



Soci Sostenitori

A2A SpA, AET Azienda Elettrica Ticinese, Aimag, Anigas, Axpo Italia SpA, Banca Imi SpA, CCSE Cassa Conguaglio Settore Elettrico, CdP Cassa Depositi e Prestiti, Confindustria, CVA Trading Srl, E.ON Italia SpA, Edison SpA, Enel Green Power SpA, Erg SpA, Utilitalia, GdF Suez Energia Italia SpA, Hera Trading Srl, Innovatio SpA, Iren Mercato SpA, Repower Italia SpA, RWE Innogy Italia SpA, Sorigenia 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

- Il meccanismo di capacità francese sotto la lente europea

I primi risultati della valutazione della Commissione Europea circa la compatibilità tra il meccanismo di capacity obligation francese e la normativa comunitaria in materia di aiuti di Stato sembrano presentare diversi spunti rilevanti anche dal punto di vista italiano. La necessità di una partecipazione diretta sia della demand-response, sia della capacità cross-border, la non distorsione delle rendite di congestione delle interconnessioni e la necessità che il valore della capacità tenda automaticamente a zero in caso di adeguatezza della capacità stessa, emergono come elementi necessari per la Commissione Europea nel disegno di qualsiasi meccanismo di remunerazione della capacità.

pag. 3

- Box - Simulare il capacity market: la nuova App REF-E

pag. 7

ENERGIE RINNOVABILI ED EFFICIENZA

- Nuovo Conto Termico: basteranno le novità per aumentarne l'efficacia?

Le modifiche apportate alla regolazione del Conto Termico mirano a rendere il meccanismo più attrattivo, visti i risultati deludenti ottenuti finora. La semplificazione, l'aumento del livello di incentivazione e la diversificazione tra diverse tecnologie sono le direttrici che hanno guidato l'aggiornamento. Tuttavia, la coesistenza con un sistema di detrazioni fiscali per il risparmio energetico, la cui aliquota rimarrà al 65% anche per quest'anno, e le tempistiche per l'effettiva entrata in operatività potrebbero limitare la portata delle modifiche, in termini di maggior appetibilità del meccanismo, anche per il 2016.

pag. 8

- Box - Strategia per il riscaldamento e il raffreddamento: l'approccio "soft" della UE

pag. 12

GAS NATURALE

- Conferimento stoccaggio 2016: aumenta l'offerta di capacità a un costo probabilmente ancora ridotto

La capacità messa all'asta aumenta da aprile 2016 del 25% rispetto a oggi e il prezzo di esito della prima asta potrebbe essere solo leggermente superiore a quello registrato a marzo 2015.

pag. 13

- Monitoraggio gare gas

Il rinvio delle gare gas e la soppressione delle sanzioni previste in caso di non rispetto dei termini per la pubblicazione del bando, approvati con la conversione in legge del Milleproroghe, fanno presumere un nuovo rallentamento o forse addirittura una battuta di arresto di tutto il processo.

pag. 16

INDICATORI

- Dati di mercato

pag. 18

- Dati settori incentivati e regolati

pag. 19

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Giulia Ardito, Sergio Ascarì,
Donatella Bobbio, Virginia
Canazza, Giacomo Ciapponi, Mario
Cirillo, Michele Dalena, Tommaso
Franci, Ana Georgieva, Giulia
Mazzanti, Pasquale Panebianco,
Giorgio Perico, Beatrice Petrovich,
Silvia Prati, Alan Ben Seralvo

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.

Al momento della pubblicazione tutti i link verso siti sono funzionanti. Il titolare del sito e relativo webmaster declinano ogni responsabilità per url non trovate a causa di modifiche effettuate dai relativi gestori di siti internet e invitano i navigatori ad approfondire le tematiche cercando sui motori di ricerca disponibili.

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.
- **Energy Outlook** è il quadrimestrale di previsione dello sviluppo a medio termine del mercato elettrico e del gas sulla base del modello di simulazione Elfo++. Delinea l'evoluzione della domanda e dell'offerta, fornendo previsioni su: costi di produzione, prezzi concorrenziali (nazionali e zonali), possibili effetti delle strategie degli operatori alla luce delle condizioni strutturali e della normativa.

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

- **Energy Outlook** n. 1 - Febbraio 2016
- **Energia Verde 2015** - Rapporto sullo stato e le prospettive per la promozione dell'energia rinnovabile - Novembre 2015
- **Working paper "Natural gas consumption in the household sector: the impact of energy efficiency and fuel switching"** - n. 13 / Ottobre 2015
- **Working paper "La filiera degli usi finali del GNL"** - n. 12 / Luglio 2015

MERCATO ELETTRICO

IL MECCANISMO DI CAPACITÀ FRANCESE SOTTO LA LENTE EUROPEA

I primi risultati della valutazione della Commissione Europea circa la compatibilità tra il meccanismo di capacity obligation francese e la normativa comunitaria in materia di aiuti di Stato sembrano presentare diversi spunti rilevanti anche dal punto di vista italiano. La necessità di una partecipazione diretta sia della demand-response, che della capacità cross-border, la non distorsione delle rendite di congestione delle interconnessioni e la necessità che il valore della capacità tenda automaticamente a zero in caso di adeguatezza della capacità stessa emergono come elementi necessari per la Commissione Europea nel disegno di qualsiasi meccanismo di remunerazione della capacità.

A distanza di quasi un anno dall'avvio da parte della Commissione Europea di un'indagine formale sui meccanismi di remunerazione della capacità implementati o in corso di implementazione in numerosi Stati membri dell'Unione Europea (UE)¹, a inizio mese è stato finalmente reso pubblico sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea (Aiuto di Stato SA.39621 (2015/C) (ex 2015/NN)) il primo parziale risultato: la decisione presa a metà novembre 2015 da parte della Commissione di indagare più approfonditamente la compatibilità tra il meccanismo di *capacity obligation* francese (*Newsletter 186*) e la normativa europea in materia di aiuti di Stato. In estrema sintesi, la Commissione ha infatti rilevato come il meccanismo di remunerazione della capacità francese non soltanto rappresenti un aiuto di Stato, ma sia anche non compatibile con il mercato interno europeo. Essendo stata già avviata ad aprile 2015 la prima fase di certificazione dei gestori di capacità², secondo la Commissione l'aiuto di Stato sarebbe stato peraltro già messo in atto dalle autorità francesi senza notifica³ e quindi in violazione degli obblighi previsti dalla normativa comunitaria. Al di là del profilo di legalità del meccanismo di *capacity obligation* francese, diverse sono in ogni caso le osservazioni della Commissione Europea su questo specifico meccanismo che potrebbero indicarne l'orientamento più generale in materia e essere dunque da essa estese anche al meccanismo di remunerazione della capacità italiano (*Newsletter 162, 178, 179 e 186*). Questo articolo dopo aver pertanto riassunto le valutazioni della Commissione Europea sul meccanismo di *capacity obligation* francese, ne analizza le possibili implicazioni per l'Italia.

LE ARGOMENTAZIONI DELLA COMMISSIONE

FINANZIAMENTO ATTRAVERSO RISORSE STATALI

La prima parte delle osservazioni della Commissione Europea sul meccanismo di *capacity obligation* francese sono finalizzate a stabilire se questo meccanismo rappresenta o meno un aiuto di Stato tale non soltanto da assicurare un vantaggio selettivo a uno specifico settore dell'economia francese, ma anche di generare effetti avversi sulla concorrenza e sugli scambi transfrontalieri di energia elettrica. Al riguardo, la Commissione nota innanzitutto come, nonostante il suo disegno preveda che i prezzi dei certificati di capacità siano determinati secondo un meccanismo di mercato, con un intervento pubblico limitato esclusivamente alla fissazione del criterio di adeguatezza pari a 3 ore/anno di *Loss Of Load Expectations* (LOLE), il meccanismo di *capacity obligation* francese consista di fatto in un aiuto di Stato. Per la Commissione infatti affinché ci si trovi in presenza di un aiuto di Stato non è necessario che vi sia un trasferimento diretto dal bilancio pubblico, ma è sufficiente una semplice redistribuzione dei fondi delle imprese private imposto dalla legislazione. In particolare, nell'ambito del meccanismo di *capacity obligation* lo Stato francese non soltanto assegna ai gestori di capacità (produttori e *demand-response*) dei certificati di capacità a titolo gratuito invece che a titolo oneroso o mediante aste, con una conseguente rinuncia a potenziali entrate, ma crea altresì artificialmente una domanda di certificati di capacità e un relativo mercato attraverso l'imposizione di un obbligo di quota sui fornitori con una conseguente deduzione obbligatoria dai fondi di questi soggetti.

