3 MW (in termino o di capacità di generazione o di riduzione della domanda) e un tempo di durata della fornitura del servizio di almeno 2 ore. La struttura della remunerazione di questo servizio è inoltre distinta in due parti: un *availability payment* (espresso in £/MW/h) per la disponibilità dell'impianto nella *availability window* e un *utilisation payment* (espresso in £/MWh) per l'energia (inclusa anche quella delle rampe) effettivamente fornita a National Grid.

⁷ Nel corso della prima asta il contributo della capacità estera interconnessa all'adeguatezza è stato implicitamente riconosciuto aggiustando la quantità di capacità da approvvigionare in linea con le importazioni nette attese.

Price taker e price maker

Ai fini di entrambe le tipologie d'asta, i potenziali fornitori di capacità si distinguono in *price takers* e *price makers*. I primi non possono presentare offerte con prezzi superiori a un *cap* fissato prima di ciascuna asta (pari a 25,000 £/MW/anno nell'asta dello scorso dicembre⁸), mentre i secondi sono liberi offrire al di sopra di questo *cap* (seppur non al di sopra del *cap* generale di 75,000 £/MW/anno). In particolare, sono considerati *price taker* sia la nuova capacità di generazione, che la domanda, mentre la capacità di generazione esistente è normalmente considerata *price maker* a meno che non dimostri la propria necessità di presentare offerte con prezzi più elevati per poter essere operativa nell'anno di consegna. Il rischio di un'indagine da parte di Ofgem è però previsto per la capacità esistente che presenta offerte di prezzo superiori al *cap*, ma che non viene selezionata in fase d'asta e continua a operare nell'anno di consegna.

Durata dei capacity agreements

La durata dei contratti è pari a un anno per la capacità esistente, la *demand side response* e lo *storage* esistente, mentre per la capacità oggetto di rifacimento e per la capacità nuova (compresi i nuovi *storage*) sono previsti contratti di durata più lunga. In particolare, per la capacità nuova sono previsti contratti di durata pari a 15 anni, mentre per quella oggetto di rifacimento è di 3 anni. L'ammissibilità ai contratti di capacità di lungo periodo si basa in particolare sulla spesa per kW (corretta per i fattori di indisponibilità), con le soglie di spesa pubblicate prima di ogni asta. Accordi di durata più lunga di quella annuale non sono in ogni caso consentiti in esito alle aste supplementari.

Il mercato secondario

Oltre alle aste principali e supplementari, il meccanismo prevede anche un mercato secondario per la negoziazione di capacità nel periodo che intercorre tra le aste e l'anno di consegna. Gli scambi fisici possono avvenire a partire dall'anno precedente quello di consegna e durante l'intero anno di consegna stesso purché vi sia presenza di capacità qualificata a partecipare al meccanismo non già impegnata. Nel mercato secondario possono esservi in ogni caso anche scambi puramente finanziari e in tal caso non vi sono vincoli circa i soggetti coinvolti.

Gli obblighi di capacità

Ai sottoscrittori viene riconosciuta una remunerazione stabile in cambio dell'impegno a fornire energia (o servizi di bilanciamento) nei periodi di *stress* del sistema, che corrispondono ai periodi in cui viene attivata la regolazione della tensione sulla rete o in cui vi è un alleggerimento del carico, per almeno 15 minuti. In previsione di questi periodi National Grid pubblica un *capacity market warning* con un anticipo di 4 ore per evidenziare l'elevato rischio di inadeguatezza del margine di riserva del sistema, in modo da dare tempo sufficiente per l'attivazione della capacità impegnata.

Nel caso in cui i sottoscrittori non riescano a rispettare gli accordi, sono previste specifiche sanzioni pecuniarie pari a 1/24 del prezzo marginale dell'asta rilevante. Le penalità sono tuttavia limitate da *cap* pari al 200% dei ricavi di capacità mensili e al 100% di quelli annui, a livello di singolo impianto e non di portafoglio.

I risultati della prima asta

Un valore della capacità inaspettatamente basso

In esito alla prima asta principale (con periodo di consegna ottobre 2018 - settembre 2019) il prezzo della capacità è risultato pari a 19,400 £/MW/anno, per una capacità complessivamente approvvigionata di circa 49.3 GW. Per questo primo periodo di consegna il costo complessivo per il sistema dovrebbe dunque attestarsi attorno a 956 milioni di sterline.

Il valore della capacità in esito a questa prima asta è stato inaspettatamente basso, risultando pari a circa la metà rispetto alle attese degli operatori. Una possibile ragione di questo risultato potrebbe essere il relativamente basso ammontare *target* di capacità indicato da National Grid come necessario per soddisfare lo standard di affidabilità; 48.6 GW contro i circa 71.2 GW di capacità aggiustata per i fattori di indisponibilità che aveva superato la fase di pre-qualifica, in parte (circa 8.6 GW) condizionatamente all'invio di ulteriore documentazione. L'ammontare *target* di capacità è infatti uno dei parametri rilevanti per la costruzione del tratto discendente della curva di domanda di capacità. Gran parte di questa capacità era peraltro classificata come *price taker* (con un conseguente *cap* alle offerte di 25,000 £/MW/anno), dato che solo circa 11.6 GW facevano riferimento a nuova capacità di generazione o nuovi progetti di *demand side response*.

⁸ Questo valore appare in linea con il costo fisso complessivo (comprensivo dei costi O&M fissi, dei costi del personale e dei costi di trasporto gas) di un impianto CCGT.

In ogni caso, il prezzo della capacità in esito all'asta di dicembre sembra essere in linea con la copertura dei costi O&M fissi e dei costi del personale di un impianto CCGT, lasciando invece la copertura dei costi variabili ai mercati dell'energia.

La composizione della capacità approvvigionata ...

I circa 49.3 GW di capacità approvvigionata rappresentano il 76% della capacità che ha partecipato all'asta (circa 65.0 GW). Si tratta principalmente di capacità già esistente, con la nuova capacità che si è attestata attorno a soli 9.8 GW di cui 2.6 GW imputabili alla capacità di generazione realmente nuova, 7.0 GW a quella in rifacimento e 0.2 GW ai nuovi progetti di *demand side response* (**Tabella 1**).

Tabella 1. Capacità assegnata esistente e nuova
(MW, n. e %)

	Capacità	
	MW	%
Capacità di generazione esistente	31.45	63.8%
Capacità di generazione in pre-rifacimento	7.97	16.2%
<i>Demand side response</i> esistente	0.01	0.0%
Capacità di generazione nuova	2.62	5.3%
Capacità di generazione in rifacimento	7.05	14.3%
<i>Demand side response</i> nuova	0.17	0.3%

Fonte: dati National Grid

Quasi metà della capacità approvvigionata è rappresentata da impianti CCGT (circa 22.3 GW), seguiti da carbone e biomasse (circa 9.2 GW) e nucleare (7.9 GW) (**Tabella 2**).

Tabella 2. Capacità assegnata per tecnologia
(MW, n. e %)

	Capacità	
	MW	%
CCGT	22.26	45.2%
Carbone e biomasse	9.23	18.7%
Nucleare	7.88	16.0%
CHP e autogenerazione	4.24	8.6%
<i>Storage</i>	2.70	5.5%
OCGT	2.10	4.3%
Idroelettrico	0.68	1.4%
<i>Demand side response</i>	0.17	0.3%

Fonte: dati National Grid

... e di quella non approvvigionata

Dei 15.7 GW che hanno presentato offerte di prezzo superiori rispetto all'equilibrio, e che quindi non sono stati approvvigionati, una quota particolarmente rilevante (5.9 GW) fa riferimento a capacità di generazione esistente, mentre ulteriori 2.6 GW sono imputabili alla capacità di generazione in rifacimento (**Tabella 3**).

Come nel caso della capacità approvvigionata, anche in quello della capacità non approvvigionata la quota maggiore riguarda la tecnologia CCGT (circa 8.6 GW, pari a circa il 25% della capacità CCGT installata a fine 2013), seguiti da carbone e biomasse (circa 4.5 GW) (**Tabella 4**).

Tabella 3. Capacità non assegnata esistente e nuova
(MW, n. e %)

	Capacità	
	MW	%
Capacità di generazione esistente	5.90	37.6%
Capacità di generazione in pre-rifacimento	0.00	0.0%
<i>Demand side response</i> esistente	0.00	0.0%
Capacità di generazione nuova	6.79	43.2%
Capacità di generazione in rifacimento	2.59	16.5%
<i>Demand side response</i> nuova	0.43	2.7%

Fonte: dati National Grid

Tabella 4. Capacità non assegnata per tecnologia
(MW, n. e %)

	Capacità	
	MW	%
CCGT	8.85	56.3%
Carbone e biomasse	4.50	28.6%
Nucleare	0.00	0.0%
CHP e autogenerazione	0.54	3.4%
<i>Storage</i>	0.05	0.3%
OCGT	1.34	8.5%
Idroelettrico	0.00	0.0%
<i>Demand side response</i>	0.43	2.7%

Fonte: dati National Grid

Conclusioni

Il meccanismo inglese, le cui prime aste si sono svolte dopo soli 2 anni dalla legislazione che ne ha reso possibile l'introduzione (ovvero l'*Energy Bill* di novembre 2012), è caratterizzato da una curva di domanda rigida nel suo tratto discendente, ovvero quello compreso tra il livello di capacità *target* ridotto di 1.5 GW (o del 5%) e il livello di capacità *target* incrementato di 1.5 GW (o del 5%). In teoria, piccole variazioni nella curva di offerta possono quindi comportare ampie variazioni del valore di equilibrio, a fronte di una quantità di capacità approvvigionata sempre prossima al livello *target*.

Come i risultati dell'asta di dicembre scorso dimostrano, questa sembra però essere una possibilità più che altro teorica. Un grande ruolo ai fini della formazione del prezzo di equilibrio finale è infatti giocato dal *cap* alle offerte di prezzo dei partecipanti *price taker* e dalla quantità di capacità *price maker* che decide di partecipare alle aste.

In particolare, in caso di partecipazione al meccanismo di una quota rilevante della capacità esistente (come accaduto a fine dicembre scorso) il *cap* alle offerte di prezzo dei partecipanti *price taker* sembra agire anche da limite superiore al prezzo di equilibrio in quanto un ampio tratto della parte iniziale della curva di offerta si posizionerà al di sotto di questo *cap*.

Nel meccanismo italiano è la remunerazione dei mercati dell'energia e dei servizi ancillari a essere limitata superiormente per la capacità aggiudicataria, mentre in quello inglese è implicitamente limitata la remunerazione ottenibile sul mercato della capacità. Questo mercato è disegnato in modo tale da fare emergere un punto di equilibrio non molto distante da quello rappresentato da un prezzo pari al *cap* di offerta per la capacità *price taker* e una quantità di capacità pari al *target*.

Indipendentemente dal suo particolare disegno, il meccanismo inglese e i suoi primi risultati sono in ogni caso destinati a rappresentare un *benchmark* cui confrontare gli altri meccanismi di capacità in fase di implementazione in Europa, compreso il meccanismo italiano di cui potranno anche essere meglio compresi i punti di forza e di debolezza.

Analisi statistica e novità dal mercato

Il 2014 si chiude con un ulteriore calo della domanda elettrica. A livello cumulato, i dati preliminari di Terna indicano un ritorno della richiesta elettrica ai livelli dei primi anni 2000. La produzione nazionale risente dell'aumento dell'import netto e il suo calo è maggiore di quello della domanda. Nel 2014 l'idroelettrico ha fatto registrare una produzione record e anche il fotovoltaico registra un importante aumento tendenziale. Calo della domanda, aumento delle rinnovabili e andamento del costo dei combustibili (in particolare il gas) hanno spinto il PUN al livello più basso da quando esiste la borsa e un ulteriore abbassamento è dovuto all'effetto delle misure dell'Autorità nei confronti delle unità siciliane. I mercati a termine stanno registrando riduzioni notevoli in avvio di 2015, le quotazioni per il 2016 sono sotto i 45 €/MWh.

La domanda torna ai livelli del 2002

Il 2014 si chiude con l'ennesimo calo della domanda elettrica. Ancora una volta la variabile climatica ha un impatto rilevante: -2.9% la diminuzione considerando i dati depurati contro il -3.4% dei dati grezzi. A livello cumulato i dati provvisori di Terna indicano una richiesta annua di 309 TWh, un dato che riporta i consumi italiani ai primi anni 2000. Il calo rispetto al 2013 è del -3.0% ed è guidato in particolare dalla Lombardia che registra una diminuzione dei consumi di quasi 4.5 TWh. Il 2015 non sembra, per il momento, invertire il *trend* negativo: i dati sul carico pubblicati da Terna indicano per la prima parte di gennaio un -2% rispetto allo scorso anno, a parità di giorni lavorati, anche se tale risultato potrebbe essere influenzato dai vari "ponti" di inizio anno.

Anno record per idro e solare

La produzione nazionale registra un notevole decremento nel mese di dicembre, schiacciata tra la diminuzione della richiesta e l'aumento dell'import netto. Gli scambi con l'estero hanno visto una crescita per le importazioni (+5%) e per le esportazioni (+37%). Analizzando i dati relativi al Mercato del Giorno Prima (MGP) si osserva che le prime sono aumentate in particolare dalla Francia (+3 TWh), mentre sono leggermente diminuite dalla Svizzera (-0.5 TWh), le esportazioni sono cresciute verso la Grecia, nonostante nella prima metà dell'anno il cavo fosse inutilizzabile.

Per quanto riguarda le diverse tecnologie il 2014 ha visto una produzione *record* per gli impianti idroelettrici che hanno prodotto 58 TWh (dei quali meno di 2 TWh vengono dai pompaggi) con un aumento del 7% sul 2013 (e il 35% in più rispetto al 2012). Forte aumento anche per il fotovoltaico, mentre è più ridotta la crescita dell'eolico, nonostante il risultato positivo nel mese di dicembre. Il termoelettrico di conseguenza registra anche nel 2014 un netto ridimensionamento: la produzione cumulata scende di quasi 20 TWh in un anno e di oltre 40 TWh rispetto al 2012.

L'effetto "Sicilia amministrata" pesa sui prezzi

Nel 2014 il PUN ha registrato il valore minimo da quando esiste la borsa elettrica: il valore medio è stato di 52.08 €/MWh, oltre 10 €/MWh in meno rispetto al 2013. Il crollo del prezzo elettrico è ancora più evidente se si considera che il prezzo mensile più alto, registrato in ottobre caratterizzato da un netto aumento del prezzo gas e da alcune limitazioni all'import dalla Svizzera, è stato inferiore alla media dello scorso anno. Il calo ha caratterizzato tutte le fasce orarie, con lo stesso impatto (-16%) per le ore di picco e quelle *off-peak*, mentre la diminuzione è stata più accentuata (-20%) nei giorni festivi. La flessione ha riguardato tutte le zone del continente, ed è stata un pò più contenuta per Sardegna e soprattutto Sicilia, la quale ha mantenuto sostanzialmente inalterato il suo CCT, di poco superiore ai -30 €/MWh. Tra le altre zone il Sud si è confermata quella con il prezzo inferiore (47 €/MWh) registrando un differenziale di 3 €/MWh con la zona Nord.

Quest'ultima è però diventata negli ultimi due mesi la zona più economica, con oltre 2 €/MWh in meno rispetto al Sud. Questa dinamica è stata guidata per il Nord dall'alta produzione idroelettrica e dall'aumento dell'import negli ultimi mesi dell'anno, mentre al Sud l'apporto delle rinnovabili su MGP si è ridotto nell'ultimo periodo.

Questo andamento è proseguito anche nelle prime settimane di gennaio nelle quali però il basso prezzo della zona Nord è da imputarsi al calo repentino delle quotazioni gas (-13%

rispetto ai due mesi precedenti) e all'import, mentre la produzione idroelettrica è diminuita drasticamente.

Il 2015 è iniziato con una diminuzione del PUN (-14% sia la variazione tendenziale sia quella congiunturale) che al momento registra una media di circa 51 €/MWh. Ciò è dovuto, come già accennato, alla flessione del costo gas, ma anche alla netta diminuzione del prezzo zonale siciliano (-23% rispetto a dicembre). Come ampiamente discusso nelle ultime *NewsLetter*, le unità siciliane rilevanti¹, in seguito al DL "Competitività" e alle successive delibere 521/2014 e 667/2014, sono considerate risorse essenziali per le quali l'Autorità ha definito le modalità di offerta e remunerazione. Questi provvedimenti, attuati a partire dal 1 gennaio 2015, hanno diminuito considerevolmente il prezzo siciliano (**Figura 1 e 2**) che nelle prime settimane dell'anno ha registrato un CCT medio di -11 €/MWh contro il -29 €/MWh degli ultimi due anni.