¹ I paesi considerati nell'indagine sono Belgio, Croazia, Danimarca, Francia, Germania, Irlanda, Italia, Polonia, Portogallo, Spagna e Svezia.

² Durante questa fase viene effettuata l'allocatione dei certificati di capacità a beneficio di produttori e *demand-response* coerentemente con il loro contributo alla riduzione del rischio di adeguatezza, cioè con la loro disponibilità di capacità nelle ore di picco di carico.

³ Secondo il Trattato di funzionamento dell'Unione Europea un aiuto di Stato non può infatti essere messo in atto prima della sua notifica alla Commissione Europea e della decisione di quest'ultima circa la sua liceità.

RIFERIMENTI NORMATIVI

- Aiuto di Stato SA.39621 (2015/C) (ex 2015/NN)

ARTICOLI CORRELATI

- Il possibile impatto del futuro sistema di remunerazione della disponibilità di capacità (*Newsletter 162*)
- Aiuti di Stato per energia e ambiente: più mercato (*Newsletter 177*)
- *Capacity payment* "flessibile", un meccanismo virtuoso per nuovi investimenti (*Newsletter 178*)
- *Capacity market*: un cantiere ancora aperto (*Newsletter 179*)
- Più basso delle attese il prezzo di equilibrio della prima asta di capacità inglese (*Newsletter 184*)
- *Capacity market* al via in Italia e Francia (*Newsletter 186*)

UN VANTAGGIO SELETTIVO PER I GESTORI DI CAPACITÀ

In secondo luogo, la Commissione Europea respinge la tesi dello Stato francese secondo cui la remunerazione della capacità non rappresenterebbe un vantaggio selettivo per uno specifico settore dell'economia, ma la contropartita di un obbligo di servizio pubblico posto a carico dei gestori di capacità (produttori e *demand-response*) e consistente nel mantenere la disponibilità della propria capacità coerentemente con il criterio di adeguatezza prefissato. La Commissione nota infatti come l'obbligo di certificazione della capacità non sia un obbligo assoluto poiché non si applica strettamente ai gestori della *demand-response*, che diversamente dagli altri gestori di capacità (di fatto i produttori) hanno facoltà di partecipare al meccanismo di *capacity obligation* su base volontaria e non obbligatoria, facendo così di fatto venir meno la natura di obbligo di servizio pubblico della certificazione. Per la Commissione Europea, inoltre attraverso la creazione di un mercato che valorizza la disponibilità di capacità, i gestori di capacità otterrebbero un vantaggio selettivo rispetto agli altri settori dell'economia francese che non avrebbero potuto altrimenti ottenere. La presenza di vantaggi selettivi va per la Commissione peraltro ricercata anche all'interno della stessa categoria dei gestori di capacità, dato che solo i gestori di capacità di almeno 0.1 MW possono individualmente ricevere i corrispondenti certificati.

EFFETTI AVVERSI SU CONCORRENZA E SCAMBI CROSS-BORDER

In terzo luogo, la Commissione Europea rigetta la tesi dello Stato francese secondo cui il meccanismo di *capacity obligation* non produrrebbe alcun effetto sulla concorrenza e sugli scambi transfrontalieri in quanto non richiede alcuna riserva di capacità sulle interconnessioni con i paesi confinanti, non modifica i prezzi sui mercati dell'energia e considera come un'esternalità positiva il contributo della capacità *cross-border* all'adeguatezza francese. La Commissione nota al riguardo che i gestori di capacità francesi risulterebbero senza dubbio avvantaggiati rispetto ai gestori di capacità esteri data l'impossibilità per questi ultimi di partecipare direttamente al meccanismo di *capacity obligation*.

NESSUN IMMINENTE PROBLEMA DI ADEGUATEZZA

Nella seconda parte della propria analisi del meccanismo di *capacity obligation* francese la Commissione Europea ne ha verificato la compatibilità o meno con il mercato interno europeo. In primo luogo, la Commissione dubita dell'effettiva necessità di ricorrere in Francia a un meccanismo di remunerazione della capacità data l'incoerenza tra le analisi di adeguatezza di RTE e quelle contenute nello *Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2015* di ENTSO-E, probabilmente a causa dell'attuale non validità delle ipotesi. Dalle analisi di ENTSO-E emerge infatti che il sistema francese dovrebbe risultare adeguato non soltanto al 2016, ma anche al 2020, anche se con margini di adeguatezza ridotti per la forte elasticità del carico di punta francese alle temperature. Soltanto dal 2025 e quindi soltanto dopo 8 anni dalla data prevista di avvio del meccanismo di *capacity obligation* francese, le importazioni dall'estero potrebbero secondo ENTSO-E risultare necessarie nel sistema francese per garantire l'adeguatezza. Nel *Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France 2014*, RTE aveva invece evidenziato il rischio di problemi di adeguatezza per il sistema francese già dall'inverno 2015-2016. La analisi di adeguatezza del 2014 di RTE con cui lo Stato francese giustifica l'introduzione del meccanismo di *capacity obligation* sono pertanto troppo datate e dunque non più valide rispetto a quelle dello scorso anno di ENTSO-E di cui RTE stessa è parte. In ogni caso, alla luce delle analisi di ENTSO-E, secondo la Commissione, da un lato, un maggiore periodo di aggiustamento potrebbe pertanto essere sufficiente affinché sul mercato dell'energia francese si formi un segnale di prezzo tale da incentivare gli investimenti in capacità necessari per il futuro, dall'altro, lo Stato francese potrebbe nel frattempo adottare eventuali misure alternative e complementari volte a ridurre il rischio di adeguatezza di breve termine verosimilmente derivante dalle ipotesi troppo prudenti di RTE.

INAPPROPRIATEZZA RISPETTO ALL'OBIETTIVO DI ADEGUATEZZA

Per la Commissione Europea non è in secondo luogo affatto chiaro se il meccanismo di *capacity obligation* è appropriato ai fini del raggiungimento del criterio di adeguatezza fissato dallo Stato francese. Esso stabilirebbe infatti una distinzione ai fini dei rispettivi obblighi di disponibilità tra *demand-response* implicita, cioè corrispondente a una riduzione dell'obbligo di quote a carico dei fornitori, e *demand-response* esplicita, cioè

corrispondente a una certificazione di capacità. Al riguardo, mentre la prima è tenuta a garantire una disponibilità per circa 10-15 giorni l'anno, la seconda deve risultare disponibile per circa 10-25 giorni l'anno. Per la Commissione questa differenziazione potrebbe di conseguenza favorire l'approvvigionamento di servizi di *demand-response* dai fornitori piuttosto che dagli aggregatori indipendenti, riducendo in tal modo la concorrenza sul mercato dei certificati di capacità. Nel meccanismo di *capacity obligation* francese le interconnessioni o le capacità estere sono inoltre considerate solo indirettamente attraverso la riduzione dell'obbligo di capacità a carico dei fornitori, in contrasto con quanto stabilito nelle *Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020* (Newsletter 177). Per la Commissione il meccanismo di remunerazione della capacità francese non può pertanto essere ritenuto aperto a tutte le tecnologie in grado di contribuire all'adequazione. La Commissione Europea dubita infine che il meccanismo di *capacity obligation* francese sia in grado di attirare nuovi investimenti attraverso l'invio di segnali di prezzo affidabili del valore della capacità, sia perché i prezzi dei certificati di capacità potrebbero risultare estremamente volatili avendo questi certificati validità soltanto annuale, sia perché questi prezzi non potranno di fatto che dipendere dalle previsioni dei fornitori (inevitabilmente soggette ad errore, soprattutto per i fornitori nuovi entranti) circa il futuro carico di picco del loro portafoglio clienti.

UNO SCAMBIO DEI CERTIFICATI DI CAPACITÀ POCO CONCORRENZIALE

In terzo luogo, la Commissione Europea sottolinea come il meccanismo di *capacity obligation* francese potrebbe condurre a una sovra-remunerazione della capacità, anche quando quest'ultima dovrebbe automaticamente tendere a zero perché l'offerta di capacità risulta sufficiente a coprirne la relativa domanda. Tra le ragioni individuate dalla Commissione vi sono la scarsa trasparenza degli scambi dei certificati di capacità, l'impossibilità di una partecipazione diretta della capacità *cross-border* e il potere di mercato di alcuni operatori. Riguardo quest'ultimo punto, secondo la Commissione è infatti probabile che la parte maggiore degli scambi dei certificati di capacità avvenga all'interno di un medesimo operatore, ovvero EDF, che in Francia controlla attualmente circa l'85% del segmento della generazione e oltre il 90% del segmento della fornitura. EDF potrebbe di conseguenza aumentare artificialmente i prezzi dei certificati di capacità potendone ribaltare l'aumento di costo sostenuto in qualità di fornitore sui consumatori finali. Ad aumentare questo rischio vi sarebbe peraltro, secondo la Commissione, il fatto che il meccanismo di *capacity obligation* non prevede una pubblicazione delle transazioni *over-the-counter* (OTC), pur garantendo al regolatore libero accesso al registro di tutte le transazioni.

IMPATTI SUI PREZZI DELL'ENERGIA E SULLE RENDITE DI CONGESTIONE

Per la Commissione Europea il meccanismo di *capacity obligation* francese è infine suscettibile di creare notevoli distorsioni sia della concorrenza sui mercati dell'energia, che degli scambi *cross-border* tra la Francia e i paesi confinanti. Con riferimento al primo aspetto, vengono nuovamente richiamati il trattamento differenziato tra *demand-response* implicita e *demand-response* esplicita, l'impossibilità di una partecipazione diretta da parte della capacità *cross-border*, il potere di mercato di EDF e l'esclusione di fatto dei nuovi entranti date le difficoltà per i fornitori, (soprattutto se nuovi entranti e/o esteri) di prevedere il futuro carico di picco del proprio portafoglio clienti. Con riferimento al secondo aspetto, per la Commissione il meccanismo di *capacity payment* francese potrebbe comportare una riduzione dei prezzi sui mercati dell'energia francesi soprattutto nelle ore di picco, con una conseguente riduzione delle rendite di congestione per le interconnessioni. Una riduzione delle rendite di congestione per le interconnessioni non potrebbe però che disincentivare il potenziamento delle interconnessioni esistenti o la realizzazione di nuove interconnessioni con il sistema francese, compromettendo così il processo europeo di integrazioni dei mercati nazionali.

I PUNTI RILEVANTI PER L'ITALIA

MOLTI PUNTI ANCORA APERTI

Tra le osservazioni della Commissione Europea sul meccanismo di *capacity obligation* francese alcune potrebbero essere rilevanti anche alla luce del disegno del meccanismo di *capacity market* italiano. Queste osservazioni sono nello specifico quelle riguardanti le modalità di partecipazione della *demand-response* e delle interconnessioni o della

capacità estera, quella relativa ai possibili impatti dei meccanismi di remunerazione della capacità sui prezzi dei mercati dell'energia e quella sul rischio che il valore della capacità non tenda automaticamente a zero in caso di adeguatezza della capacità stessa.

UNA PARTECIPAZIONE DIRETTA PER LA DEMAND-RESPONSE

Le osservazioni della Commissione Europea sul meccanismo di *capacity obligation* francese, così come il concreto svolgimento della prima (*Newsletter 184*) e della seconda asta del meccanismo di *capacity auction* inglese sembrano implicitamente indicare che in assenza di una partecipazione diretta della *demand-response* un meccanismo di remunerazione della capacità possa essere ritenuto non compatibile con il mercato interno europeo. Il disegno del meccanismo di *capacity market* italiano prevede tuttavia almeno per il momento che il contributo della *demand-response* sia preso in considerazione solo in via indiretta, senza alcun preciso impegno temporale relativo alla sua futura partecipazione diretta. Al riguardo, nel caso di una partecipazione soltanto indiretta e stocastica, l'effettivo contributo della *demand-response* nell'anno di *delivery* potrebbe essere soggetto a errori di previsione, con una possibile conseguente distorsione delle curve di offerta di capacità. Eventuali distorsioni delle curve di offerta di capacità potrebbero a loro volta tradursi in situazioni di sovra o sotto-approvvisionamento di capacità e conseguentemente di distorsione del valore della capacità stessa. Il rischio di queste distorsioni sarebbe invece ridotto nel caso di una partecipazione diretta della *demand-response* e di conseguente impegno in caso di una sua contrattualizzazione a renderne disponibile la corrispondente capacità.

UNA PARTECIPAZIONE DIRETTA PER LE RISORSE CROSS-BORDER

Dalle osservazioni della Commissione Europea sul meccanismo di *capacity obligation* francese sembra emergere inoltre la necessità di una partecipazione diretta delle interconnessioni o della capacità estera per la compatibilità dei meccanismi di remunerazione della capacità con il mercato interno europeo. Al riguardo, ai fini della prima asta del meccanismo di *capacity auction* inglese (*Newsletter 184*) non era ancora ammessa una partecipazione diretta delle interconnessioni o della capacità estera, tuttavia le autorità inglesi si erano impegnate con la Commissione a rendere possibile questa partecipazione sin dalla seconda asta che si è svolta dicembre 2015. Analogamente al caso della *demand-response*, il disegno del meccanismo di *capacity market* italiano prevede almeno inizialmente una partecipazione delle interconnessioni o della capacità estera solo in via indiretta e nessun *timing* per la loro partecipazione diretta. Anche in questo caso potrebbe esservi il rischio di eventuali distorsioni delle curve di offerta di capacità e quindi di situazioni di sovra o sotto-approvvisionamento di capacità e conseguente distorsione del premio annuo in esito alle aste.

INTERCONNESSIONI O SINGOLE CAPACITÀ ESTERE?

Data la probabile necessità di una partecipazione diretta delle risorse *cross-border* sarà interessante capire se la scelta italiana sarà quella di renderla possibile attraverso le interconnessioni (come nel meccanismo di *capacity auction* inglese) o attraverso le singole capacità estere. Nel primo caso, i gestori delle interconnessioni avrebbero la possibilità di offrire la propria capacità (corretta attraverso specifici coefficienti di indisponibilità) in modo analogo ai gestori di capacità nazionale e se contrattualizzati riceverebbero il premio annuo di equilibrio. Il loro disaccoppiamento dipenderebbe inoltre dalla soluzione dell'algoritmo di *market coupling* e se non dovessero risultare disponibili sarebbero soggetti alle stesse penalità previste per i gestori di capacità nazionale. Nel secondo caso, i gestori di capacità estera offrirebbero questa capacità (entro i limiti consentiti dalle interconnessioni) in un'asta dedicata, con l'inclusione delle offerte accettate nella curva di offerta dell'asta di capacità. In caso di contrattualizzazione della capacità estera il premio annuo di equilibrio sarebbe tuttavia ripartito tra i corrispondenti gestori e quelli delle interconnessioni. A ogni modo, in entrambi i casi è difficile prevedere i possibili impatti di una partecipazione diretta delle risorse *cross-border* al meccanismo di *capacity market* italiano, in quanto diversamente dal caso in cui il contributo estero viene incluso indirettamente e stocasticamente come passante a prezzo nullo nella curva di offerta di capacità, in caso di partecipazione diretta le offerte delle risorse *cross-border* potrebbero potenzialmente collocarsi in qualsiasi punto della curva di offerta di capacità.

I POTENZIALI IMPATTI SUI PREZZI DELL'ENERGIA

Un'altra osservazione della Commissione Europea sul meccanismo di *capacity obligation* francese che potrebbe risultare rilevante anche per il meccanismo di *capacity market* italiano è quella riguardante l'impatto in termini di riduzione dei prezzi sui mercati dell'energia, con una conseguente influenza sulle rendite di congestione delle interconnessioni e quindi sugli incentivi al loro potenziamento. Naturalmente, il meccanismo di *capacity market* italiano al fine di evitare una doppia remunerazione della capacità prevede espressamente che i gestori della capacità contrattualizzata restituiscano a Terna l'eventuale differenza positiva tra i prezzi sui mercati dell'energia e sul mercato dei servizi ancillari e lo *strike price* delle *reliability options*. Da un lato, ciò potrebbe dare luogo a dei *cap* impliciti ai prezzi di questi mercati, anche in questo caso con una conseguente influenza sulle rendite di congestione delle interconnessioni e quindi sugli incentivi al loro potenziamento. Dall'altro, ridurrebbe però il rischio di un'eccessiva remunerazione della capacità.

POSSIBILITÀ DI UN VALORE DELLA CAPACITÀ NULO

La Commissione Europea ha infine osservato nell'ambito della sua analisi del meccanismo di *capacity obligation* francese come i meccanismi di remunerazione della capacità debbano in generale impedire eventuali situazioni di sovra-remunerazione, inviando segnali del valore della capacità tendenti automaticamente a zero quando vi è un'offerta di capacità sufficiente rispetto alla corrispondente domanda. Al riguardo, il meccanismo di *capacity market* italiano prevede un *floor* al valore del premio annuo da riconoscere alla capacità già esistente eventualmente approvvigionata difficilmente giustificabile alla luce degli orientamenti della Commissione Europea.