Figura 1. Prezzi giornalieri della Sicilia
(€/MWh) Media aritmetica

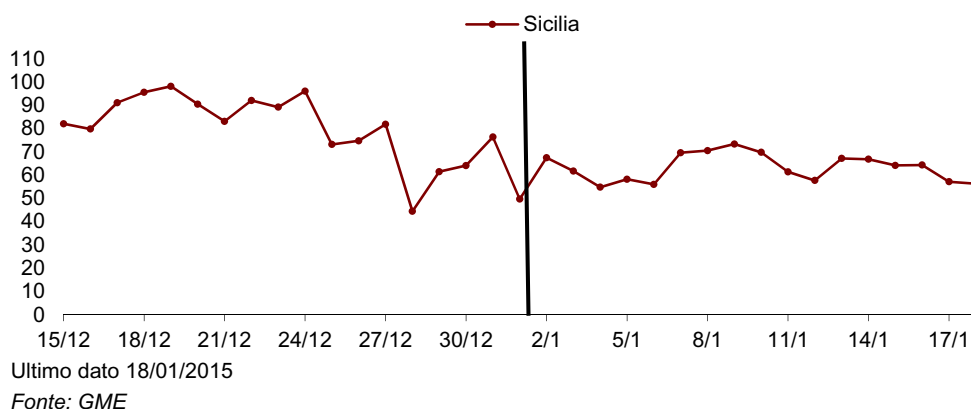
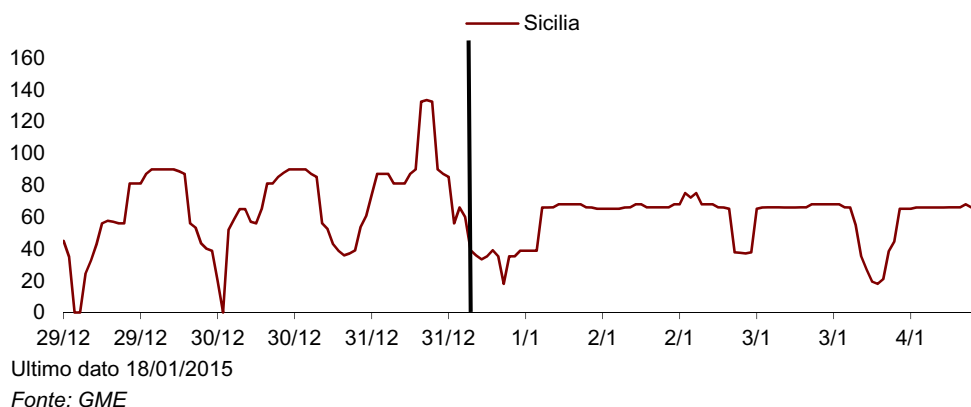


Figura 2. Profilo orario della zona Sicilia nella settimana 01/2015
(€/MWh)



Tutti in calo i prezzi europei

I prezzi delle borse elettriche sono scesi anche nel resto dei paesi europei. Le riduzioni più importanti si registrano sul mercato francese e quello scandinavo (-20%) mentre più contenuti sono stati i cali per la borsa tedesca (-13%) e per quella spagnola (-5%). In Francia l'ottima produzione nucleare ha mantenuto i prezzi su livelli minimi (35 €/MWh la media annua), soprattutto in estate, e negli ultimi mesi l'inverno mite non ha fatto crescere la domanda elettrica, che nell'anno appena concluso ha riportato un picco di circa 82 GW contro i quasi 100 GW del 2013. Nelle prime settimane del 2015 il prezzo è rimasto basso, con il *base load* che al momento è inferiore ai 38 €/MWh (-4% rispetto a dodici mesi fa). La domanda di punta rimane contenuta, poco superiore agli 80 GW, mentre la disponibilità degli impianti nucleari è praticamente totale con il picco di potenza a quota 61 GW (su un totale di 63 GW installati) come rilevato dai dati del TSO francese.

¹ Le unità di produzione, con esclusione di quelle rinnovabili non programmabili, di potenza superiore a 50 MW.

In Germania, il 2014 si è chiuso con la produzione eolica che ha raggiunto un nuovo record mensile sfiorando i 9 TWh. L'effetto sui prezzi è stato un netto aumento delle ore con prezzo negativo che in dicembre sono state 28 contro una media di 6. L'alta producibilità eolica è proseguita anche nelle prime settimane del 2015 che hanno già fatto registrare 22 ore con prezzo negativo e al momento il prezzo medio *base load* è di 23 €/MWh, il prezzo più basso negli ultimi 7 anni.

Il prezzo spagnolo è rimasto abbastanza stabile nel 2014 rispetto al 2013, registrando una media 42 €/MWh contro i 44 €/MWh dell'anno precedente. Insieme al calo della domanda (-1.2%) c'è stata una netta contrazione della produzione eolica che è scesa del 6% rispetto al 2013, anno in cui era stata la principale fonte del sistema elettrico. Nonostante alcune interruzioni, l'energia prodotta dagli impianti nucleari è rimasta costante, mentre la produzione a carbone è aumentata di quasi il 10%. Come nel resto d'Europa i cicli combinati riportano gli effetti più pesanti della congiuntura attuale e in Spagna hanno registrato un calo del 10%. Nella prima metà di gennaio il prezzo spagnolo è salito superando di nuovo il PUN, attestandosi sopra i 54 €/MWh.

Il 2015 è iniziato con un crollo delle quotazioni a termine sui mercati europei

Il 2014 si è chiuso con un calo delle quotazioni dei *future* sia per il I trimestre che per l'intero 2015. Sull'onda del crollo persistente del petrolio il *Calendar 15* è sceso di oltre il 3% nel mese di dicembre, chiudendo le contrattazioni con una media di 51.88 €/MWh, ma con gli ultimi scambi registrati su IDEX che hanno avuto un prezzo di poco superiore ai 50 €/MWh. Il titolo con scadenza nel I trimestre del 2015 ha chiuso a 56 €/MWh, con un calo di 1.5 €/MWh rispetto a novembre. Il 2015 è iniziato con un crollo generale delle quotazioni, influenzate dal calo del PUN e dalla diminuzione del prezzo gas. I *future* per i prossimi trimestri sono scesi tra i 3 e i 5 €/MWh e al momento vengono tutti scambiati sotto i 50 €/MWh. Il *Cal'16* ha seguito la stessa dinamica dei prodotti trimestrali ed è sceso sotto i 45 €/MWh.

Situazione simile per i prodotti a termine francesi e tedeschi. Per quanto riguarda la Francia, il titolo annuale per il 2015 ha chiuso le contrattazioni di dicembre sotto i 41 €/MWh con un calo di 2.5 €/MWh rispetto a novembre. I prodotti trimestrali hanno registrato cali simili a quelli italiani e al momento vengono scambiati intorno a 31 €/MWh quelli relativi al II e III trimestre, mentre il IV trimestre è sceso di circa 5 €/MWh a 44 €/MWh. Il *future* per il 2016 da inizio anno è sceso sotto i 40 €/MWh arrivando a un valore minimo di 37.5 €/MWh.

Il mercato tedesco, invece, ha visto il *Cal'15* chiudere il periodo di contrattazione a 34.62 €/MWh, in discesa rispetto a novembre, ma superiore ai livelli registrati in primavera. I prodotti trimestrali riportano un calo tra il 6% e il 7%. Al momento le quotazioni per i prossimi tre trimestri sono rispettivamente di 30, 31 e 34 €/MWh. Il *Cal'16* è invece in calo di circa 2 €/MWh rispetto a dicembre essendo scambiato, al momento, a una media di 31.76 €/MWh dopo aver toccato il valore più basso per un titolo annuale degli ultimi 10 anni.

Domanda e offerta

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

	dic-14	dic-13	Var. %
Domanda	25 648	26 545	-3.4%
- Nord	11 434	12 038	-5.0%
- Centro	7 787	7 823	-0.5%
- Sud	3 962	4 069	-2.6%
- Isole	2 465	2 615	-5.7%
Produzione netta	21 989	23 185	-5.2%
- Idroelettrico	3 934	3 717	5.8%
- Termoelettrico	15 199	17 038	-10.8%
- Geotermoelettrico	491	449	9.4%
- Eolico	1 495	1 091	37.0%
- Fotovoltaico	870	890	-2.2%
Saldo estero	3 850	3 570	7.8%

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

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

	2014	2013	Var. %
Domanda	309 006	318 475	-3.0%
- Nord	141 222	147 336	-4.1%
- Centro	93 459	94 806	-1.4%
- Sud	45 258	46 514	-2.7%
- Isole	29 067	29 819	-2.5%
Produzione netta	267 557	278 832	-4.0%
- Idroelettrico	58 067	54 068	7.4%
- Termoelettrico	165 684	183 404	-9.7%
- Geotermoelettrico	5 541	5 319	4.2%
- Eolico	14 966	14 812	1.0%
- Fotovoltaico	23 299	21 229	9.8%
Saldo estero	43 703	42 138	3.7%

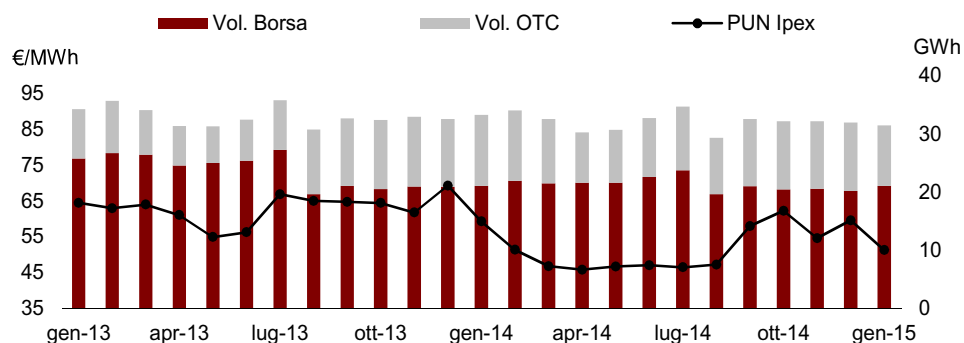
Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

Prezzi Italia

Mensili orari

Figura 3. MGP: prezzi e fabbisogno orari mensili

(€/MWh e GWh) Media aritmetica



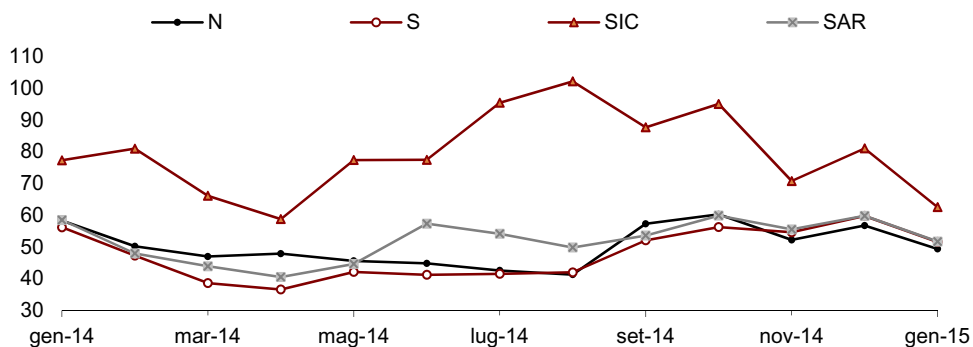
Ultimo dato 18/01/2015

Fonte: GME

Baseload zonale

Figura 4. MGP: prezzi baseload zonali

(€/MWh) Media aritmetica

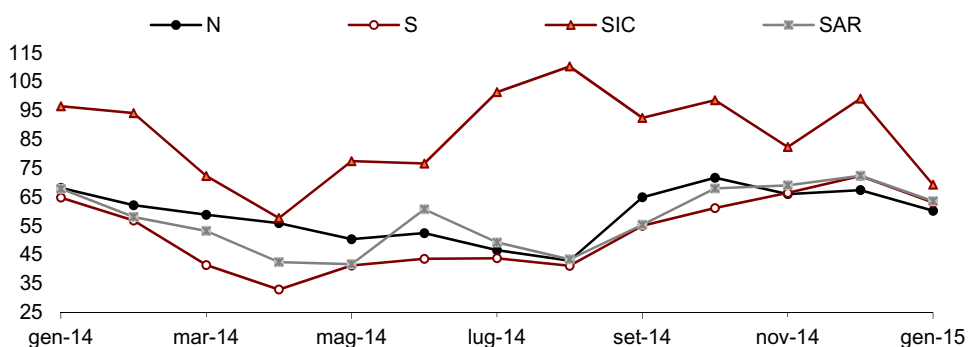


Ultimo dato 18/01/2015

Fonte: GME

Peakload zonale

Figura 5. MGP: prezzi peakload zonali
(€/MWh) Media aritmetica

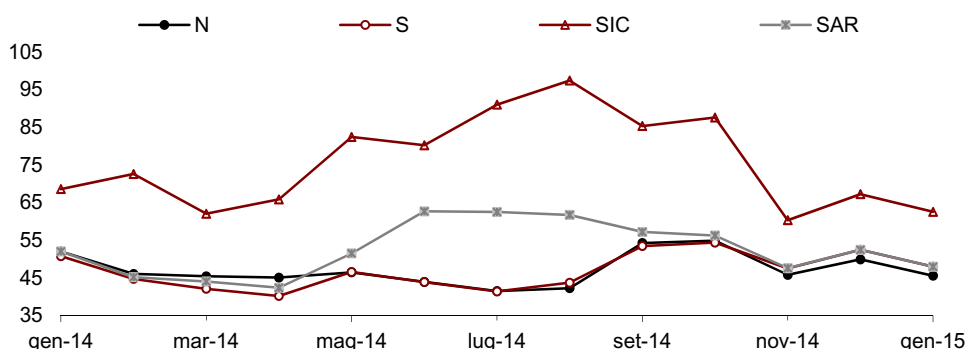


Ultimo dato 18/01/2015

Fonte: GME

Off-peak zonale

Figura 6. MGP: prezzi off-peak zonali
(€/MWh) Media aritmetica

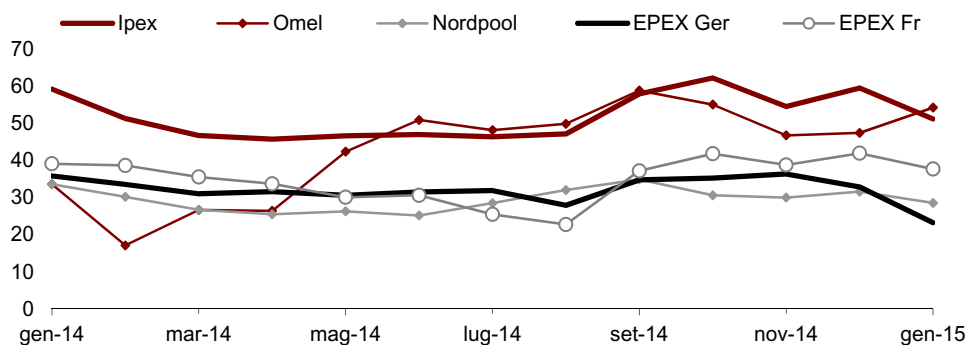


Ultimo dato 18/01/2015

Fonte: GME

Prezzi Europa

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

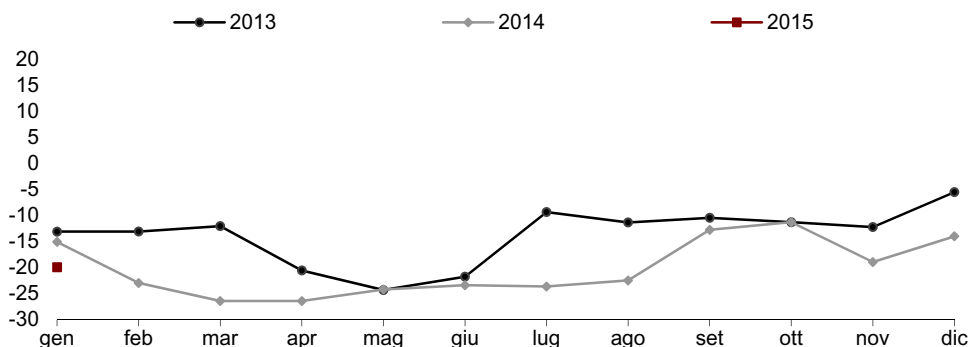


Ultimo dato 18/01/2015

Fonte: Borse Europee

Spark spread

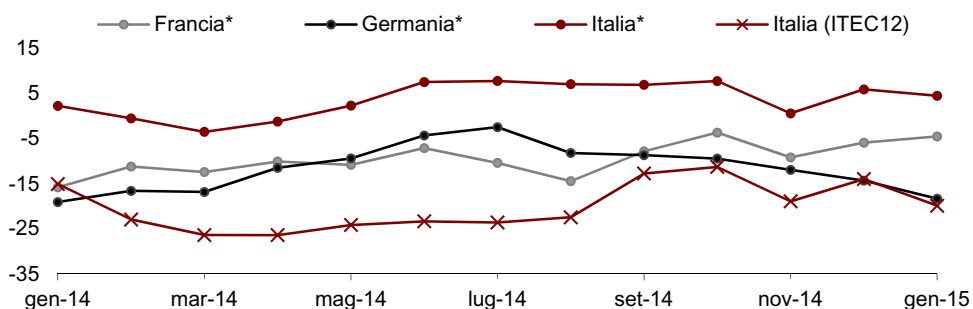
Figura 8. MGP: *spark spread* in Italia, calcolato su costo gas REF-E
(€/MWh) Media aritmetica



Ultimo dato 18/01/2015

Fonte: elaborazioni REF-E

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



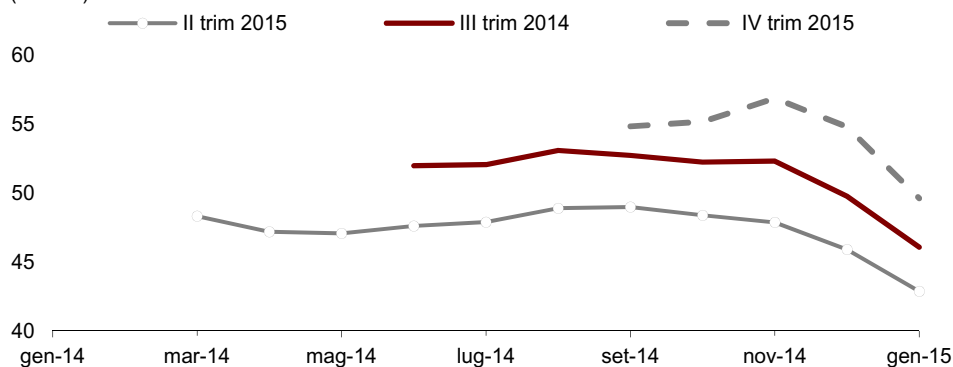
* Prezzi *spot* gas nell'area di mercato (PEG, Gaspool e PSV).