SIMULARE IL CAPACITY MARKET: LA NUOVA APP REF-E

In attesa dello svolgimento delle prime aste del *capacity market* italiano REF-E ha sviluppato un'applicazione per la loro simulazione a supporto degli operatori che dovranno decidere se partecipare o meno al meccanismo e in caso di partecipazione quale strategia di offerta adottare. Questa applicazione presenta come caso di riferimento iniziale una curva di domanda di capacità stimata esplicitamente simulando attraverso il modello Elfo++ i costi per il sistema in corrispondenza di diversi livelli di capacità in uno scenario di mercato di riferimento e una curva di offerta di capacità stimata o a partire dai risultati storici ottenuti dai diversi impianti su MGP e MSD, o a partire dai loro risultati attesi su MGP e MSD simulati nello scenario di mercato di riferimento con Elfo++. Il caso di riferimento iniziale tiene conto anche su base stocastica della *demand-response* e della capacità *cross-border* come offerte a prezzo nullo ad incremento della curva di offerta di capacità.

Attraverso l'applicazione è tuttavia possibile modificare sia la curva di domanda di capacità, che la curva di offerta di capacità di riferimento. In particolare, la curva di domanda di capacità può essere modificata in funzione dei seguenti tre *driver* di mercato: domanda di energia elettrica, generazione da fonti rinnovabili intermittenti e importazioni nette dall'estero. La curva di offerta di capacità può invece essere modificata variando innanzitutto i partecipanti al meccanismo per società, tecnologia o anche singolo impianto e le strategie da essi adottate in termini di quantità e premio offerti. La curva di offerta di capacità può inoltre essere modificata anche variando le ipotesi sui costi fissi e sui costi di combustibile per singolo impianto. A valle di queste modifiche l'applicazione consente pertanto di analizzare gli equilibri possibili tra le curve di domanda di capacità e le curve di offerta di capacità, con i conseguenti livelli di capacità approvvigionata, impianti accettati o esclusi dal meccanismo e i livelli di premio annuo in esito al meccanismo.

RIFERIMENTI NORMATIVI

- Legge 164/2014
- Legge 208/2015 (Legge di Stabilità 2016)
- DM 16 febbraio 2016 (in corso di pubblicazione in GU)
- COM(2016) 51 final

ARTICOLI CORRELATI

- Energia Verde 2015
- Prestazione energetica edilizia: DM Requisiti Minimi ai nastri di partenza (Newsletter 187)
- Rinnovabili termiche ed efficienza energetica: Conto Termico e dintorni (Newsletter 160)

TAG

energy efficiency, heating and cooling, renewable energy thermal source

ENERGIE RINNOVABILI ED EFFICIENZA

NUOVO CONTO TERMICO: BASTERANNO LE NOVITÀ PER AUMENTARNE L'EFFICACIA?

Con oltre un anno di ritardo, il Ministero dello Sviluppo Economico ha approvato il nuovo Conto Termico le cui modifiche hanno mirato a renderlo più attrattivo visti i risultati deludenti ottenuti finora. La semplificazione e l'aumento del livello di incentivazione sono state le direttrici che hanno guidato l'aggiornamento. Tuttavia, la coesistenza con un sistema di detrazioni fiscali per il risparmio energetico, la cui aliquota rimarrà al 65% anche per quest'anno, e le tempistiche per l'effettiva entrata in operatività del nuovo Conto Termico potrebbero limitare la portata delle modifiche in termini di maggior appetibilità del meccanismo anche per il 2016.

Dopo più di un anno di attesa, a fine gennaio il Ministro per lo Sviluppo Economico ha firmato il decreto che aggiorna il Conto Energia Termico (CET), concludendo così il lungo processo di revisione del meccanismo di supporto agli interventi di piccole dimensioni di efficienza energetica e di impiego dell'energia termica rinnovabile che aveva avuto inizio nell'autunno del 2014¹. La revisione mira ad aumentare l'efficacia del meccanismo visto il forte sottoutilizzo che ne è stato fatto fino a oggi: su 900 milioni di euro di spesa cumulata annua disponibile (700 per i privati e 200 per la Pubblica Amministrazione), la spesa impegnata per il 2016 a oggi è pari a circa 23 milioni di euro (19 per i privati e 4 per la PA), corrispondente a poco più di 16,000 interventi realizzati di cui circa 500 da parte della PA.

Per far fronte alla scarsa attrattività del meccanismo, che per quanto riguarda i privati, è sicuramente imputabile alla presenza di un sistema incentivante, in parte alternativo e in parte complementare, quale quello delle detrazioni fiscali per il risparmio energetico che si è rivelato molto più generoso e accessibile, il Ministero ha lavorato su più piani mirando da una parte ad ampliarne e rafforzarne l'ambito di applicazione e dall'altra a rendere più semplici le procedure burocratiche e facilitarne l'accessibilità.

RAFFORZAMENTO DEL LIVELLO DI INCENTIVAZIONE E SEMPLIFICAZIONE

AMPLIAMENTO DEGLI INTERVENTI INCENTIVABILI

Innanzitutto è stata ampliata la platea degli interventi ammessi all'incentivo. Fra gli interventi di produzione di energia termica agevolabili, ai cui incentivi possono accedere sia la Pubblica Amministrazione che i privati, è stata inclusa la sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con sistemi ibridi, cioè impianti che integrando una pompa di calore con una caldaia a condensazione permettono di riscaldare e raffrescare gli ambienti in modo molto efficiente e allo stesso tempo sfruttare fonti di energia rinnovabili. Inoltre è stata innalzata la taglia massima degli impianti installabili², con una conseguente maggiore attrattività del meccanismo per il settore terziario³. Nel caso degli impianti di climatizzazione invernale superiori a 200 kW è stata anche resa obbligatoria l'installazione di sistemi di contabilizzazione del calore, strumento ormai considerato fondamentale per favorire la consapevolezza degli utenti circa i propri comportamenti di consumo, *step* propedeutico a ogni azione volta ad aumentare l'efficienza e il risparmio di energia.

¹ Già il D.lgs. 102/2014 di attuazione direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica aveva introdotto delle modifiche al CET prevedendo l'istituzione di un tetto massimo all'incentivo pari al 65% delle spese sostenute e la possibilità per le Pubbliche Amministrazioni di optare per l'erogazione dell'incentivo attraverso un acconto e successivi pagamenti definiti in base allo stato di avanzamento dei lavori. Pochi mesi dopo il decreto "Sblocca Italia" (Legge 164/2014) aveva previsto un vero e proprio aggiornamento entro il 31 dicembre 2014 del meccanismo secondo criteri di semplificazione procedurale, con la possibilità di utilizzo di modulistica predeterminata e accessibilità online, e perseguendo obiettivi di diversificazione e innovazione tecnologica, in modo da favorire il massimo accesso alle risorse già definite.

² Per le pompe di calore e i generatori a biomassa la taglia massima passa da 1 a 2 MW, mentre per il solare termico da 1,000 a 2,500 mq.

³ Anche il meccanismo delle detrazioni fiscali presenta dei limiti che però non riguardano la taglia degli interventi bensì l'importo massimo detraibile che ad esempio per gli interventi di sostituzione di impianti di climatizzazione invernale è di 30,000 euro.

Invece, per quanto riguarda gli interventi di efficienza energetica⁴, riservati alla PA, il supporto è stato esteso anche alla sostituzione di sistemi per l'illuminazione degli edifici esistenti con sistemi efficienti di illuminazione, la trasformazione degli edifici esistenti in "edifici a energia quasi zero" e l'installazione di tecnologie di *building automation* degli impianti termici ed elettrici. Queste ultime tipologie di intervento ricoprono un ruolo di particolare rilievo in quanto a differenza delle altre permettono di tenere in adeguata considerazione l'apporto di tutti i servizi energetici collegati all'edificio, risultando in linea con l'approccio organico di valutazione della prestazione energetica degli edifici introdotto nel nostro ordinamento lo scorso anno con il DM Requisiti Minimi (Newsletter 187).