Ultimo dato 18/01/2015

Fonte: elaborazioni REF-E

Mercati a termine

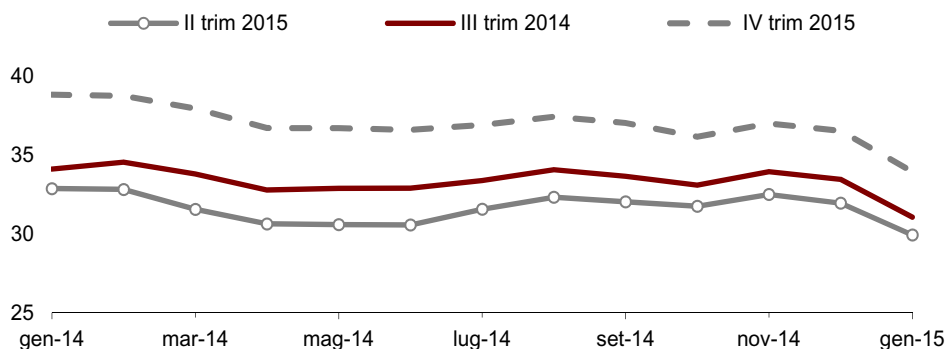
Figura 10. IDEX Future trimestrali
(€/MWh) Media mensile



Ultimo dato 19/01/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Borsa Italiana

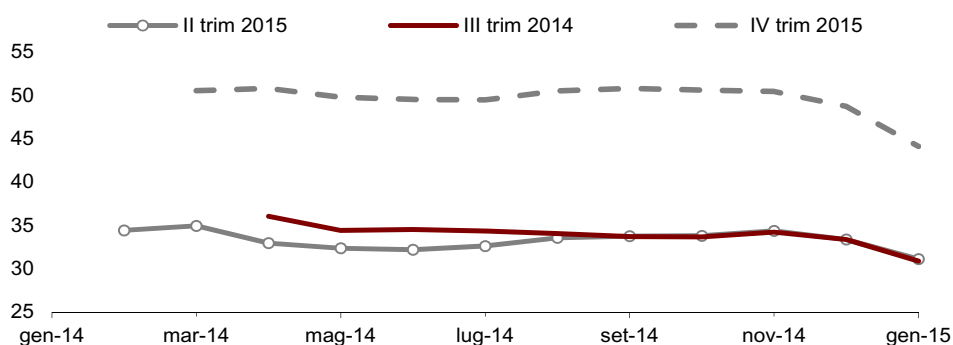
Figura 11. EEX GER Future trimestrali
(€/MWh) Media mensile



Ultimo dato 19/01/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

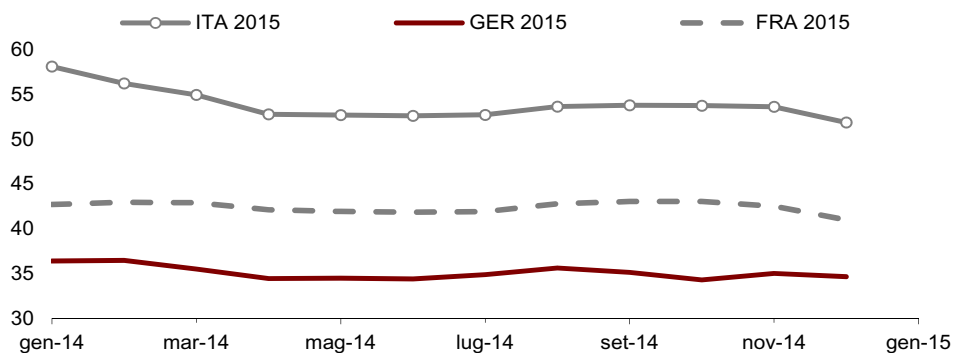
Figura 12. EEX FR Future trimestrali
(€/MWh) Media mensile



Ultimo dato 19/01/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

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

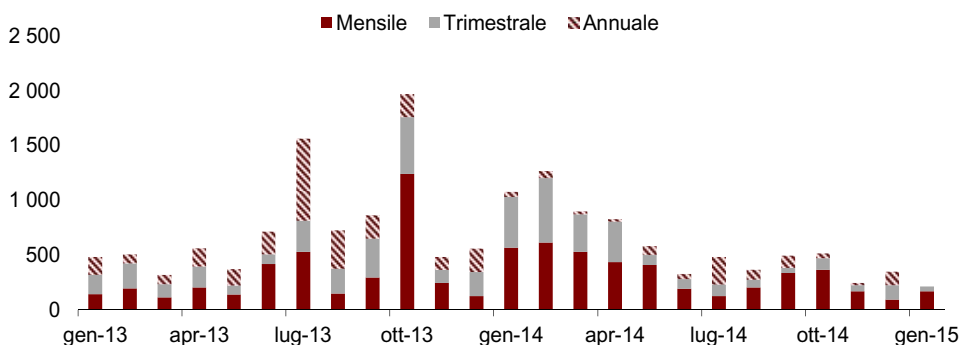


Ultimo dato 19/01/2015

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

Figura 14. Quantità acquistata per tipo di Future IDEX

(MW) Somma mensile



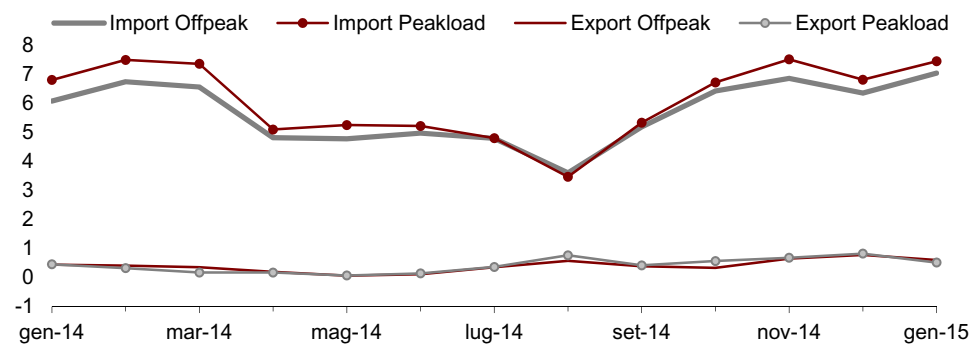
Ultimo dato 19/01/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Borsa Italiana

Import-export

Figura 15. Volumi di import ed export

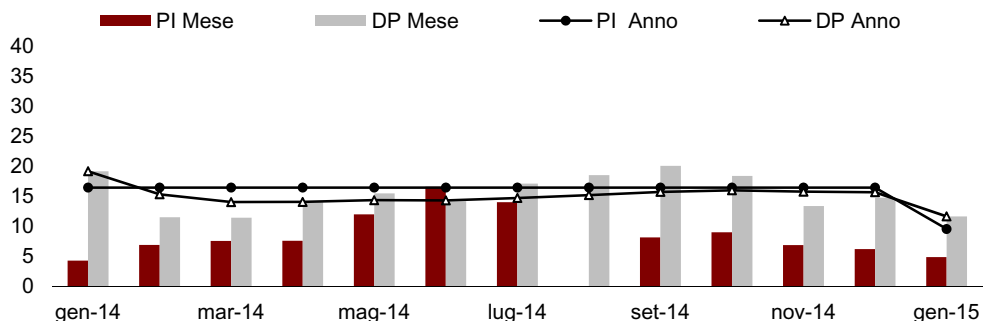
(GW) Media aritmetica



Ultimo dato 18/01/2015

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 18/01/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME e CASC

Il mercato dei combustibili

Nel corso dell'ultimo mese il prezzo è crollato, a seguito di quella che appare sempre più come una vera e propria guerra di prezzo, con i paesi OPEC decisi a mantenere le quote di mercato detenute e politiche di sconti che stanno coinvolgendo un numero sempre maggiore di paesi produttori.

Il mercato petrolifero

Prezzi su livelli post fallimento
Lehman

Il prezzo del petrolio anche nel mese di gennaio non ha invertito il *trend* di discesa iniziato in estate. Nel corso degli ultimi due mesi le quotazioni hanno anzi registrato tassi di decrescita sempre più pronunciati con valori che nei primi 20 giorni di gennaio sono stati inferiori a 50 \$/bbl.

Nonostante i fondamentali di mercato segnassero già da parecchio tempo uno squilibrio generato dal continuo incremento di produzione statunitense e da tassi di crescita della domanda asiatica, cinese in particolare, inferiori rispetto agli anni precedenti, ben pochi analisti avevano previsto un crollo così massiccio dei prezzi.

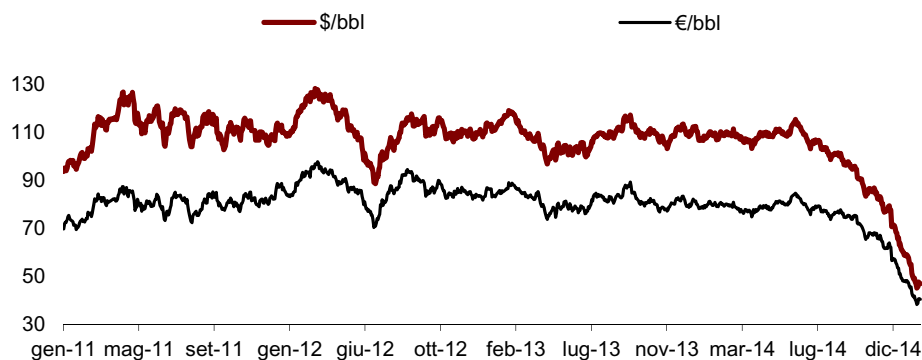
Sebbene i dati macroeconomici abbiano certificato un rallentamento nella crescita dell'economia cinese, il PIL è previsto in crescita nel corso del 2015 a tassi superiori al 7%, il dato più basso degli ultimi 25 anni, ma sensibilmente più alto della maggior parte delle altre aree. Il rallentamento della domanda cinese può spiegare solo in parte la caduta del prezzo del petrolio.

La seconda componente legata alle dinamiche di offerta, è, in questo momento preponderante. Nel corso degli ultimi mesi infatti nonostante il calo dei prezzi, nessun paese produttore, OPEC in testa, ha dichiarato la volontà di tagliare le proprie produzioni a causa del rischio concreto di ridurre le quantità senza nessun effetto sui prezzi. Al contrario sembra iniziata una vera e propria guerra di prezzo: oltre all'Arabia Saudita anche gli Emirati Arabi e Kuwait hanno cominciato a praticare sconti nei prezzi con valori delle quotazioni di riferimento (Murban e Zacum) al di sotto di Arab light e Arab medium.

La forte caduta dei prezzi sembra in questa fase guidata dal tentativo dei paesi medio orientali di guadagnare quote di mercato, anche a discapito di altri membri dell'OPEC che hanno minori margini di manovra a causa della maggior rigidità delle proprie finanze pubbliche rispetto al prezzo del petrolio (Venezuela, Iran, Russia) (**Figura 1**).

Il calo del prezzo del petrolio dovuto a componenti di offerta è testimoniata anche dall'andamento del differenziale fra Brent e WTI: lo *spread* di prezzo si è via via ridotto e nel corso degli ultimi mesi con un valore medio nei primi 20 giorni di gennaio di 0.3 \$/bbl. Il prezzo americano è ritornato ad essere riferimento sul mercato mondiale grazie all'incremento di offerta e alla riduzione delle congestioni al *cushing* determinando un riavvicinamento delle quotazioni dei due greggi (**Figura 2**)

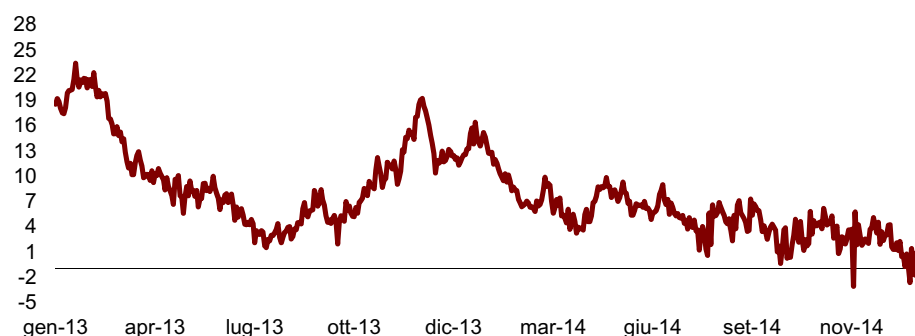
Figura 1. Andamento del prezzo Dated Brent
(\$/bbl e €/bbl)



Ultimo dato 19/01/2015

Fonte: Platts

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



Ultimo dato 23/01/2015

Fonte: Datastream

Previsioni di domanda in continua correzione al ribasso

Nel report del 16 gennaio la IEA ha mantenuto invariata la previsione a chiusura 2014, sottolineando però come il livello nell'ultimo trimestre 2014 sia superiore di solo 0.6 Mbbl/g rispetto al dato di inizio d'anno, segno di una crescita solo modesta dei consumi nel corso del 2014 e molto al di sotto delle previsioni elaborato ad inizio d'anno (**Tabella 1**).

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

	2014*	2015*	Var. %
Oecd	45.6	45.6	0.0%
Non-Oecd	46.8	47.8	2.1%
Totale	92.4	93.3	1.0%

* Stima IEA

Fonte: Reuters

La debolezza dei fondamentali si ripercuote anche sulla previsione 2015: nell'ultimo *report* la IEA ha rivisto nuovamente al ribasso la stima di consumo che ora registra un progresso di soli 0.9 Mbbl/g rispetto al 2014 (1 Mbbl/g la previsione a novembre e 1.5 Mbbl/g tra ottobre e novembre). Il tentativo di guadagnare quote di mercato all'interno dell'OPEC ha spinto i paesi medio orientali con costi di estrazioni mediamente più bassi a incrementare la propria produzione: Iraq, Iran e Libia nel corso degli ultimi dodici mesi hanno fortemente incrementato le proprie produzioni. Complessivamente nel periodo dicembre 2014-dicembre 2013 l'OPEC ha incrementato la propria produzione di circa il 3%, pari a circa 0.9 Mbbl/g (**Tabella 2**).

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

	2014*	2015*	Var. %
Non OPEC	56.2	56.8	1.2%
OPEC	36.0	36.1	0.3%
Totale	92.2	93.0	0.9%

* Stima EIA

Fonte: Reuters

La curva a termine accentua il contango

Nonostante il crollo dello *spot*, i prezzi a termine continuano a essere in crescita lungo la curva, con una situazione di contango sempre più pronunciata. La risalita a termine può essere spiegata da attese positive circa un riassorbimento veloce della situazione di *oversupply* e dalla constatazione che questi livelli dei prezzi non sono in grado di uguagliare il costo marginale di produzione di lungo termine dei giacimenti di shale oil. Prezzi stabilmente

sotto i 60\$/bbl potrebbero quindi bloccare qualsiasi nuovo investimento in questa tecnologia, determinando nel lungo termine un riequilibrio fra domanda e offerta (**Figura 3**). Il calo dei prezzi ha influito anche sui volumi negoziati sul NYMEX e monitorati dal *report* della CFTC, che hanno registrato una contrazione rispetto ai mesi precedenti (**Tabella 3**): gli *open interest* sono bassi rispetto a quanto osservato nella prima parte dell'anno, con un dato di poco superiore a 1.5 milioni.