INCENTIVI PIÙ GENEROSI

Per gli interventi di efficienza energetica già agevolabili con il vecchio CET la percentuale della spesa ammissibile è stata innalzata dal 40% al 50% per le sole zone climatiche E (la zona di appartenenza delle maggiori città del Centro-Nord) e F e al 55% nel caso in cui il beneficiario realizzi più interventi contemporaneamente. Inoltre sono stati aumentati i massimali raggiungibili dall'incentivo, con un incremento percentuale medio superiore al 50%.

Le modifiche relative agli interventi di produzione di energia da FER termiche si sono sostanziate in una differenziazione dei livelli di incentivo a seconda dell'opzione tecnologica adottata. In particolare per le pompe di calore, per far fronte alla scarsa incidenza dell'incentivo sul costo di investimento delle tecnologie più costose, cioè quelle diverse dai comuni *split* (PdC aria/aria), è stato innalzato il valore dei coefficienti di valorizzazione dell'energia termica prodotta differenziandoli in funzione di:

- sorgente sfruttata (aria, acqua e terra)
- fluido utilizzato dalla pompa per distribuire il calore negli ambienti interni (aria, acqua)
- capacità termica

A titolo esemplificativo si riporta nella **Tabella 1** il valore dei coefficienti per le pompe di calore elettriche di più piccola dimensione (≤ 35 kW) definiti nel vecchio e nel nuovo CET, da cui si evince che per le pompe di calore aria-acqua e geotermiche siano fissati livelli di incentivazione sensibilmente più elevati. In particolare, per le aria/aria il coefficiente di valorizzazione dell'energia termica prodotta è aumentato del 9% per i comuni *split*; per le aria/acqua l'incremento è stato superiore all'80%; infine, per le geotermiche è stato superiore al 120%.

La stessa ratio è stata posta alla base della revisione del calcolo per gli incentivi al solare termico e il *solar cooling*. Infatti fino a oggi si è tenuto solo conto della superficie installata, se l'impianto fosse a concentrazione o meno e se abbinasse il raffrescamento solare. Invece il nuovo Conto Termico tiene conto anche della tecnologia impiegata (es. collettore sotto-vuoto, piano, a tubi evacuati, a concentrazione), del relativo rendimento e della destinazione del calore prodotto (ACS + integrazione con il riscaldamento) mirando a supportare maggiormente gli impianti di piccole dimensioni che combinano la produzione di ACS con il riscaldamento o che associano al riscaldamento anche il raffrescamento a partire dalla radiazione solare.

TABELLA 1. COEFFICIENTI DI VALORIZZAZIONE DELL'ENERGIA TERMICA PRODOTTA DA POMPE DI CALORE ELETTRICHE ≤ 35 KW (€/kWh_e)

Vecchio CET		
	Tipologia	Coefficiente
PDC ELETTRICHE	Non geotermiche	0.055
	Geotermiche	0.072

Nuovo CET		
	Tipologia	Coefficiente
ARIA/ARIA	split/multisplit	0.060
	VRF/VRV	0.120
ARIA/ACQUA	-	0.110
TERRA/ARIA	Geotermiche	0.160 - 0.200
TERRA/ACQUA	Geotermiche	0.160 - 0.200
ACQUA/ARIA	PdC ad acqua di falda/aria	0.160
ACQUA/ACQUA	PdC ad acqua di falda/acqua	0.160

Fonte: Allegati DM 28712/2012 e DM 16/02/2016

SEMPLIFICAZIONE PROCEDURALE E MIGLIORAMENTO DELL'ACCESSIBILITÀ

La revisione del CET è stata anche improntata a una semplificazione delle procedure e a un miglioramento dell'accessibilità, in modo da rendere più semplice e veloce l'accesso, ampliare lo spettro delle modalità di utilizzo, e rendere l'incentivo di più immediata fruizione. Questi due filoni di intervento si sono concretizzati attraverso una molteplicità di misure.

⁴ Gli interventi già incentivabili nell'attuale formulazione del CET includono l'isolamento termico, la sostituzione di chiusure trasparenti, la sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con generatori a condensazione e l'installazione di sistemi di schermatura e/o ombreggiamento.

- Eliminazione dell'iscrizione ai registri prevista per gli interventi di sostituzione di impianti di climatizzazione invernale di più grande dimensione, modalità di accesso che fino a oggi era risultata pressoché inutilizzata.
- Accesso agli incentivi tramite una procedura semplificata per gli impianti rientranti nell'elenco di prodotti, predisposto e aggiornato periodicamente dal GSE, per i quali è già stata accertata la conformità ai requisiti definiti nel decreto. Tale catalogo ricalca la *product eligibility list*, uno dei cardini del sistema britannico di incentivazione dell'energia termica (*Renewable Heat Incentive*), grazie alla quale il beneficiario dell'incentivo viene sollevato dall'onere di verificare la corrispondenza della tecnologia individuata ai requisiti tecnici richiesti per ottenere l'incentivo.
- Estensione anche ai privati della possibilità di avvalersi delle ESCO, già prevista per le PA.
- Rafforzamento del valore di garanzia insito nella richiesta di prenotazione dell'incentivo da parte della PA. Infatti nel caso in cui tale richiesta venga accettata, la PA potrà richiedere l'erogazione di una rata di acconto al momento della comunicazione dell'avvio dei lavori e di una rata di saldo a seguito della sottoscrizione del contratto⁵.
- Erogazione di un'unica rata dell'incentivo (anziché 2 o 5) nel caso in cui l'ammontare totale dello stesso non superi 5,000 euro. Se la PA opta per l'accesso diretto, ha la possibilità di richiedere l'erogazione dell'incentivo in un'unica rata anche per importi superiori a 5,000 euro.
- Ampliamento delle modalità di pagamento con l'inclusione di pagamenti on-line e tramite carta di credito.
- Dimezzamento dei termini per l'erogazione dell'incentivo che attualmente sono pari a 180 giorni dalla conclusione del contratto.

CESSIONE DEL CREDITO

Al fine di agevolare l'accesso al meccanismo, è stato infine dato mandato al GSE di definire specifiche modalità applicative per favorire la cessione del credito e il mandato irrevocabile all'incasso da parte del soggetto beneficiario dell'incentivo. Cedendo il credito, il beneficiario potrà godere di un'anticipazione del beneficio futuro che presumibilmente si potrebbe concretizzare in uno sconto sul prezzo di vendita nel caso, ad esempio, la cessione fosse fatta a favore del fornitore della tecnologia installata.

Una misura simile anche se con finalità diverse è stata introdotta recentemente anche per il sistema di detrazioni fiscali. Infatti, fino allo scorso anno, un vantaggio del Conto Termico rispetto alle detrazioni risiedeva nel fatto che risultava l'unica opzione per gli incapienti cioè i soggetti che trovandosi nella "no tax area" non possono godere di alcun beneficio derivante dalle eventuali detrazioni. Ciò rimane valido anche per quest'anno per quanto riguarda gli interventi sulle singole unità immobiliari, ma la Legge di Stabilità 2016 ha previsto che per gli interventi di riqualificazione energetica effettuati nel 2016 relativi a parti comuni degli edifici condominiali, i contribuenti della "no tax area" possano decidere di cedere il credito derivante dalle agevolazioni ai fornitori che hanno eseguito i lavori.

CONCORRENZA CON LE DETRAZIONI FISCALI

CONVENIENZA A CONFRONTO

Le novità illustrate rendono evidente il tentativo di potenziamento del nuovo meccanismo rispetto al vecchio tuttavia per capire quale possa essere la portata dei cambiamenti in termini di sua effettiva maggior appetibilità occorre porlo a confronto

⁵ La rata di acconto è pari al 40% del beneficio complessivamente riconosciuto, se la durata dell'incentivo è di 5 anni e al 50%, nel caso in cui la durata sia di 2 anni. Questa soluzione è una sorta di compromesso con quanto era stato sollecitato dalla Conferenza delle Regioni che per rafforzare il valore di garanzia che dà la prenotazione dell'incentivo aveva richiesto che le Pubbliche Amministrazioni potessero chiedere un anticipo non superiore al 35% nel momento dell'individuazione degli interventi da realizzare (prima dell'assegnazione dell'appalto) e uno successivo pari al 15% in caso di stipula di un contratto con una ESCO o in presenza di un documento attestante l'assegnazione dei lavori.

con il sistema di incentivazione diretto concorrente, cioè il sistema di detrazioni fiscali per il risparmio energetico la cui aliquota anche per il 2016 è stata confermata al 65%.

Per valutare la convenienza tra i due meccanismi è stato calcolato il valore attuale netto (VAN) dell'incentivo relativo all'installazione di due diverse tipologie di pompa di calore elettrica (aria/aria e aria/acqua) e l'incidenza che il valore attualizzato dell'incentivo ha sul costo di investimento in quattro diversi scenari di incentivazione:

- detrazioni fiscali per il risparmio energetico con aliquota pari al 65% (10 rate costanti)
- detrazioni fiscali con aliquota pari al 36% (10 rate costanti). Infatti, a meno di ulteriori proroghe, dal 1 gennaio 2017 l'agevolazione per il risparmio energetico sarà sostituita con la detrazione fiscale prevista per le spese relative alle ristrutturazioni edilizie che a regime sarà pari al 36%.
- conto termico come strutturato fino a oggi (2 rate costanti) - Vecchio CET
- conto termico post revisione e aggiornamento (rata unica per incentivi inferiori a 5,000 euro) - Nuovo CET.

Si è inoltre ipotizzato che le tecnologie scelte rispettino i requisiti richiesti da entrambi i meccanismi:

- sostituzione di impianti di climatizzazione esistenti
- valori di COP almeno pari ai valori soglia minimi previsti (3.9 per le aria/aria e 4.1 per le aria/acqua).

Per entrambe le tecnologie (**Tabella 2**) il ricorso alle detrazioni con aliquota al 65% risulta l'opzione più vantaggiosa, anche se l'aggiornamento del CET ha determinato un avvicinamento dei due meccanismi, tanto che con la riduzione prevista per le detrazioni a regime (36%), l'accesso al CET potrebbe configurarsi come la scelta più proficua. Se a oggi la detrazioni al 65% permette di coprire quasi la metà della spesa iniziale per l'acquisto di entrambe le tecnologie, a regime i costi coperti dalla detrazione scenderanno a circa un terzo, e risulteranno in linea con la copertura offerta dall'incentivo erogato tramite il nuovo CET.

L'incremento di competitività del CET risulta evidente soprattutto per le pompe di calore aria/acqua. Il significativo aumento dei coefficienti di valorizzazione per le pompe di calore aria-acqua ha come risultato un'incidenza simile dell'incentivo sul costo di investimento per le due tecnologie considerate, mentre fino a oggi l'incentivo erogato tramite il CET copriva poco meno del 30% della spesa iniziale per una pompa di calore aria/aria e meno del 20% per una aria/acqua.

Dalle elaborazioni effettuate emerge come la revisione abbia reso il meccanismo di supporto agli interventi di piccole dimensioni di efficienza energetica e di promozione delle FER termiche più appetibile rispetto a prima. Tuttavia i suoi effetti si potranno esplicitare solo dal prossimo anno: in primo luogo l'entrata in vigore del decreto è prevista 90 giorni dopo la pubblicazione in Gazzetta Ufficiale, che dovrebbe avvenire a giorni. Inoltre per la vera e propria attivazione occorre attendere l'emanazione delle

nuove Regole Applicative da parte del GSE che per farlo avrà a disposizione 60 giorni dall'entrata in vigore del decreto. Quindi anche se la pubblicazione in GU avvenisse a breve, fino a luglio le nuove potenzialità del meccanismo potrebbero non poter essere sfruttate e ciò, combinato con la proroga delle detrazioni al 65% fino al 31 dicembre 2016, potrebbe determinare un suo scarso utilizzo anche per quest'anno, con conseguente limitato impatto sulla componente tariffaria RE/RE_T, la componente destinata alla copertura degli oneri che gravano sul Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale, che finanzia il CET stesso.

TABELLA 2. VALORI ATTUALI NETTI A CONFRONTO

Meccanismo incentivante	Tipologia PdC	Potenza riscaldamento (kW)	COP	Costo investimento (€)	VAN incentivo (€)	Incidenza (%)
Detrazioni 65%					2 181	48%
Detrazioni 36%	aria/aria	8.3	4.3	4 518	1 351	30%
Vecchio CET	airsplit				1 310	29%
Nuovo CET					1 440	32%
Detrazioni 65%					4 119	48%
Detrazioni 36%	aria/acqua	8.8	4.1	8 533	2 552	30%
Vecchio CET					1 641	19%
Nuovo CET					2 752	32%

Fonte: elaborazione REF-E su dati di mercato e Banca d'Italia

STRATEGIE PER IL RISCALDAMENTO E IL RAFFREDDAMENTO: L'APPROCCIO "SOFT" DELLA UE

L'attività di revisione della normativa comunitaria che sarà condotta nell'ambito dell'Unione Energetica avrà come obiettivo strategico quello della decarbonizzazione del settore del riscaldamento e raffreddamento: una comunicazione di recentissima pubblicazione (COM(2016)51 final) fissa le priorità strategiche e indica alcuni degli strumenti che saranno oggetto di promozione, ma anticipa che la realizzazione degli obiettivi dovrà avvenire prevalentemente sotto la spinta delle politiche locali e grazie allo sviluppo di un mercato maturo dell'efficienza energetica. La UE interverrà nel 2016 attraverso la revisione delle direttive su efficienza energetica, promozione dell'energia rinnovabile e prestazioni energetiche degli edifici, nonché attraverso i provvedimenti di riforma del disegno del mercato elettrico, ma di fatto le nuove norme saranno tese a disegnare un quadro regolatorio favorevole agli investimenti soprattutto attraverso strumenti *soft* di informazione e promozione della consapevolezza di operatori e consumatori.

Per il comparto "industria" sarà prioritaria la promozione di interventi di recupero del calore e di sfruttamento dell'energia da fonti rinnovabili, che finora hanno pesato poco sul *mix* di consumi. Per quello "edifici", la strategia conferma che oltre alla riqualificazione degli involucri, si studieranno e promuoveranno le tecnologie e fonti che permettono il teleriscaldamento e teleraffrescamento e quelle elettriche, entrambe capaci di fornire servizi di flessibilità al sistema energetico, oltre a produrre benefici in termini di intensità di carbonio, grazie al supporto di tecnologie che permettono il consumo intelligente.

Dalla strategia UE emergono due nodi importanti per la decarbonizzazione del consumo energetico degli edifici: il finanziamento e la conoscenza delle soluzioni tecnologiche offerte sul mercato.

Per quanto riguarda il primo aspetto, la Commissione passa in rassegna gli strumenti che offrono risorse pubbliche, ma sottolinea come sia prioritario puntare sulla maturazione del mercato dell'efficienza energetica, ossia sulla piena realizzazione da parte degli attori che vi operano dei benefici economici che gli investimenti in efficienza possono generare. Le uniche indicazioni di rilievo con riferimento a strumenti di politica pubblica riguardano l'invito della Commissione alla revisione, da parte degli stati membri, delle norme che disciplinano i rapporti condominiali e tra locatore e locatario, per favorire i giusti segnali economici affinché gli investimenti siano appetibili, e a supportare gli attori locali che possono favorire l'aggregazione di interventi di piccola dimensione per incrementarne la bancabilità.

Agli aspetti appena descritti si collegano le proposte di introduzione o rafforzamento di strumenti per la diffusione delle informazioni e la promozione della consapevolezza. La strategia fa riferimento al lavoro di supporto che le istituzioni possono svolgere con le associazioni di consumatori, allo sviluppo di *toolbox* e modelli esemplari di intervento basati sulle migliori pratiche che possano favorire gli investimenti negli edifici, a sistemi volontari di certificazione energetica e *labelling* ove questi non siano già obbligatori, al monitoraggio dell'efficienza dello *stock* di apparecchi esistente e alla diffusione dei relativi risultati, alla realizzazione di siti per il confronto dei costi delle differenti opzioni tecnologiche per il riscaldamento e raffreddamento, all'ulteriore sviluppo di sistemi di misurazione e controllo per favorire la partecipazione diretta dell'utente ai mercati dell'energia.

In definitiva, la strategia sembra tesa a un'azione di facilitazione più che di incentivazione degli investimenti nella decarbonizzazione dei consumi per riscaldamento e raffreddamento: questa dovrebbe essere sufficiente affinché finanziatori, società di servizi energetici e consumatori siano in grado di valutare e cogliere i giusti segnali economici per effettuare gli investimenti in tecnologie *low-carbon*.