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

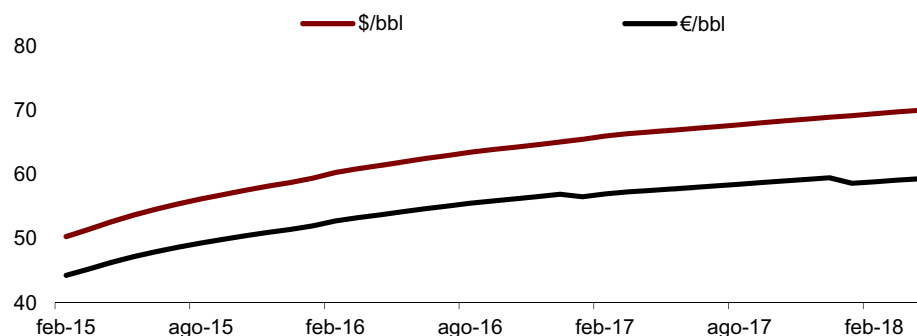
(num. contratti)

	12/12/2014		05/12/2014	
Operatori industriali	54 900	corti	53 509	corti
Swap dealers	212 932	corti	216 437	corti
Money manager	202 921	lunghi	197 643	lunghi
Altri	58 855	lunghi	67 353	lunghi
Open interest	1 445 093		1 439 654	

Fonte: CFTC

Figura 3. Curva a termine future del Brent Crude

(\$/bbl e €/bbl)



Ultimo dato 19/01/2015

Fonte: Reuters

Il mercato del carbone

I deboli segnali di ripresa delle quotazioni del carbone con *delivery* al nolo di Amsterdam-Rotterdam-Anversa (CIM ARA CIF) dei mesi scorsi non sono state confermate di recente. Il prezzo del carbone è stato infatti guidato al ribasso dal prezzo del petrolio, e nei primi 20 giorni di gennaio ha quotato al di sotto dei 60 \$/t, -17% rispetto a dicembre 2014 (**Figura 4**).

I prezzi bassi di gas e petrolio, unitamente alla domanda che debole in Europa e alla bassa esposizione ai rischi geopolitici, stanno determinando il tracollo del prezzo.

Le quotazioni degli indici di riferimento per il prezzo del carbone hanno registrato cali meno pronunciati: il carbone sudafricano Richards Bay ha registrato valori inferiori a 60 \$/t (-9% rispetto a dicembre 2014), mentre quello cinese Qinhuaingdao è rimasto a 89.8 \$/t, sostanzialmente stabile rispetto al mese precedenti.

Figura 4. Andamento del prezzo del Carbone CIM ARA CIF



Ultimo dato 19/01/2015

Fonte: Platts

ENERGIE RINNOVABILI E CLIMA

Energia e settore ferroviario: novità per RFI e le imprese ferroviarie

Diverse le novità in campo energetico per il settore ferroviario italiano, a partire dalla rimodulazione delle tariffe elettriche fino all'approvazione del grande progetto Italo nel contesto del meccanismo dei TEE.

Numerose le novità per il settore ferroviario

Nel contesto del pacchetto di misure messo in atto per ridurre la bolletta elettrica per le piccole medie-imprese¹, è stato rimodulato il sistema tariffario elettrico di RFI. Successivamente è stata decisa l'acquisizione da parte di Terna della rete elettrica di proprietà di RFI². Infine, con il Decreto Interministeriale del 1 Dicembre 2014³, a seguito dell'esito positivo dell'attività tecnico istruttoria del GSE con il supporto di ENEA⁴, la (nuova) flotta di treni ad alta velocità Italo, di NTV, è stata ammessa al meccanismo incentivante dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) come grande progetto.

L'aumento delle tariffe

La prima novità è costituita dalla decisione di limitare l'applicazione il regime tariffario speciale al consumo riservato a Rete Ferroviaria Italiana (RFI)⁵: a partire dal 2015 tale regime è infatti relativo ai soli consumi riferibili al servizio universale (e per le merci), con l'esclusione quindi dei servizi a mercato, tra cui rientra l'alta velocità. Questa rimodulazione dovrebbe comportare un risparmio di 80 milioni di euro sulla componente tariffaria A4, che andrà a beneficio delle bollette elettriche delle piccole medie imprese, mentre i maggiori oneri in capo a RFI potranno essere ribaltati solo parzialmente sui prezzi e sui pedaggi ferroviari e solo sui servizi a mercato.

La vendita della rete

Il passo successivo è stato la decisione dell'acquisizione da parte di Terna della rete elettrica di proprietà di RFI. Questa, che rientrava nella categoria delle reti private con obbligo di messa a disposizione⁶, passerà quindi a Terna, e RFI ne ricaverà un adeguato compenso. La rete che fu di RFI rientrerà così tra gli asset a remunerazione regolata di Terna (*Regulated Asset Base - RAB*) in base al sistema tariffario stabilito dall'Autorità, e di conseguenza sarà remunerata dall'apposita componente tariffaria pagata da tutti i consumatori elettrici. RFI dovrà fornire all'Autorità le informazioni necessarie per determinare il valore del capitale investito netto, degli ammortamenti e dei costi operativi attuali e sorgenti ai fini dell'acquisizione. Con Delibera datata 22 gennaio⁷, a valle dei dati trasmessi da Ferrovie dello Stato sulla stima del valore degli asset in questione, l'Autorità ha quindi avviato il procedimento per la definizione della remunerazione spettante a Ferrovie dello Stato a seguito della cessione della rete elettrica a Terna: la valutazione dovrà essere conclusa entro il 31 marzo, e la Commissione di esperti indipendenti per le analisi e le verifiche è costituita da RSE e dal Dipartimento di Management dell'Università Ca' Foscari di Venezia.

Se quindi il primo cambiamento è direzionato a una riduzione della bolletta elettrica (riduzione della componente A4 per le piccole e medie imprese), questa seconda novità, nella misura in cui andrà ad aumentare la RAB di Terna, dovrebbe comportare un aggravio degli oneri di rete

¹ Decreto Legge 24 giugno 2014, n. 91, disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea (GU n.144 del 24-6-2014). Convertito con modificazioni dalla L. 11 agosto 2014, n. 116 (in S.O. n. 72, relativo alla G.U. 20/8/2014, n. 192) - *Newsletter* 179.

² Legge 23 dicembre 2014, n. 190, disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (Legge di Stabilità 2015) (GU n.300 del 29-12-2014 - Suppl. Ordinario n. 99).

³ Decreto interministeriale 1 dicembre 2014, modalità di accesso al meccanismo dei certificati bianchi, di misurazione dei risparmi prodotti e di quantificazione dei certificati ai sensi dell'articolo 8 del Decreto 28 dicembre 2012 per la proposta di grande progetto "Realizzazione della nuova flotta di treni alta velocità Italo".

⁴ GSE, esito dell'attività istruttoria tecnico-economica predisposta dal GSE con il supporto di ENEA sul grande progetto "la realizzazione della nuova flotta ad alta velocità ITALO" presentato da Consul System S.p.A. ai sensi dell'art. 8 del D.M 28 dicembre 2012.

⁵ RFI, è la società del Gruppo Ferrovie dello Stato cui è attribuito il ruolo pubblico di gestore dell'Infrastruttura.

⁶ Cioè le reti che possono essere utilizzate dal gestore di rete concessionario per l'erogazione del pubblico servizio senza possibilità di diniego da parte del gestore della rete privata, per cui Terna già utilizzava già opportunamente la rete di RFI.

⁷ Deliberazione 22 gennaio 2015, 11/2915/R/eel.

per tutti i consumatori elettrici.

Altra notizia di deciso rilievo ed interesse, e che merita una analisi più approfondita, è costituita dall'assegnazione di incentivi tramite il meccanismo dei TEE alla flotta di treni di NTV.

I Titoli di Efficienza Energetica per il grande progetto Italo

Il grande progetto Italo, primo nel suo genere⁸, è relativo all'acquisto e all'esercizio dei 25 convogli ad alta velocità di NTV, in quali sono gradualmente entrati in esercizio commerciale tra aprile 2012 e aprile 2013. L'intervento è qualificabile come grande progetto nel contesto del meccanismo TEE in quanto realizzato nel settore dei trasporti, ed inoltre, ha vita tecnica superiore ai 20 anni, e, sulla base della quantificazione proposta dalla *Energy Service Company* (ESCo) che ha presentato il progetto, accolta dal GSE ai fini della sola prima rendicontazione dei risparmi annui ottenibili, comporta un risparmio di energia primaria pari almeno a 35,000 tep/anno.

Per i grandi progetti⁹ è stato previsto un procedimento dedicato, e l'interlocutore per la richiesta e l'approvazione di accesso al meccanismo TEE è direttamente il Ministero dello Sviluppo Economico (MSE). Inoltre, sulla base del grado di innovazione tecnica del progetto e dell'impatto in termini di riduzione delle emissioni in atmosfera, in particolare se in aree metropolitane, nonché della dimensione dei progetti, potranno essere concessi dei premi fino al 50% del valore dei titoli rilasciabili.

Per i grandi progetti è inoltre possibile optare per un regime che assicuri un valore costante dei certificati per l'intera vita utile dell'intervento (invece della collocazione sul mercato o OTC). Il proponente di un grande progetto che intenda optare per il valore costante dei titoli deve dichiarare tale intenzione nel momento in cui viene inoltrata la richiesta al MSE. La scelta definitiva di optare o meno per tale regime va effettuata al termine delle procedure di valutazione e non può essere modificata nel corso della vita utile del progetto. Nel caso di accesso al valore costante, i titoli vengono emessi e contestualmente ritirati dal GSE, per cui non possono essere oggetto di negoziazione o essere utilizzati dai distributori per adempiere ai propri obblighi.

Per il grande progetto Italo il proponente ha dichiarato di non volersi avvalere dell'opzione di accedere al regime che assicura un valore costante ai titoli emessi.

Baseline e addizionalità

A valle delle indicazioni fornite dal GSE, l'algoritmo proposto dalla ESCo per la rendicontazione dei risparmi annui relativi al grande progetto Italo, e approvato in sede di prima valutazione dal Gestore, arriva a risparmi di 35,600 tep/anno circa.

Tuttavia per le rendicontazioni successive alla prima il GSE ha richiesto al proponente di integrare e aggiornare i dati forniti nel progetto di intervento.

In particolare sono state richieste delle integrazioni e ulteriori misurazioni al fine di quantificare più precisamente sia il risparmio energetico dei convogli ferroviari oggetto del progetto rispetto alla tecnologia attualmente in circolazione, sia l'effettivo consumo energetico a esse connesse. Le richieste sono infatti finalizzate da un lato a una più rigorosa determinazione della "baseline" di riferimento, cioè la "pratica corrente" o di "media di mercato", in termini di consumi energetici, nello specifico settore di riferimento del progetto in questione. Dall'altro lato sono invece finalizzate alla rilevazione dei consumi "ex post", per cui è stato richiesto di adottare degli idonei dispositivi di misura del consumo di energia elettrica su almeno 4 treni, su tutte le tratte e con rotazione dei macchinisti, al fine di valutare l'effettivo consumo energetico dei convogli sotto diverse condizioni di tracciato e di guida.

Il coefficiente di addizionalità, cioè il grado di efficienza energetica aggiuntiva del progetto rispetto alla tecnologia concorrente presente sul mercato, è invece stata riconosciuta pari al 100%: la tecnologia oggetto della proposta di grande progetto Italo, cioè i treni AGV prodotti da Alstom, è stata riconosciuta come più performante dei treni attualmente presenti sulla rete ferroviaria nazionale ad alta velocità e di lunga percorrenza, cioè i treni di Trenitalia ETR 500,

⁸ Consultando il sito del MSE e del GSE non risultano essere in corso di valutazione altri grandi progetti.

⁹ Interventi infrastrutturali che comportino un risparmio di energia elettrica o di gas stimato annuo superiore a 35,000 tep e che abbiano una vita tecnica superiore a venti anni (Decreto 28 dicembre 2012, determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e il gas per gli anni dal 2013 al 2016 e per il potenziamento del meccanismo dei certificati bianchi - GU n.1 del 2-1-2013 - Suppl. Ordinario n. 1).

ETR 600 e ETR 610¹⁰. Ciò significa che, indipendentemente dalla determinazione definitiva della *baseline* e della misurazione *ex post* dei consumi energetici dei convogli Italo, i risparmi energetici connessi al progetto saranno conteggiati *in toto* ai fini della quantificazione dei TEE erogabili al progetto.

Date le richieste di integrazione di cui sopra l'MSE ha quindi stabilito che la prima emissione di titoli a favore del grande progetto Italo sarà cautelativamente pari all'80% del valore minimo di accesso al meccanismo per i grandi progetti, cioè 35 000 tep/anno, e sulla base delle misure successivamente acquisite verrà effettuato un eventuale conguaglio.

Coefficiente di durabilità e premialità

In linea con quanto richiesto dal proponente, la vita tecnica¹¹ dell'intervento è stata fissata pari a 30 anni, contro una vita utile, come per la maggior parte degli interventi ammissibili all'emissione di TEE, pari a 5 anni. I TEE sono infatti riconosciuti ai progetti sulla base dei risparmi generati durante l'arco della vita tecnica, ma vengono erogati al proponente nel corso della vita utile.

I risparmi effettivamente generati e riconosciuti al progetto durante la vita utile costituiscono il risparmio netto contestuale (RNc), mentre i risparmi di energia primaria riconosciuti al progetto tra la fine della vita utile e la fine della vita tecnica, ma i cui TEE corrispondenti vengono erogati durante la vita utile, costituiscono il risparmio netto anticipato (RNa). La somma di RNa e RNc costituisce il risparmio netto integrale (RNi).

Per i progetti con vita tecnica maggiore della vita utile, per ogni anno della vita utile viene quindi emesso un ammontare di titoli pari a un multiplo dei titoli spettanti sulla base del RNc annuo. Tale multiplo è pari al coefficiente di durabilità " τ "¹², il quale ha un valore specifico per ogni progetto e dipende essenzialmente dalla durata della vita utile e della vita tecnica, sulla base della seguente definizione analitica:

$$\tau = \frac{\sum_{i=U}^{T-1} (1 - \delta_i)^i}{U} = \frac{RNi}{RNc} = 1 + \frac{RNa}{RNc}$$

Dove:

τ = coefficiente di durabilità

T = vita tecnica in anni

U = vita utile in anni

δ = tasso di decadimento annuo dei risparmi, pari a 0% per i valori di " i " compresi tra zero e $U-1$ e pari a 2% per i valori di " i " compresi tra U e $T-1$.

RNa = risparmio netto anticipato,

RNc = risparmio netto contestuale

$RNi = RNa + RNc$ = risparmio netto integrale

Nel grande progetto Italo il coefficiente di durabilità " τ " risulta pari a 4.58: durante i 5 anni della vita utile del progetto, ogni anno, viene emesso a favore del richiedente un ammontare di titoli pari a 4.58 volte il numero dei titoli spettanti sulla base del RNc annuo.

Inoltre al progetto è stata riconosciuta una premialità, in termini di coefficienti moltiplicativi dei certificati rilasciabili, complessivamente pari al 5%, di cui il 4% per innovazione tecnologica incrementale e l'1% relativa agli impatti dei progetti ricadenti in aree metropolitane; tali percentuali, come del resto il risparmio di energia primaria di 35,000 tep/anno riconosciuto sulla base della prima rendicontazione, potranno essere riconsiderate alla luce di successivi dati di monitoraggio¹³.

¹⁰ Il treno ETR 1000, sempre di Trenitalia, che si avvale di tecnologie di ultima generazione, non risulta invece ancora in esercizio, per cui non è stato considerato ai fini della determinazione del coefficiente di addizionalità.

¹¹ Numero di anni successivi alla realizzazione dell'intervento durante i quali si assume che gli apparecchi o dispositivi installati funzionino e inducano effetti misurabili sui consumi di energia.

¹² Si ricorda che a seguito dell'introduzione del coefficiente " τ " dal 1 gennaio 2012 è venuta meno la piena coincidenza tra il volume dei TEE emessi ogni anno e i risparmi energetici effettivamente conseguiti ogni anno, in quanto l'applicazione del τ porta ad una emissione anticipata di titoli rispetto all'anno in cui i risparmi verranno effettivamente realizzati. Per cui dall'anno d'obbligo 2013 gli obblighi sono definiti in termini di numero di TEE annui, e contestualmente sono stabiliti degli obiettivi in termini di tep di risparmio di energia primaria.