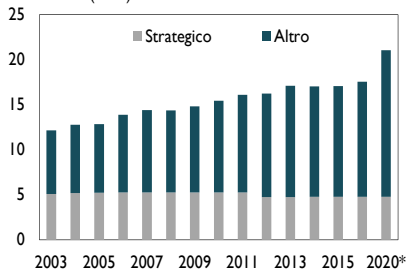
RIFERIMENTI NORMATIVI

- DCO 30/2016/R/gas
- Delibera 49/2015/R/gas
- DCO 661/2014/R/gas
- Dlgs 130/10

ARTICOLI CORRELATI

- Natural Gas Outlook n. 12
- Rivoluzione per lo stoccaggio (Newsletter 163)
- Gas Naturale - Analisi statistica e novità dal mercato (Newsletter 175)

FIGURA 1. CAPACITÀ DI STOCCAGGIO TOTALE IN ITALIA (Gmc)



* Previsione REF-E

Fonte: Stogit, Edison Stoccaggio, Gas Storage Europe, MSE, stime REF-E

TAG
auction design, natural gas

GAS NATURALE

CONFERIMENTO STOCCAGGIO 2016: AUMENTA L'OFFERTA DI CAPACITÀ A UN COSTO PROBABILMENTE ANCORA RIDOTTO

La capacità messa all'asta aumenta da aprile 2016 del 25% rispetto all'AS15 e il prezzo di esito della prima asta potrebbe essere solo leggermente superiore a quello registrato a marzo 2015. Con il mercato che si attende ulteriori ribassi dei prezzi al PSV durante la stagione estiva e quindi incentiva la posticipazione delle iniezioni in stoccaggio, non è ancora certo se il meccanismo di conferimento proposto potrà comunque essere in grado di assicurare un veloce ritmo di riempimento delle scorte già dai primi mesi della primavera.

NESSUN AUMENTO SOSTANZIALE PER LO SPAZIO DI STOCCAGGIO COMPLESSIVO

Per il prossimo anno di stoccaggio che si aprirà ad aprile, sono modesti gli ampliamenti di capacità di spazio dei siti esistenti (+4% di capacità disponibile da aprile 2016 rispetto all'anno di stoccaggio 2015/16, **Figura 1**). In particolare, il piano di espansione dell'operatore dominante è ormai fermo a causa dell'esaurirsi degli effetti del c.d decreto stoccaggio (Dlgs 130/10): rispetto ai 4 Gmc aggiuntivi previsti dal decreto del 2010, da realizzare entro il 31 gennaio 2015, la capacità aggiuntiva si è arrestata a circa 2.6 Gmc (realizzata attraverso sovrappressioni negli impianti già pre-esistenti di Fiume Trieste, Minerbio e Settala). Al contrario, le capacità offerte da Edison Stoccaggio sono aumentate negli ultimi 5 anni ma sono una quota molto piccola del totale (0.8 Gmc nel 2016, che rappresentano meno del 5% del totale). Le prospettive per un ampliamento più sostanziale delle risorse di stoccaggio, attraverso l'apertura di nuovi siti, sono rimandate al prossimo anno quando potrebbe entrare in operatività il campo di Bordolano (1.2 Gmc di spazio e una capacità massima di erogazione in rete di 20 Mmc/g), il cui inizio di operatività era stato inizialmente pianificato per maggio 2016 nei piani di sviluppo resi noti al MSE l'anno scorso, ma che a questo punto sembra essere rimandato. Per l'entrata sul mercato di nuovi operatori di stoccaggio si dovrà aspettare invece il 2018/2019 quando potrebbero diventare operativi il sito di ItalGasStorage (1.3 Gmc di spazio e una capacità massima di erogazione in rete di 27 Mmc/g), a cui sono stati concessi gli incentivi per il contributo alla sicurezza dell'offerta (delibera 182/2015/R/gas) e quello, meno probabile, di Geogastock (1 Gmc di spazio e una capacità massima di erogazione in rete di 10 Mmc/g), il quale non rispetterebbe i criteri minimi per ricevere l'incentivazione fissati dall'Autorità.

QUANTO STOCCAGGIO ALL'ASTA NEL 2016?

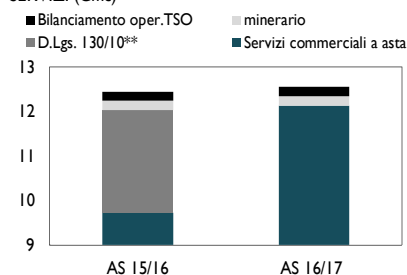
RIASSEGNAZIONE COMPLETA DELLO STOCCAGGIO 130/10

Se la capacità complessiva non varia molto, cambia invece la ripartizione tra servizi. Lo spazio riservato a stoccaggio strategico e minerario rimangono gli stessi dell'anno di stoccaggio in corso, così come lo spazio di stoccaggio assegnato al TSO per il bilanciamento operativo del sistema. Quest'ultimo, però, potrebbe essere azzerato (dai 200 Mmc di quest'anno) nel 2017 per effetto dell'implementazione della riforma del bilanciamento (DCO 187/2015/R/gas). Inoltre, con il prossimo aprile scadranno tutti i contratti pluriennali per la capacità di stoccaggio siglati fino a oggi in Italia, iniziati nel 2010 per la durata di 5 anni, potenzialmente rinnovabili, e destinati esclusivamente a soggetti industriali (c.d. stoccaggio 130/10). È ormai certo il mancato rinnovo di tutti questi contratti pluriennali di stoccaggio (la scadenza per comunicare la volontà di rinnovo era dicembre 2015), per un totale di circa 2.6 Gmc che saranno nuovamente messi a disposizione sul mercato primario, nelle aste per gli altri servizi di stoccaggio commerciale. Anche nel 2014 e nel 2015 parte della capacità del decreto stoccaggio era stata rimessa a disposizione nelle aste per il servizio uniforme: la cessione era infatti possibile a condizione che questo fosse richiesto dal soggetto originariamente

proprietario in tempo per la prima asta (marzo)¹ e che la capacità venisse assegnata con un ordine di priorità inferiore rispetto al resto della capacità dedicata al servizio uniforme. Secondo i dati pubblicati da Stogit, questi rilasci di capacità degli industriali avrebbero interessato 167 Mmc nel 2014 e circa 400 Mmc nel 2015.

Di conseguenza, la capacità che sarà accessibile tramite procedure competitive da qualunque utente, nel prossimo anno di stoccaggio, includerà tutti i 2.6 Gmc non rinnovati dei soggetti industriali beneficiari del Dlgs 130/10. Il totale è, comprendendo tutti i servizi messi all'asta, di 12 Gmc contro i circa 9.7 Gmc messi all'asta nel corso del presente anno di stoccaggio (**Figura 2**).

FIGURA 2. CAPACITA' OFFERTA* PER DIVERSI SERVIZI (Gmc)



*Al netto dello stoccaggio strategico

**Al netto dei volumi messi a asta

Fonte: Stogit, Edison Stoccaggio, MSE

ASTE DAY AHEAD PER FLESSIBILITÀ DA STOCCAGGIO RESA DISPONIBILE IN CORSO D'ANNO

Se le regole per il conferimento dei prodotti *bundle* nelle sessioni mensili rimangono simili all'anno scorso, la novità prefigurata (DCO 30/2016/R/gas) per il prossimo anno di stoccaggio è invece che tutta la capacità di movimentazione che gli originali possessori non prevedessero di utilizzare e che si rendesse disponibile ulteriormente, sarà messa all'asta a partire dal giorno prima di quello di utilizzo, e poi assegnata con meccanismi di *overnomination* nel corso del giorno stesso. In particolare, la prima asta *day ahead* interesserebbe la capacità di erogazione/iniezione *firm*:

- ceduta volontariamente dagli originali possessori, a oggi resa disponibile con il servizio bilanciamento utenti che però non è stato molto attivo fino a oggi
- pari a quella che il TSO prevedesse di non utilizzare per il bilanciamento operativo della rete, a oggi resa disponibile solo in caso di attivazione della sessione G-1 del bilanciamento
- resa disponibile a condizione di reintegro nei giorni successivi, a oggi resa disponibile solo in caso di attivazione della sessione G-1 del bilanciamento
- aggiuntiva rispetto alle condizioni contrattuali iniziali che si rende disponibile in base alle condizioni del sistema (come disposto dalla delibera 353/2013/R/gas), a oggi assegnata a titolo gratuito agli utenti su base settimanale
- pari alla quota di capacità di iniezione non rinominabile con un preavviso minore di un giorno.

QUALI CONDIZIONI PER L'ASTA?