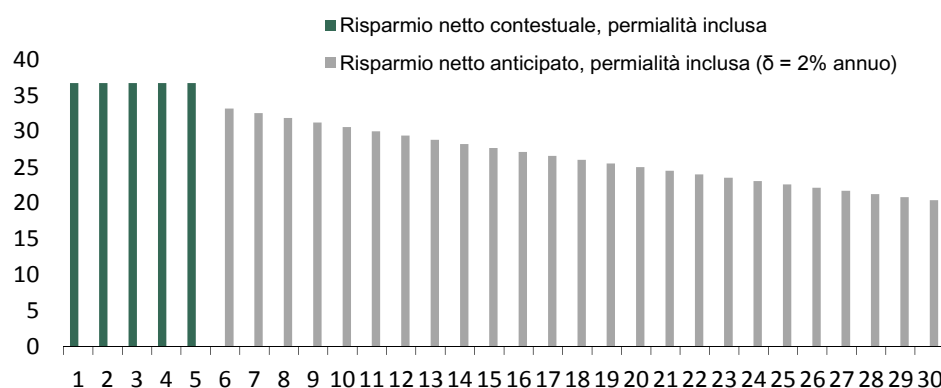
¹³ La richiesta iniziale presente nella proposta della Consul System era di una premialità del 40%.

I risparmi riconosciuti e i titoli che verranno emessi

Considerando i dati attualmente a nostra disposizione, cioè i 35,000 tep annui di risparmio di energia primaria per ora riconosciuti al grande progetto Italo, a cui si aggiunge la premialità del 5%, e tralasciando la scelta cautelativa del MSE di rilasciare come prima emissione solo l'80% dei titoli spettanti, assumendo quindi che ogni anno vengano riconosciuti gli stessi risparmi e venga emesso lo stesso numero di titoli, possiamo calcolare RNC e RNA del grande progetto Italo (**Figura 1**) e il numero di TEE che verranno annualmente emessi dei 5 anni della vita utile (**Figura 2**).

Figura 1. Stima risparmi energetici riconosciuti nella vita tecnica del progetto Italo

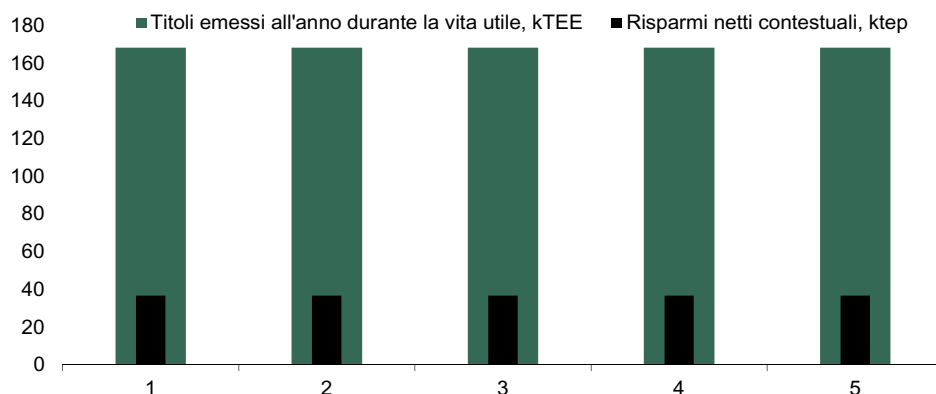
(Migliaia di tep)



Fonte: elaborazioni REF-E

Figura 2. Stima TEE annualmente emessi nella vita utile del progetto Italo

(Migliaia di TEE e migliaia di tep)



Fonte: elaborazioni REF-E

Obiettivi e obblighi

I titoli che verranno progressivamente emessi per il grande progetto Italo andranno a supportare il lato offerta di TEE sul mercato, in quanto, come sopra riportato, il proponente ha dichiarato di non volersi avvalere dell'opzione di accedere al regime che assicura, per l'intera durata della vita utile, un valore costante ai titoli emessi.

Sebbene il grande progetto Italo sia per ora collocato al limite inferiore dei grandi progetti in termini di risparmi riconosciuti, il suo peso sul mercato non è irrilevante, se confrontato con gli obblighi attuali in capo ai distributori (**Tabella 1**) che costituiscono la domanda di mercato: data la progressiva crescita degli obblighi si passa infatti da un peso sull'obbligo 2013 superiore al 3%, a un peso sull'obbligo 2016 che si attesta poco sotto il 2%.

La dimensione del grande progetto Italo rimane interessante anche se si considerano i dati del GSE relativi alle emissioni di titoli, ossia all'offerta di mercato: tra febbraio 2013¹⁴ e novembre 2014 il gestore ha complessivamente rilasciato oltre 12.4 milioni di titoli, di cui: oltre 3.2 milioni di TEE I (attestanti risparmi di energia elettrica), 6.8 milioni di TEE II (attestanti risparmi di gas naturale), 2.5 milioni di TEE III (attestanti risparmi diversi dall'energia elettrica e il gas

¹⁴ Cioè da quando è avvenuto il passaggio di consegne previsto dal DM 28 dicembre 2012 dall'AEEGSI al GSE delle attività di gestione, valutazione e certificazione dei risparmi correlati a progetti di efficienza energetica condotti nell'ambito del meccanismo TEE.

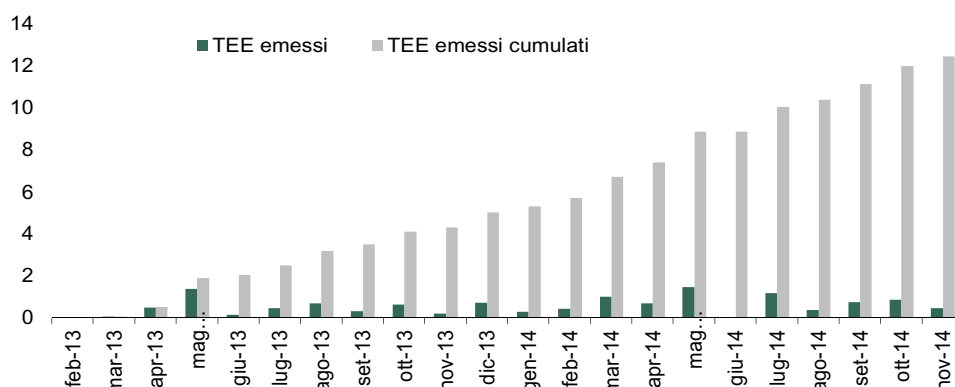
naturale)¹⁵ (Figura 3).

Tabella 1. Obblighi TEE e peso delle emissioni annue di TEE progetto Italo
(Milioni di TEE e %)

	Distributori gas	Distributori elettricità	Totale	Peso TEE annui Italo
2013	2.48	3.03	5.51	3.1%
2014	3.04	3.71	6.75	2.5%
2015	3.49	4.26	7.75	2.2%
2016	4.28	5.23	9.51	1.8%

Fonte: Decreti MSE 21 dicembre 2007 e 28 dicembre 2012, elaborazioni REF-E

Figura 3. TEE emessi dal GSE tra febbraio 2013 e novembre 2014
(Milioni TEE)



Fonte: GSE

Nel complesso quindi nel 2013 il GSE ha emesso circa 5 milioni di TEE, mentre nel 2014 (escluso dicembre, per cui non sono ancora disponibili i dati) sono stati emessi quasi 7.5 milioni di TEE, e le emissioni annuali di TEE per il grande progetto Italo, calcolate come sopra riportato, equivalgono al 3.4% delle emissioni del GSE per il 2014 e il 2.3% delle emissioni per il 2014¹⁶ (Tabella 2).

Tabella 2. TEE emessi dal GSE e e peso delle emissioni annue di TEE progetto Italo
(Milioni di TEE)

	N. TEE cumulati emessi dal GSE	Peso TEE annui Italo
da Feb 2013 a Dic 2013	5.00	3.4%
da Gen 2014 a Nov 2014	7.44	2.3%

Fonte: GSE

In totale, durante i 5 anni della vita utile, i TEE che verranno emessi per il grande progetto Italo, sulla base delle informazioni per ora disponibili, ammontano a oltre 0.84 milioni di titoli.

L'approvazione del grande progetto Italo comporterà quindi l'emissione di un ammontare di TEE non trascurabile rispetto all'attuale dimensione dell'offerta di mercato; tuttavia queste nuove emissioni potrebbero non essere sufficienti a determinare un impatto in termini di andamento dei prezzi di mercato rilevante e chiaramente identificabile. A prescindere dall'emissione dei titoli per il grande progetto Italo, nel corso degli ultimi anni, complice anche l'introduzione del coefficiente "t", la situazione di scarsità di titoli offerti rispetto agli obblighi, in cui versava precedentemente il meccanismo TEE, è progressivamente rientrata, e in particolare nell'anno

¹⁵ I titoli di tipo V attestano invece risparmi nel settore dei trasporti diversi da quelli di cui al Decreto Legislativo 28/2011, mentre i TEE IV attestano i risparmi nel settore trasporti di cui al di cui al Dlgs 28/2011, e infine i titoli II-CAR sono relativi alla Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR), incentivata sulla base delle prescrizioni del DM 5 settembre 2011. Queste tre tipologie di titoli sono stati finora emessi in quantità marginali.

¹⁶ Non disponibili informazioni precise su quando i TEE spettanti al grande progetto Italo verranno emessi, tuttavia ciò potrebbe essere deducibile dai dati riportati sui bollettini mensili del GSE sui "Progetti approvati e Titoli di Efficienza Energetica rilasciati". Poiché il Decreto interministeriale di approvazione del grande progetto Italo è datato 1 dicembre 2014, si assume che nei dati GSE per ora disponibili (TEE emessi fino a novembre 2014) non sia compresa l'emissione di TEE relativa al progetto in questione.

d'obbligo 2014, sulla base dei dati per ora disponibili, si dovrebbe registrare un'offerta non inferiore alla domanda.

Se a parità di altre condizioni, una maggiore offerta dovrebbe comportare una flessione dei prezzi registrati sulla piattaforma GME, il disegno del mercato dei TEE presenta alcune peculiarità (come la presenza del prezzo di riferimento) che in passato hanno limitato la rispondenza dei prezzi alle dinamiche di domanda e offerta.

Gli oneri in capo ai consumatori elettrici e gas derivanti dal meccanismo dei TEE (attraverso le componenti tariffarie UC7 per i consumi elettrici e RE/REt per i consumi gas, sulle quali vanno a pesare i rimborsi tariffari riconosciuti ai soggetti obbligati al momento del ritiro dei titoli ai fini della verifica della *compliance*), non dovrebbero registrare invece variazioni in quanto dipendono dall'ammontare e dal grado di raggiungimento degli obblighi fissati con Decreto Ministeriale¹⁷.

In ogni caso per evitare l'insorgere di squilibri significativi di mercato, quantomeno nel medio-lungo periodo, i ministeri competenti si sono riservati la possibilità di adeguare gli obiettivi e gli obblighi del meccanismo in base al numero e alla dimensione dei grandi progetti ammessi all'incentivazione¹⁸.

Nel complesso a oggi non si evidenziano particolari reazioni del mercato o *trend* chiaramente connessi alla notizia dell'ammissione del grande progetto Italo al meccanismo dei TEE (*Articolo a pag. 26*).

¹⁷ Un impatto in termini di oneri per i consumatori si potrebbe ottenere nel caso di un abbassamento del prezzo di mercato dei titoli, il quale a sua volta comporterebbe, sulla base della nuova formula di determinazione del contributo tariffario, una diminuzione del contributo tariffario stesso riconosciuto ai soggetti obbligati.

¹⁸ Articolo 8, comma 6 D.M. 28 dicembre 2012.

Analisi statistica e novità dal mercato

Il mercato della CO₂ non sembra avere risentito dell'esito della COP di Lima, dove i risultati raggiunti sono stati deboli e di fatto solo operativi, rendendo evidente che la discussione dei contenuti dell'accordo globale di abbattimento delle emissioni è rimandata alla COP di Parigi di fine anno. Intanto la discussione sulla market stability reserve in Commissione ITRE non ha portato a un accordo sull'anno di avvio della misura; il prosieguo dell'iter di approvazione potrebbe influenzare il prezzo della CO₂ nelle prossime settimane. L'approvazione di accordi o misure che determinino un innalzamento del prezzo della CO₂ potrebbe tuttavia aggravare lo svantaggio competitivo a cui è sottoposta l'industria energivora italiana, come segnalato dall'Autorità Garante per la Concorrenza e il Mercato.

I prezzi dei CV hanno mostrato un trend di crescita negli ultimi mesi, e il prezzo di ritiro 2015 pre-consuntivo è pari a 97.42 €/MWh. I prezzi dei TEE è invece in una fase di calo dei prezzi. In termini di profili di produzioni rinnovabili, solo l'eolico mostra delle differenze significative tra novembre e dicembre 2014 e 2013.

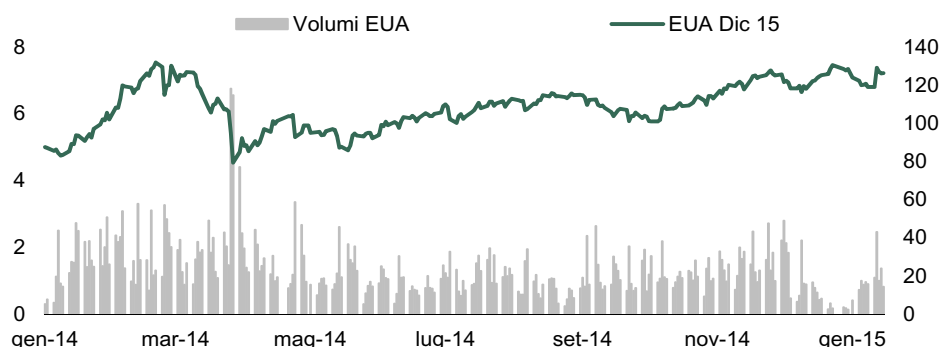
EU ETS

Mercato della CO₂ stabile

Nel corso del mese di dicembre e nella prima metà di gennaio il prezzo della CO₂ è risultato stabile, facendo registrare oscillazioni entro un range inferiore a 1 €/tCO₂ (tra 6.6 €/tCO₂ e 7.5 €/tCO₂ i prezzi *forward* con consegna a dicembre 2015 quotati su ECX) e collocandosi in media intorno a 7 €/tCO₂, solo leggermente al di sopra della media di 6.8 €/tCO₂ registrata nel corso dell'ultimo aggiornamento. I volumi scambiati hanno fatto registrare la consueta flessione in concomitanza con il periodo di festività natalizie, per poi portarsi su una media di circa 20 MtCO₂/giorno sulla piattaforma ECX¹ a partire dal 5 gennaio (**Figura 1**).

Figura 1. Prezzi future e volumi di scambio EUA*

(€/tCO₂ asse sx, MtCO₂ asse dx)



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

Fonte: ICE-ECX

Scarso interesse per il mercato primario

Per quanto riguarda il mercato primario, le sessioni su tutte le piattaforme sono state sospese dal 17 dicembre al 6 gennaio. Da inizio dicembre a metà gennaio il *clearing price* si è sempre collocato al di sotto dei 7 €/tCO₂, ad eccezione delle 3 sessioni del 15, 16 e 19 gennaio. La *cover ratio* è risultata nel complesso molto bassa, oscillando tra un minimo di 1.5 e un massimo di 3.2 (**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 8/12 al 12/12	6.62	8.0	3.9	52.6
Settimana dal 15/12 al 19/12/2014	6.76	3.6	4.4	24.3
Settimana dal 5/1/2015 al 9/1	6.70	9.2	3.7	61.9
Settimana dal 12/1 al 16/1	6.89	13.4	3.3	92.7

* Media ponderata sulla base dei volumi assegnati nelle diverse piattaforme

Fonte: elaborazioni REF-E su dati EEX e ICE

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

A Lima un accordo operativo in vista di Parigi

La COP di Lima conclusasi il 12 dicembre scorso non sembra quindi avere influenzato in misura significativa il mercato dei permessi di emissione, nonostante i deboli risultati raggiunti. Ormai l'attenzione delle Parti sembra infatti rivolta direttamente alla COP di Parigi in programma a fine 2015, quando secondo la *deadline* fissata alla COP di Durban dovrebbe essere raggiunto un accordo globale vincolante di abbattimento delle emissioni. A Lima le Parti hanno sottoscritto di fatto un accordo meramente operativo (scadenza per la consegna da parte di tutte le Parti degli obiettivi interni entro marzo e messa a disposizione del testo base per la negoziazione entro maggio), mentre la discussione dei contenuti dell'accordo è rimandata alla COP di fine anno.

Continua il processo di approvazione della MSR

Nelle prossime settimane un impatto sul mercato dei permessi di emissione potrebbe derivare dal processo di approvazione della riforma strutturale del meccanismo ETS e in particolare della *market stability reserve* (MSR). La Commissione Industria (ITRE) del Parlamento Europeo il 22 gennaio non ha trovato un accordo sull'anno di avvio della MSR (2017 o 2021), annullando la sessione di voto e rimandando la decisione alla Commissione Ambiente, che voterà il 24 febbraio. Il testo della riforma che sarà sottoposto al Parlamento Europeo sarà quindi quello approvato dalla sola Commissione Ambiente. L'ipotesi di anticipare l'implementazione della misura al 2017, sostenuta da Regno Unito e Germania, oltre che dalle associazioni Eurelectric ed Eurogas, avrebbe sicuramente un effetto rialzista maggiore sui prezzi della CO₂, in quanto consentirebbe di assorbire nella riserva i 900 MtCO₂ di quote aggiuntive che dovrebbero essere messi all'asta nel biennio 2019-2020 come attualmente previsto dalla disciplina del *backloading*.

Svantaggio competitivo per l'industria pesante italiana

Le misure finalizzate a un innalzamento dei prezzi della CO₂ oltre i livelli attuali preoccupano però non poco l'industria energivora, in particolare in quei paesi i cui governi non hanno finora messo in atto misure volte a fronteggiare la perdita di competitività derivante dall'aumento del prezzo dell'elettricità, a causa dei costi della CO₂ trasferiti a valle dagli operatori termoelettrici. L'introduzione di misure finanziarie compensative dei c.d. "costi per le emissioni indirette" è prevista dalla stessa direttiva ETS² e disciplinata dalle Linee Guida della Commissione Europea sugli aiuti di Stato in materia di energia e clima. L'applicazione di queste misure solo in alcuni Stati Membri (Germania, Inghilterra, Spagna e Olanda) e non in altri (come l'Italia) determina però una distorsione della concorrenza e quindi uno svantaggio competitivo per le imprese appartenenti al secondo gruppo di Paesi, come segnalato dall'Autorità italiana Garante della Concorrenza e del Mercato il 13 gennaio scorso³.

CER Dec-15 a 0.5 €/tCO₂

Sul mercato dei crediti internazionali non si segnalano particolari novità. I CER con scadenza a dicembre 2015 sono attualmente quotati intorno a 0.5 €/tCO₂. I volumi scambiati sono risultati in media molto contenuti (0.13 MtCO₂/giorno su ECX), anche a causa del rallentamento dell'operatività legato alle festività (**Figura 2**).

Mercato CV: prezzi in lieve crescita

Tra ottobre 2014 e gennaio 2015 i prezzi di borsa dei Certificati Verdi (CV)⁴ relativi a produzioni 2014 hanno segnato un andamento in moderato rialzo. Inoltre i CV relativi a produzioni rinnovabili di diversi trimestri hanno registrato una progressiva convergenza, probabilmente legata sia all'avvicinarsi della data da cui sarà possibile richiedere il ritiro e il pagamento da parte del GSE anche per i CV del III e del IV trimestre (per i quali le contrattazioni sono iniziate e novembre 2014), sia alla possibilità di calcolare il valore finale del prezzo di ritiro 2015. Nella sessione del 21 gennaio tutti i CV 2014 sono infatti stati scambiati a un prezzo prossimo ai 96.5 €/MWh, un valore di circa un punto percentuale inferiore al prezzo di ritiro 2015 preconsuntivo stimato da REF-E⁵, pari a, dato un PUN 2014 di 52.08 €/MWh, 97.42 €/MWh (**Figura 3 e Tabella 2**).

² Direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 ottobre 2003, che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità e che modifica la direttiva 96/61/CE del Consiglio, pubblicata sulla GU UE L 275 del 25 ottobre 2003.

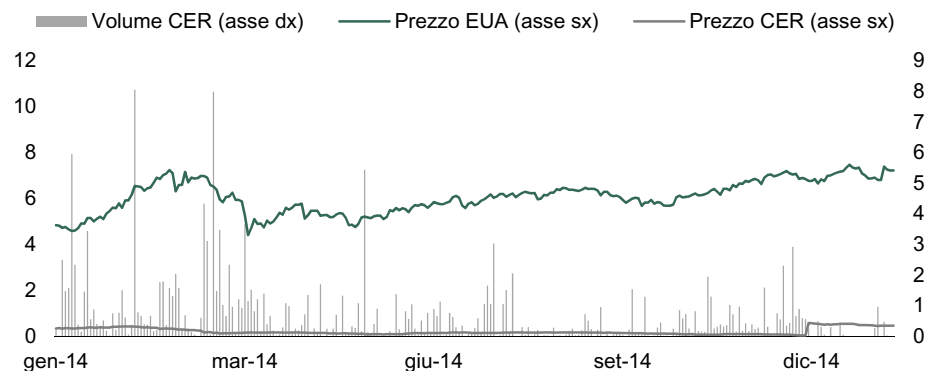
³ Segnalazione pubblicata sul bollettino n. 52 del 19 gennaio 2015.

⁴ In tutto il paragrafo sono escluse le contrattazioni relative a CV per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento (CV-TLR).

⁵ Il valore consuntivo non è stato ancora pubblicato dal GSE

Figura 2. Prezzo e volumi di scambio CER

(€/tCO₂ asse sx, MtCO₂ asse dx)



Fonte: ICE-ECX

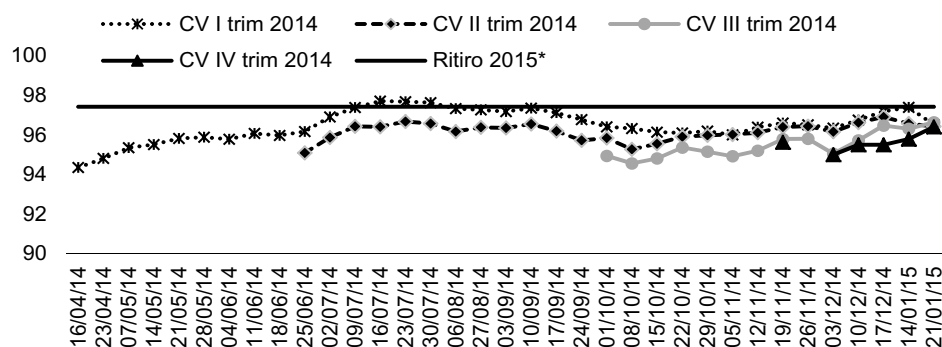
A dicembre i volumi di borsa, nonostante il numero ridotto di sessioni, hanno registrato un aumento rispetto a quanto registrato a novembre, mentre nelle prime due sessioni di gennaio si è registrata una contrazione. In tutto nelle quattro sessioni di borsa di novembre sono stati scambiati CV del 2014 per 0.66 TWh, pari all'88% dei volumi complessivi relativi a tutti i CV (0.75 TWh), mentre nelle tre sessioni di dicembre sono transitati titoli 2014 per 1.05 TWh, su un totale di 1.21 TWh, e nelle prime due sessioni di gennaio sono stati scambiati titoli del 2014 per 0.56 TWh, contro scambi complessivi di 0.61 TWh.

In aumento i prezzi medi di scambio anche sul mercato bilaterale, in particolare per il mese di dicembre: il prezzo medio ponderato di scambio di tutti i CV del 2014 per il mese di ottobre è risultato pari a 87.3 €/MWh, mentre a novembre (quando sono iniziati gli scambi di CV del IV trimestre 2014) pari a 89.2 €/MWh, e a dicembre 94.8 €/MWh.

Parallelamente ai prezzi i volumi OTC hanno registrato un deciso aumento nel mese di dicembre rispetto ai due mesi precedenti: nell'ultimo mese dell'anno sono transitati CV del 2014 per 5.4 TWh, pari all'81% dei volumi complessivi considerando tutti i CV in circolazione (6.7 TWh), mentre a ottobre e a novembre sono stati scambiati CV 2014 per 1.5 TWh e 1.2 TWh, pari invece rispettivamente al 59% e al 66% dei volumi complessivi mensili (2.6 TWh per ottobre e 1.8 TWh per novembre).

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 novembre e dicembre

Nei mesi di novembre e dicembre 2014 la generazione eolica ha segnato dei profili medi giornalieri lievemente differenti da quanto registrato nei corrispondenti mesi del 2013, ma è soprattutto in termini di livelli che si evidenziano delle variazioni significative. Le generazioni fotovoltaica e idroelettrica mostrano invece profili e produzioni 2014 più allineate al 2013.

Per l'eolico nel mese di novembre la producibilità del parco nel 2014 è risultata in netta contrazione su tutte le ore medie del giorno rispetto al 2013, mentre a dicembre è avvenuto

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

Data	Anno di rif. CV	Prezzo netto IVA	Numero CV scambiati
03/12/2014	2012	85.99	22 087
03/12/2014	I Trim 2013	88.45	671
03/12/2014	II Trim 2013	88.42	559
03/12/2014	III Trim 2013	88.50	229
03/12/2014	IV Trim 2013	89.03	37 692
03/12/2014	I Trim 2014	96.34	550
03/12/2014	II Trim 2014	96.16	55 884
03/12/2014	III Trim 2014	95.05	257 564
03/12/2014	IV Trim 2014	95.00	749
10/12/2014	2012	85.59	6 602
10/12/2014	II Trim 2013	88.00	122
10/12/2014	III Trim 2013	88.94	8 278
10/12/2014	IV Trim 2013	88.96	25 616
10/12/2014	I Trim 2014	96.75	23 230
10/12/2014	II Trim 2014	96.62	83 663
10/12/2014	III Trim 2014	95.72	245 630
10/12/2014	IV Trim 2014	95.50	500
17/12/2014	2012	87.22	15 543
17/12/2014	I Trim 2013	89.90	250
17/12/2014	II Trim 2013	89.22	15 000
17/12/2014	III Trim 2013	91.13	3 310
17/12/2014	IV Trim 2013	88.93	23 040
17/12/2014	I Trim 2014	97.19	2 056
17/12/2014	II Trim 2014	96.91	39 551
17/12/2014	III Trim 2014	96.47	341 945
17/12/2014	IV Trim 2014	95.50	500
14/01/2015	2012	86.52	1 411
14/01/2015	I Trim 2013	89.28	331
14/01/2015	II Trim 2013	89.28	510
14/01/2015	III Trim 2013	89.14	9 945
14/01/2015	IV Trim 2013	89.10	2 703
14/01/2015	I Trim 2014	97.39	2 028
14/01/2015	II Trim 2014	96.57	1 753
14/01/2015	III Trim 2014	96.31	77 456
14/01/2015	IV Trim 2014	95.79	249 866
21/01/2015	2012	87.35	8 899
21/01/2015	I Trim 2013	89.27	1 517
21/01/2015	II Trim 2013	89.26	1 487
21/01/2015	III Trim 2013	89.21	1 445
21/01/2015	IV Trim 2013	88.91	27 533
21/01/2015	I Trim 2014	96.51	250
21/01/2015	II Trim 2014	96.43	525
21/01/2015	III Trim 2014	96.64	12 324
21/01/2015	IV Trim 2014	96.41	213 649

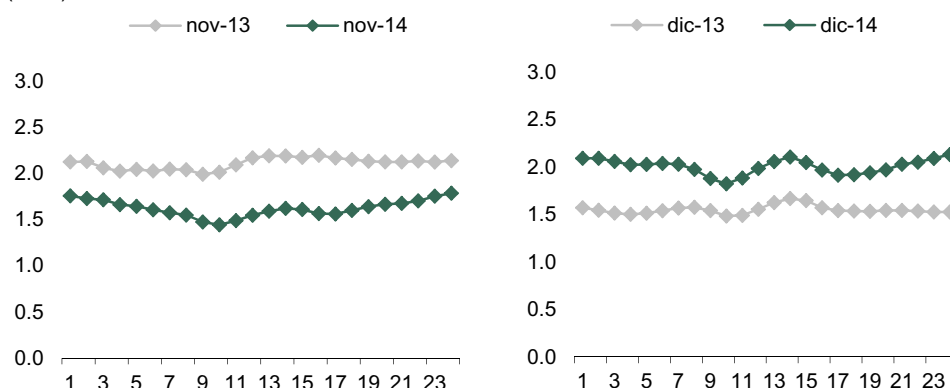
Fonte: GME

esattamente il contrario, in quanto in tutte le ore della giornata media del mese in questione, il 2013 ha riportato un livello di produzione più basso rispetto al 2014. Il profilo medio giornaliero è invece risultato più piatto nel 2013 che nel 2014 in entrambi i mesi considerati (**Figura 4**).

Nei mesi di novembre e dicembre 2014 le campane fotovoltaiche non hanno riportato variazioni di particolare rilievo rispetto a quelle degli stessi mesi del 2013; si rileva solo che per entrambi i mesi il picco della campana è risultato lievemente più elevato nel 2013, ed anche sulla base dei dati mensili di Terna le produzioni 2013 sono risultate poco più elevate di quelle 2014 (**Figura 5**).

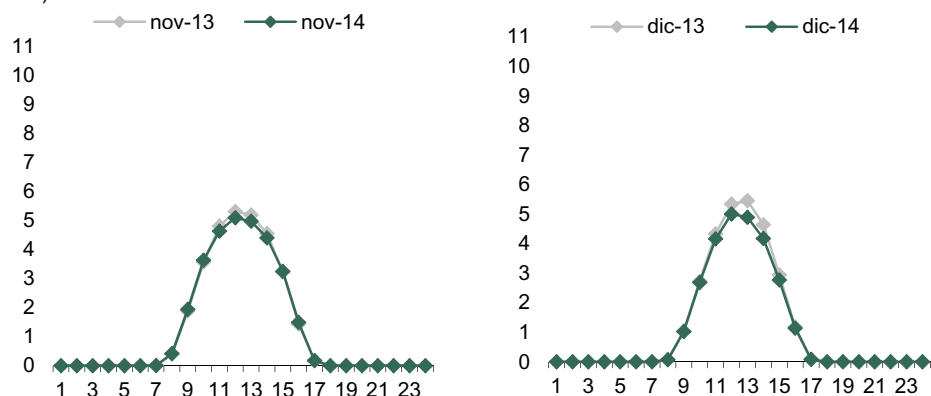
Il profilo medio giornaliero della produzione idroelettrica di novembre e dicembre 2014 è rimasto sostanzialmente allineato ai profili medi di novembre e dicembre 2013, ma nel 2014 in entrambi i mesi si è registrato un livello di produttività media oraria lievemente superiore al 2013 per la maggior parte delle ore della giornata (**Figura 6**).

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



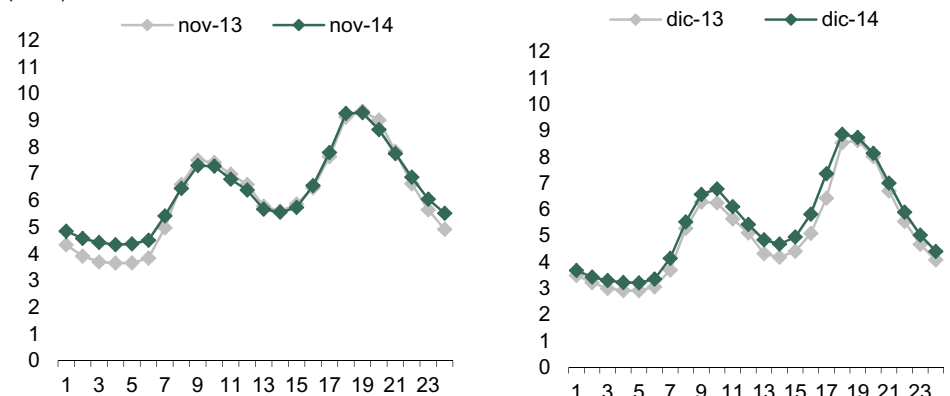
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna

Figura 5. FV: profilo di produzione medio orario, novembre - dicembre
(GWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna

Figura 6. Idroelettrico: profilo di produzione medio orario, novembre - dicembre
(GWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna

Andamento del mercato TEE

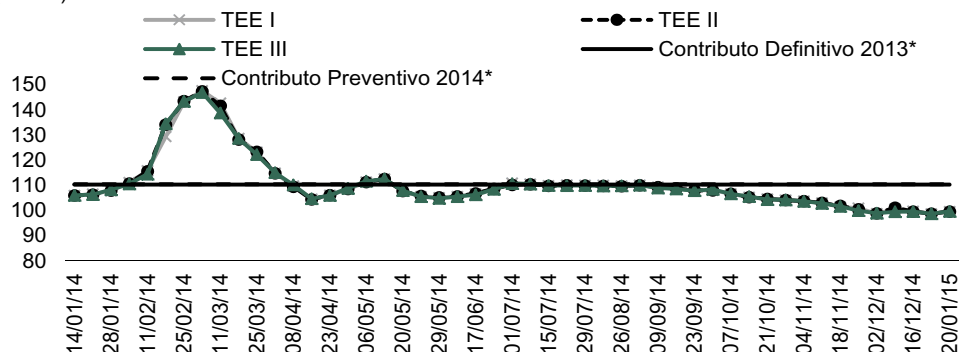
Negli ultimi mesi (tendenzialmente a partire dall'estate 2014 in poi) i prezzi di tutte le tipologie di TEE scambiati nelle sessioni di borsa hanno registrato progressive contrazioni, arrivando nella sessione del 20 gennaio 2015 a prezzi inferiori ai 100 €/TEE, cioè valori di oltre 10 €/TEE inferiori al contributo tariffario preventivo fissato dall'Autorità⁶ per l'anno d'obbligo 2014⁷, pari a 110.39 €/TEE (Figura 7)⁸.

⁶ Determina 30 giugno 2014, DMEG/EFR/9/2014.

⁷ 1 giugno 2014 - 31 maggio 2015.

⁸ La figura riportata solo gli andamenti dei prezzi e dei volumi dei TEE di tipologia I, II e III, che costituiscono la maggior parte dei titoli scambiati; 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 in linea con i prezzi degli altri titoli e concorrono anch'essi alla definizione del contributo tariffario.

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

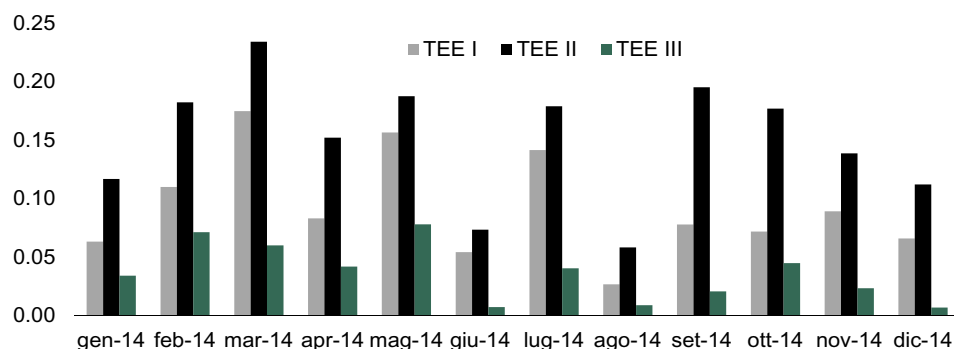


* AEEGSI (prezzi da inizio 2014)

Fonte: AEEGSI e elaborazioni REF-E su dati GME

In termini di volumi mensili complessivi i mesi di ottobre e novembre sono risultati in linea con settembre, mentre a dicembre si è registrato un calo legato in buona parte al minor numero di sessioni. A ottobre sono infatti transitati quasi 0.30 milioni di titoli, mentre a novembre 0.26 e nelle tre sessioni di dicembre circa 0.19 (Figura 8).

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

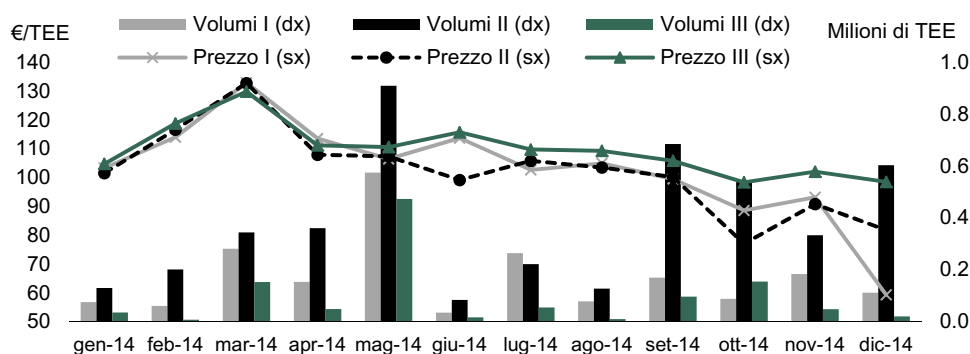


Volumi mensili da inizio 2014

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

Sulla piattaforma OTC negli ultimi tre mesi (ottobre, novembre, dicembre 2014) il prezzo medio mensile ponderato degli scambi di tutti i titoli è risultato sempre significativamente inferiore ai 100 €/TEE. Anche i volumi OTC degli ultimi tre mesi segnano dei cali rispetto a quanto registrato a settembre, quando nel complesso sono stati scambiati 0.95 milioni di titoli: a ottobre gli scambi hanno riguardato 0.87 milioni di TEE, a novembre 0.61 e a dicembre 0.73 (Figura 9).

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



Prezzi e volumi mensili da inizio 2014

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

IMPRESE E ISTITUZIONI

EPH: un nuovo operatore nel mercato elettrico italiano

Il 12 gennaio 2015 viene annunciata la cessione degli asset termoelettrici di E.on a EPH, l'operazione, soggetta al via libera dell'antitrust europea, potrebbe modificare le dinamiche del comparto della generazione. Entra, come sesto operatore del mercato per capacità installata, un gruppo finora poco conosciuto, ma protagonista negli ultimi anni di un rapido processo di crescita per linee esterne e con un profilo di business diversificato fra energia elettrica e gas e fra attività a mercato e regolamentate, integrato verticalmente nella produzione di carbone e gas, con marginalità in crescita e con un livello di indebitamento relativamente basso.

Ceduto il primo ramo delle attività italiane di E.on

Il 12 gennaio varie fonti di stampa hanno riportato la notizia circa l'accordo fra *Energetický a Průmyslový Holding* (di seguito EPH) e E.on per la vendita degli asset termoelettrici italiani all'azienda con base in Repubblica Ceca. L'operazione, sebbene non ancora conclusa e in attesa del via libera dall'Antitrust europea, porterebbe all'ingresso di un nuovo operatore nel mercato italiano, che diventerebbe il sesto *player* in termini di potenza installata. La vendita dei soli asset termoelettrici, considerata la più problematica stante l'*overcapacity* che caratterizza il settore, fa presupporre che anche gli altri rami di E.on (parco idroelettrico, rigassificatore OLT e ramo vendita) saranno venduti separatamente, presumibilmente a soggetti diversi.

Il parco di generazione acquisito da E.on è composto dalla centrale a carbone di Fiume Santo (600 MW) e da 6 impianti a ciclo combinato: 3 centrali interamente detenute da E.on Italia e 3 partecipate con quote variabili fra il 50% e il 75%. La potenza acquisita, assegnando pro-quota rispetto alla partecipazione detenuta, è pari a 3,900 MW di cui però più di 600 MW sono in conservazione. Il prezzo di vendita non è stato reso noto e non è possibile neanche stimare una *range* di valori in quanto E.on Italia non è quotata e non ha obblighi di *disclosure* pubblica circa gli asset detenuti e i risultati.

EPH protagonista nel segmento M&A nel corso degli ultimi anni

L'accordo con EPH determina l'ingresso in Italia un operatore fino a ora poco conosciuto all'interno dei nostri confini, ma che a livello europeo, nel corso degli ultimi anni, è stato molto attivo e ha portato a segno una serie di acquisizioni sia nel ramo gas sia in quello elettrico. A livello europeo, dal 2010 si ritrova il gruppo EPH come potenziale acquirente in oltre 14 operazioni. Di queste, 5 non sono sfociate in una acquisizione, 2 possono essere classificate come *rumor* ancora attuali in quanto emersi a fine 2014, mentre le altre 7 hanno portato all'acquisizione di un pacchetto azionario da parte di EPH. Nel corso del 2011 EPH ha acquisito da E.on e GDF il 49% di SPP, primo player slovacco nel settore gas (trasporto, distribuzione e vendita). Nel 2012 il gruppo ha rilevato da una società statunitense il 42% dell'impianto a carbone di Schkopau (Germania) con capacità installata pari a 900 MW con l'obiettivo di sfruttare le sinergie derivanti dai giacimenti di carbone tedeschi in capo a MIBRAG, società facente parte del gruppo EPH. Nel corso del 2013 sono state perfezionate diverse operazioni di finanza straordinaria:

- l'acquisizione di una partecipazione di minoranza (40%) in NAFTA, società slovacca attiva nell'esplorazione e produzione di combustibili e nello sviluppo e gestione di siti di stoccaggio gas
- l'acquisizione, da EdF, del 49% di Stredoslovenská energetika (SSE), società attiva nella vendita di energia elettrica e gas in Slovacchia.
- l'acquisizione, attraverso MIBRAG, di Helmstedter Revier GmbH, società del gruppo E.on Germania proprietaria di un impianto a lignite da 390 MW.

Infine sono in fase di approvazione da parte dell'antitrust europea le acquisizioni annunciate nel 2014 degli impianti termoelettrici di E.on Italia e di Eggborough HoldCo 2, società di diritto lussemburghese che detiene il controllo di un impianto termoelettrico a carbone di 2,000 MW nel Regno Unito.

Complessivamente il gruppo EPH detiene partecipazioni dirette in più di 40 società coprendo l'intera filiera, dalla produzione di carbone fino alla distribuzione e vendita di energia elettrica e gas. EPH ha 5 linee di business principali:

- Attività estrattiva
- Trasporto, distribuzione e stoccaggio di gas naturale
- Cogenerazione
- Produzione di energia elettrica
- Distribuzione e vendita di energia elettrica

Attualmente il gruppo ha una capacità installata di 1,750 MW elettrici e 4,500 MW termici che garantiscono una produzione di 8.6 TWh e 19,900 TJ di calore. Nel comparto gas grazie alla infrastrutture di trasporto gestite in Slovacchia, EPH trasporta 57 Gmc e distribuisce circa 5 Gmc. A livello di risultati di gruppo i dati pubblicamente disponibili riguardano alcune voci consolidate pro-forma 2012: a fronte di ricavi pari a 4.6 miliardi di euro l'EBITDA è stato pari a 1.3 miliardi. Il risultato consolidato 2013 è stato determinato per circa il 45% dall'attività di estrazione mineraria, con una marginalità rimasta sostanzialmente stabile rispetto al 2012.

Sebbene le informazioni a livello di consolidato siano limitate, è possibile analizzare i risultati delle principali società nei diversi filoni di *business*.

Il business gas

Per quanto riguarda il segmento gas, l'attività di trasporto in capo a Eustream ha registrato nell'ultimo biennio una crescita considerevole del risultato operativo con un EBIT (utile prima delle imposte e degli oneri finanziari) passato da 230 a 400 milioni di euro fra il 2011 e il 2013. Nel corso del 2013 gli asset di trasmissione sono stati conferiti direttamente a Eustream che ha visto quindi un balzo negli asset totali a bilancio. Nonostante il conferimento di asset e la crescita della posizione finanziaria netta, il livello di indebitamento rimane su valori in linea con altri TSO europei, al di sotto di 0.5 (rapporto D/E). I dati disponibili sui risultati dell'attività di distribuzione gas e dello sviluppo e gestione dei siti di stoccaggio si fermano al 2012, in entrambi i casi è possibile osservare un andamento stabile rispetto al biennio precedente con un margine operativo (EBIT) vicino ai 400 milioni di euro per l'attività di distribuzione e di poco superiore ai 100 milioni di euro per quella di stoccaggio. Sia Spp Distribúcia (distribuzione gas) che Nafta (stoccaggio) hanno un livello di indebitamento molto contenuto e un ritorno sul capitale investito rispettivamente intorno al 4% e al 9%.

La produzione e vendita di energia elettrica e calore

L'attività di produzione di energia elettrica e calore, distribuzione di energia elettrica e vendita di energia elettrica e gas sono raggruppate all'interno della holding EP energy. EP energy nel corso del 2013 ha registrato un EBITDA consolidato di 496 milioni di euro in crescita del 14% rispetto al 2012 anche grazie al consolidamento a partire dal 2013 del 49% detenuto in Stredoslovenská energetika (SSE), società attiva nella vendita di energia elettrica e gas. Complessivamente EP energy ha un ritorno sul capitale investito dell'11% e un livello di indebitamento (D/E) nell'intorno di 0.5. Il segmento di generazione di calore ed elettrica e vendita ha registrato una contrazione consistente con un calo di EBITDA di oltre il 12% e un livello 2013 di 199 milioni di euro. A determinare la riduzione è stato il comparto di generazione a causa della contrazione dei prezzi sui mercati elettrici. La riduzione del prezzo medio di vendita sui mercati dell'Europa centrale ha determinato anche un calo dei volumi a seguito della diversa ottimizzazione degli impianti e una produzione maggiormente concentrata in un numero più ridotto di ore. L'attività di vendita di energia elettrica e gas sul mercato al dettaglio contribuisce in modo marginale al risultato consolidato: nel corso del 2013 l'EBITDA è stato pari a 22 milioni di euro, in moderata crescita rispetto all'anno precedente.

GAS NATURALE

Analisi statistica e novità dal mercato

Le temperature frenano la discesa della domanda su base tendenziale, con importazioni dalla Russia in forte diminuzione ed erogazioni da stoccaggio in aumento. I prezzi spot e forward sono in veloce discesa, anche a seguito del crollo delle quotazioni petrolifere, che rendono i contratti di importazione (stimati dall'Autorità) più convenienti dello spot, e nonostante i picchi di fine 2014 influenzati dall'attivazione della sessione G-1 e dalla dichiarazione dello stato di "allarme". Dopo Panigaglia e Livorno, anche il terminale GNL di Rovigo partecipa al servizio di peak shaving.

Si arresta la discesa della domanda gas

Dopo i risultati drammatici in chiusura del 2014 (-13.1% a dicembre), all'inizio del nuovo anno la domanda gas è in aumento (+0.5% nei primi 18 giorni). La ripresa è in parte spiegata dalle temperature più rigide che hanno caratterizzato finora il mese di gennaio (quasi 2°C in meno rispetto al 2014) e che hanno indotto a un maggiore utilizzo degli impianti di riscaldamento. Infatti, il settore della distribuzione registra l'aumento più consistente (+6.6%). Gli elementi strutturali che guidano il trend decrescente sembrano tuttavia confermati: ancora un calo consistente si registra nel termoelettrico (-17%) seguito dal settore industriale (-2.8%), con andamento medio nell'anno termico in forte discesa (-8.5%).

Le importazioni scendono

A dicembre 2014 le importazioni hanno toccato un picco negativo (-29%) che sembra essersi ridimensionato nei primi giorni di gennaio (-10%), in linea con l'andamento della domanda gas. Le minori importazioni sono state in parte compensate da maggiori erogazioni dagli stoccaggi (+73% a dicembre). La più consistente riduzione di import si registra dal Tarvisio, del 33% rispetto allo stesso periodo del 2014 (primi 18 giorni di gennaio), dove continuano a registrarsi ormai sistematici ammanchi rispetto a quanto nominato dagli operatori al gestore di rete (**Figura 2**), mediamente per più di 3 Mmc/g. Sono invece in aumento le forniture provenienti da Passo Gries e dalla Libia e sono più che raddoppiate le importazioni dal terminale GNL di Cavarzere.

I prezzi crollano

I prezzi per le consegne a breve agli *hub* europei sono crollati tra dicembre 2014 e gennaio 2015 (-12% circa su tutti gli *hub* europei). Il valore medio si attesta sui 20.10 €/MWh (-23% rispetto a gennaio 2014). Il prezzo più alto d'Europa si registra al PSV (22.45 €/MWh). Tra la fine del 2014 e i primi giorni del 2015 si sono generati alcuni picchi di prezzo al PSV dopo che il 30 dicembre 2014 il Ministero dello Sviluppo Economico ha dichiarato lo stato di allarme, il secondo dei tre livelli di crisi previsti dal Piano Emergenza in vigore (preallarme, allarme, emergenza) (**Figura 5**). In realtà, come si evince dai dati Stogit ed Edison Stoccaggio, i livelli di stoccaggio sono attualmente in linea con quanto registrato negli scorsi anni. Sono stati il deterioramento del quadro meteorologico e le forti contrazioni dei flussi dalla Libia (a metà dicembre i livelli d'importazione sono scesi a 12.4 Mmc) a far scattare l'allarme.

Lo svolgimento della sessione G-1 (tre volte in tutto) ha influenzato le quotazioni *day ahead* OTC per il gas in consegna sul PSV, aumentando la volatilità delle quotazioni giornaliere sul mercato italiano. Tuttavia il fenomeno è rimasto circoscritto a pochi giorni: il livello di riempimento degli stoccaggi nella media stagionale e il rientro delle preoccupazioni sulle importazioni dalla Libia, insieme a temperature nella media stagionale, hanno portato a una rapida soluzione della "crisi".

In effetti le quotazioni medie dei prezzi non hanno risentito particolarmente dei picchi, e lo *spread* medio tra PSV e TTF è rimasto costante. Sembra prevalere l'effetto del crollo del prezzo del *brent* (che a gennaio ha raggiunto i 48 \$/bbl), a cui molti contratti di importazione sono ancora legati, e che sta spingendo al ribasso le quotazioni *forward*, in particolare a partire dal II trimestre del 2015.

Meccanismo per la rinegoziazione

La situazione del mercato è rappresentata anche dall'Autorità: con l'aggiornamento annuale del meccanismo di incentivazione alla rinegoziazione (delibera 549/2014/R/gas), l'Autorità ha rivisto i parametri per la stima di prezzo di lungo periodo e aumentato l'elasticità del prezzo di

importazione alle variazioni dei prodotti petroliferi, riflettendo così gli effetti delle rinegoziazioni dei contratti di importazione. Le riduzioni delle quotazioni petrolifere realizzate e attese per i prossimi mesi, rendono la stima del prezzo dei contratti di lungo periodo inferiore al mercato spot già a partire da questo mese, con un differenziale che si amplia nel corso dell'anno (Figura 7).

Domanda

Tabella 1. Domanda di gas naturale
(Mmc/g e variazioni tendenziali)

	Dic 2014	Dic 2013	Var. %	Gen 2015	Gen 2014	Var. %
Industriale	34	36	-5.0%	35	36	-2.8%
Termoelettrico	51	65	-21.0%	51	61	-17.0%
Distribuzione	153	174	-11.9%	173	162	6.6%
Altro	7	8	-12.9%	8	7	28.4%
Totale prelevato	246	283	-13.1%	267	266	0.5%
Temperature	9.7	7.5	-	6.5	8.3	-

Ultimo dato 18 gennaio 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	1	1	-2.8%	4	4	-4.9%
Termoelettrico	1	1	-17.0%	6	7	-15.8%
Distribuzione	3	3	6.6%	12	13	-6.7%
Altro	0	0	28.4%	1	1	4.5%
Totale prelevato	5	5	0.5%	23	25	-8.5%

Valori cumulati fino al 18 gennaio 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

Offerta

Tabella 3. Offerta di gas naturale
(Mmc/g e variazioni tendenziali)

	Dic 2014	Dic 2013	Var. %	Gen 2015	Gen 2014	Var. %
Importazioni	158	224	-29%	161	179	-10%
Prod. Nazionale	20	20	2%	18	19	-5%
Stoccaggi	68	39	73%	87	67	30%
Capacità max	348	353	-1%	348	353	-1%
Load Factor	45%	63%		46%	51%	

Ultimo dato 18 gennaio 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

Tabella 4. Offerta cumulata di gas naturale
(Gmc e variazioni tendenziali)

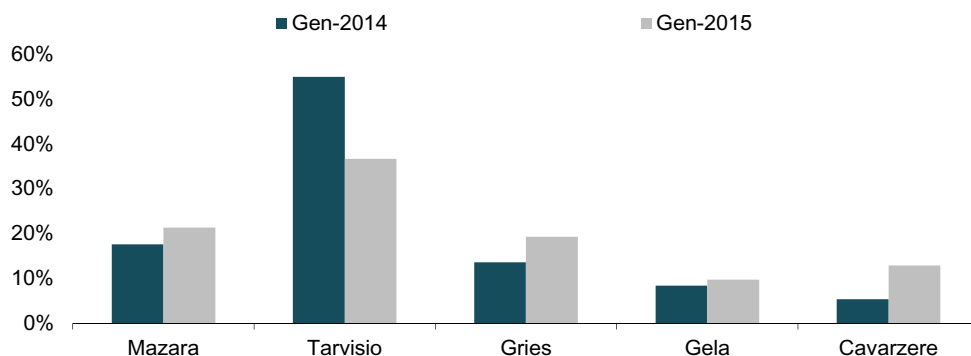
	AS 2015	AS 2014	Var. %	AT 2014	AT 2013	Var. %
Importazioni	2.9	3.2	-9.9%	16.3	20.0	-18.9%
Prod. Nazionale	0.3	0.3	-5.2%	2.1	2.2	-3.7%

Valori cumulati fino al 18 gennaio 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

Importazioni

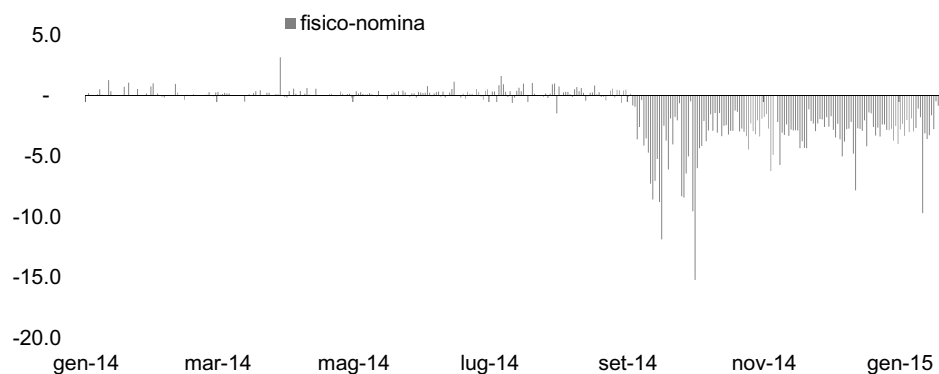
Figura 1. Importazioni per punto d'entrata in percentuale sul totale a gennaio 2014 e 2015 (%)



Valori al 18 gennaio 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

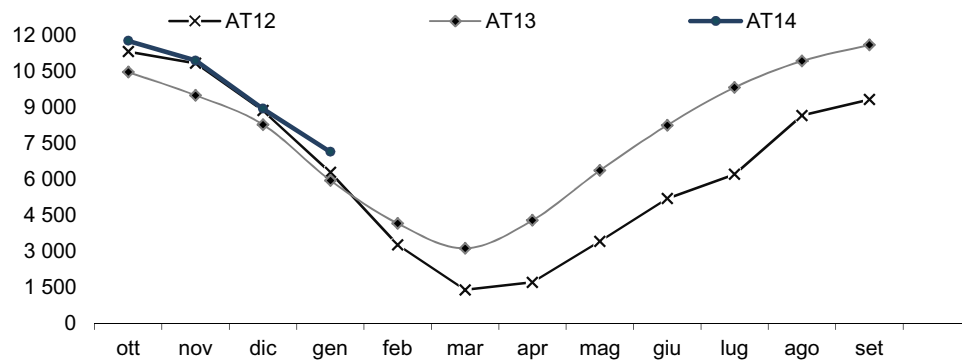
Figura 2. Differenze tra flussi fisici e nomine a Tarvisio (Mmc/g)



Fonte: Snam Rete Gas

Stoccaggio

Figura 3. Giacenza in stoccaggio a fine mese in Italia (Mmc) Ultimi Valori Mensili

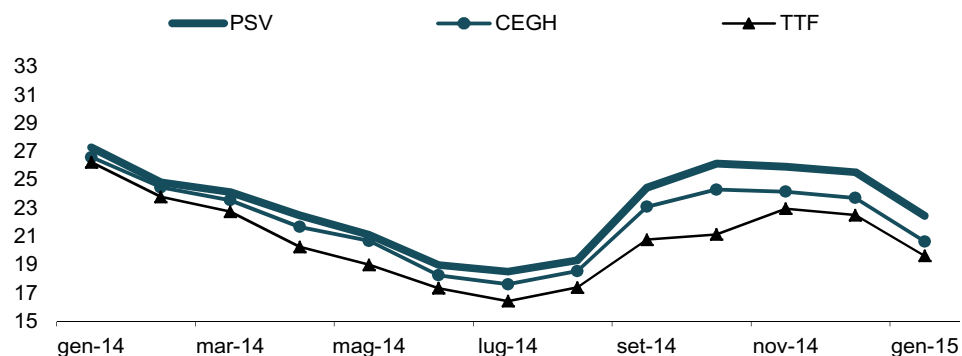


Ultimo dato 20/01/2015

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

Prezzi

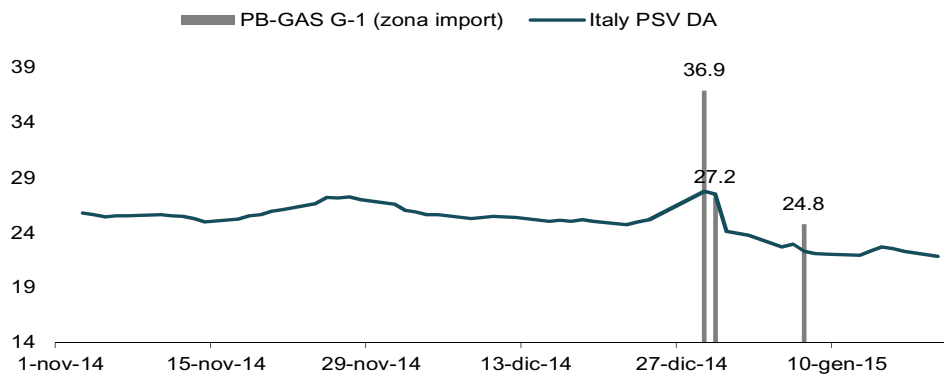
Figura 4. Prezzi day-ahead al PSV e in Europa (€/MWh)



Ultimo dato 18 gennaio 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Platts

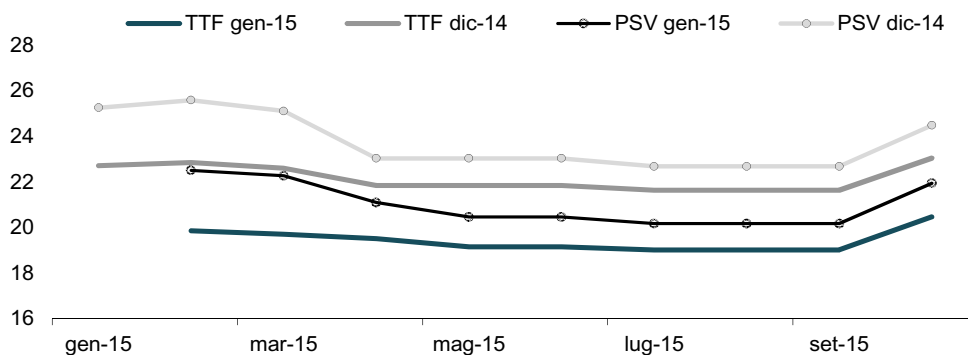
Figura 5. Prezzi giornalieri del gas al PSV e esiti sessione G-1 del mercato di bilanciamento (€/MWh)



Ultimo dato 20 gennaio 2015

Fonte: Platts, GME

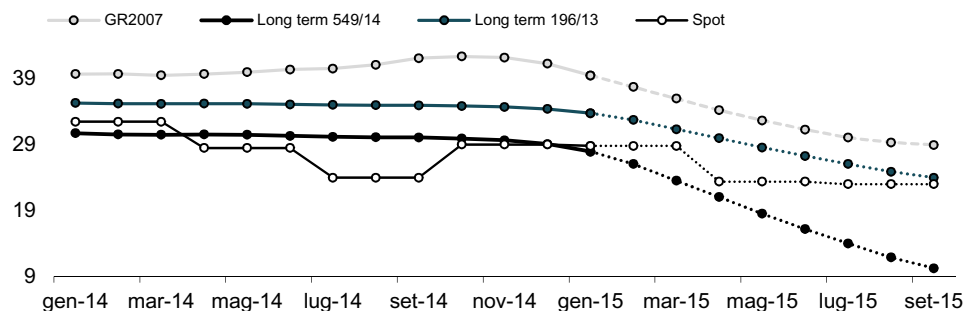
Figura 6. Curva a termine del prezzo gas al TTF e PSV costruita attraverso i prodotti forward (€/MWh) (media mese)



Ultimo dato 22/01/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Albasoluzioni

Figura 7. Gas release 2007, costo di approvvigionamento long term e spot
(€/cent/mc)

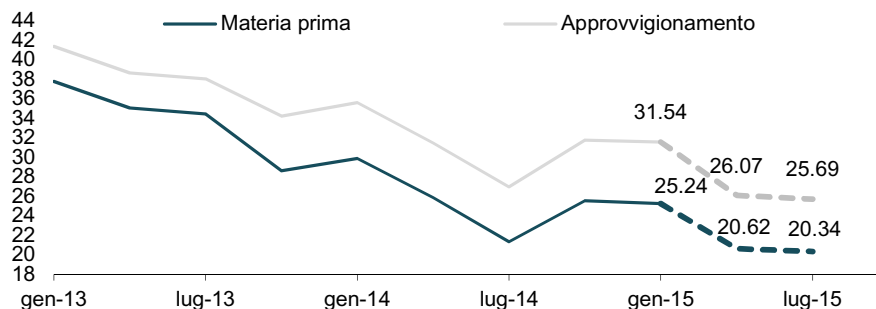


PCS 38.52 MJ/mc, il confronto avviene al PSV; Spot: C_{MEM},

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 22/01/2015

Figura 8. 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 23/01/2015

* 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

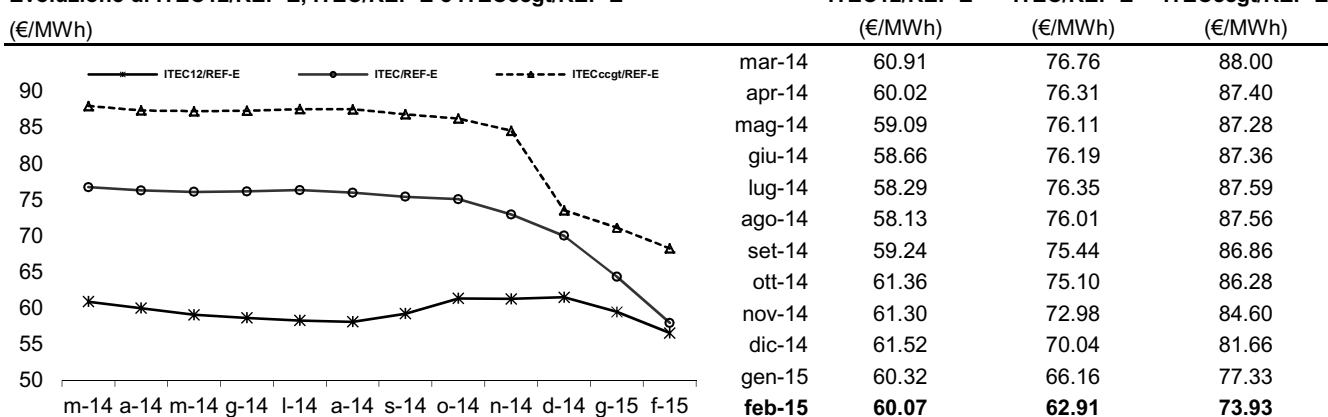
L'evoluzione di ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di gennaio 2015 è pari a 59.49 €/MWh, in calo del -3.3% sul dato di dicembre 2014 (61.52 €/MWh). L'andamento in deciso ribasso dell'indice è legato al calo di prezzo registrato da TTF (-2.0%), carbone (-4.8%) e Brent (-20.7%) durante il mese di dicembre, mentre contestualmente il cambio \$/€ ha registrato una diminuzione del -1.1%, compensando solo in maniera residuale l'effetto delle dinamiche dei combustibili sull'andamento dell'indice.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di gennaio 2015 si attesta a 64.37 €/MWh, in calo del -8.1% sul consuntivo di dicembre 2014 (70.04 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di gennaio risulta pari a 76.22 €/MWh, in diminuzione del -6.7% sul consuntivo del mese precedente (81.66 €/MWh). L'andamento al ribasso dei due indici è legato ai cali di prezzo registrati da tutti i combustibili sottostanti (olio BTZ -24.4%, Brent -20.7%, gasolio -19.0%, carbone -4.8%) durante il mese di dicembre, mentre il cambio \$/€ ha registrato una diminuzione del -1.1%.

Il valore *forward* per il mese di febbraio dell'indice ITEC12/REF-E, basato sulle quotazioni di mercato del 22 gennaio, è pari a 56.58 €/MWh, in calo del -4.9% rispetto al consuntivo di gennaio. I valori *forward* per il mese di febbraio di ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E, anch'essi aggiornati al 22 gennaio, sono pari a 57.96 €/MWh e 69.73 €/MWh, entrambi in flessione, rispettivamente del -10.0% e del -8.5%, sul consuntivo di gennaio.

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 22/01/2015.

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 gennaio 2014 è pari a 25.2135 €/MWh, risultato di una componente transazioni pari a 25.1978 €/MWh e di un valore leggermente superiore rilevato attraverso le *survey* (25.25 €/MWh). La quotazione di gennaio 2014 è in netta discesa (-4.1%) rispetto al prodotto con consegna a dicembre 2014, quotato 26.292 €/MWh, e molto lontana dalla quotazione di gennaio 2014 che aveva sfiorato i 30 €/MWh. Il volume complessivo transato (2,965 MW) e il numero di operazioni registrate (111) sono invece aumentati rispetto a quelli del prodotto con consegna nel mese precedente, per il quale erano state registrate 61 operazioni per un volume complessivo di 1,900 MW. I primi scambi del prodotto con consegna a febbraio 2015, relativi a un campione di 73 operazioni e un volume totale scambiato di 1,535 MW, non danno segnali di ripresa al PSV, nonostante l'avanzare della stagione invernale. Al 15 gennaio, infatti, il valore del gas con consegna nel prossimo mese è di 22.5441 €/MWh, -10% rispetto all'ultimo dato consuntivo. I prezzi del gas con consegna al PSV non sembrano riprendersi nemmeno a marzo, mese in cui le consegne sono quotate intorno ai 22 €/MWh. Le quotazioni per il gas in consegna nella prossima stagione estiva scendono ulteriormente sotto i 21 €/MWh, mentre il mercato per l'ultimo trimestre di quest'anno prezza il gas intorno a 22 €/MWh. Rispetto al mese scorso, c'è stata una marcata discesa delle quotazioni su tutte le scadenze, calate 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