Il 25 febbraio è stato pubblicato il consueto decreto ministeriale che fissa le regole per il conferimento della capacità di stoccaggio italiana², in linea con gli orientamenti dell'Autorità (DCO 30/2016/R/gas), e stabilisce regole di conferimento sul mercato primario della capacità di stoccaggio *bundled* molto simili all'anno scorso. Infatti, nonostante le richieste per un'allocazione più flessibile e per l'introduzione di prodotti di breve, nel prossimo anno termico per le capacità di stoccaggio commerciali³ rimane preponderante il ruolo dei prodotti *bundled* annuali, distinti in due principali servizi (stoccaggio di punta e stoccaggio uniforme). Tali servizi, sebbene allocati con aste sequenziali da marzo a luglio e sotto forma di prodotti "stagionali" e "mensili", sono disegnati in modo che il possessore utilizzi la capacità di erogazione associata allo spazio conferito durante l'intero ciclo di svuotamento nei siti e non solamente in un determinato mese/settimana all'occorrenza⁴. Inoltre la priorità nel conferimento è sempre data al prodotto con durata stagionale, mentre quello mensile rimane residuale, poiché riguarda solo quella capacità che, se non messa all'asta per il prodotto mensile, non sarebbe più a disposizione del sistema.

¹ La delibera 85/2014/R/gas prevede che gli utenti della capacità di stoccaggio conferita ai sensi del Dlgs 130/10 possano rendere disponibile a Stogit le capacità di cui dispongono per il conferimento a terzi, entro una data che consenta la loro offerta nell'ambito dell'asta per il conferimento di capacità per il servizio uniforme con iniezione stagionale che si svolge nel mese di marzo.

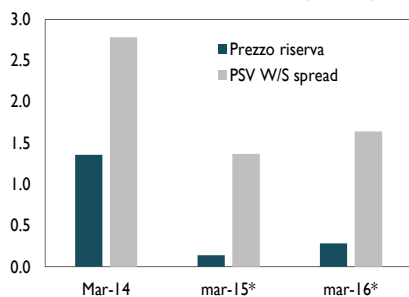
² Decreto ministeriale 25 febbraio 2016.

³ Si fa riferimento alla capacità di stoccaggio per i servizi il cui accesso avviene con procedure competitive ed è possibile a qualunque utente e non solo a determinate categorie di utenti.

⁴ Prodotto stagionale e mensile differiscono solo per l'orizzonte per la fase di immissione nei siti: il prodotto stagionale infatti dà diritto all'immissione nei siti dal mese successivo a quello dell'asta fino alla fine della fase di immissione, il prodotto mensile dà diritto all'immissione solamente nel mese successivo a quello dell'asta.

Durante la prima procedura competitiva di assegnazione del prodotto stagionale, che si svolgerà a marzo sia per il servizio di punta sia per quello uniforme, sarà offerta dunque tutta la capacità disponibile. È probabile che con questa asta venga conferita la gran parte della capacità, come accaduto per l'attuale ciclo di stoccaggio: nel 2015 la quota di spazio assegnata nella prima asta di marzo è stata pari al 98% per il servizio di punta e al 70% per quello uniforme. Dunque, l'esito di quest'asta sarà particolarmente importante per la valorizzazione anche della capacità che verrà messa a disposizione con orizzonte giornaliero dagli utenti.

FIGURA 3. PREZZO DI RISERVA PRIMA ASTA PER PRODOTTO STAGIONALE DI PUNTA (€cent/mc)



* Stima REF-E

Fonte: stime REF-E, DCO 661/2014/R/gas

Data l'abbondanza di stoccaggio e la probabile scarsa appetibilità percepita dei servizi offerti da parte degli operatori, il prezzo dell'asta di marzo 2016 potrebbe essere vicino al prezzo di riserva, come accaduto 12 mesi fa. Se le regole di calcolo del prezzo di riserva saranno simili a quelle adottate quest'anno, come prefigurato nel DCO 30/2016/R/gas, il livello minimo per l'accezione dei *bid* per i prodotti di stoccaggio sarà la differenza tra lo *spread* estate/inverno implicito nelle quotazioni OTC agli *hub* e la stima dei costi di utilizzo dello stoccaggio.

Nelle più recenti quotazioni di mercato⁵, il *winter/summer spread* al PSV si assesta a 1.55 €/MWh (1.6 €cent/mc), allineato perfettamente con quello registrato al TTF. A partire dalle attuali tariffe di trasporto ai punti di *entry/exit* da stoccaggio si può stimare un costo unitario di trasporto, associato al mc di spazio di stoccaggio, compreso tra 0.6 e 1.4 €cent/mc, a cui si somma un costo finanziario massimo pari a 0.3 €/MWh, quantificato assumendo un tasso del 3.92% (come indicato nell'Allegato A della delibera 49/2015/R/gas). Alla luce di queste condizioni, REF-E stima che il costo del servizio stagionale di modulazione di punta conferito nella prima asta potrà essere molto vicino al prezzo di riserva, stimato non superiore a 0.3 €cent per mc di spazio (Figura 3).

Con prezzi di riserva a questo livello, nonostante la scarsa appetibilità dei servizi offerti e sebbene il mercato si attenda ulteriori ribassi dei prezzi del gas al PSV durante la stagione estiva e quindi incentivi la posticipazione delle iniezioni in stoccaggio, il meccanismo di conferimento proposto potrebbe essere comunque in grado di assicurare un veloce ritmo di riempimento delle scorte già dai primi mesi della primavera.

⁵ Quotazioni del 24 febbraio 2016.

MONITORAGGIO GARE GAS

Dopo la corsa di fine anno alla pubblicazione dei bandi, l'attività è molto rallentata. Da gennaio a oggi è stato pubblicato solo il bando di gara per l'ATEM di Udine 3, mentre le stazioni appaltanti di Alessandria 2 e Massa Carrara hanno sospeso i termini di partecipazione in considerazione di possibili modifiche ai documenti di gara, anche perché entrambi i bandi sono stati pubblicati senza la previa ricezione delle osservazioni dell'AEEGSI (in realtà Alessandria 2 non è stato neanche notificato). Intanto l'Autorità ha anche pubblicato le osservazioni relative all'analisi della documentazione inerente gli scostamenti tra VIR e RAB maggiori del 10% per gli ATEM di Belluno, Torino 2 e Forlì-Cesena. I valori di VIR per alcune località presenti in Torino 2 e Forlì-Cesena non sono stati considerati idonei a fini tariffari.

Il rallentamento del processo è probabilmente dovuto all'approvazione nell'ambito del processo di conversione in legge del DL Milleproroghe di un emendamento che prevede un riscadenamento delle gare per la distribuzione gas. In particolare, è stata disposta una proroga di 12 mesi per gli ATEM del primo gruppo, 14 per quelli del secondo gruppo, 13 per quelli del terzo, quarto e quinto gruppo, 9 per quelli sesto e settimo gruppo e 5 mesi per gli ATEM dell'ottavo gruppo. Altre importanti novità che potrebbero portare a una nuova battuta di arresto di tutto il processo riguardano la soppressione delle sanzioni previste in caso di non rispetto dei termini per la pubblicazione del bando e una modifica dei termini entro cui, in caso di mancato avvio della procedura di gara da parte della Regione, il Ministero dello Sviluppo Economico interviene nominando un commissario ad acta. In particolare l'emendamento prevede che la Regione avvii la procedura di gara attraverso la nomina di un commissario ad acta nel caso in cui procedura non sia stata avviata decorsi sei mesi dalla scadenza dei termini previsti dalla legge. Inoltre decorsi ulteriori due mesi da tale termine senza che la Regione abbia proceduto alla nomina del commissario ad acta, la nomina viene fatta direttamente dal Ministero dello Sviluppo Economico. Il testo modificato è stato approvato in via definitiva in Senato lo scorso mercoledì e pubblicato in Gazzetta.

VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

INFORMAZIONI GENERALI						VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
ATEM	Invio AEEGSI	Pubblicazione	Iter procedurale	VIR/RAB	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
VARESE 2	NO	11/09/2015	●	*	MEDIA	●	●	●	●	●
TORINO 2	30/10/2015	29/12/2015	●	*	MEDIA	●	●	●	●	●
UDINE 2	NO	04/11/2015	●	>10%	MEDIA	●	●	●	●	●
MILANO 1	12/11/2015	23/12/2015	●	< 10%	ALTA	●	●	●	●	●
VENEZIA 1	12/11/2015	28/12/2015	●	*	MEDIA	●	●	●	●	●
MASSA-CARRARA	19/11/2015	21/12/2015	●	< 10%	MEDIA	●	●	●	●	●
ROMA 1	25/11/2015	NO	-		ALTA	●	●	●	●	●
ALESSANDRIA 2	NO	22/12/2015	●	*	MEDIA	●	●	●	●	●
TORINO 3	NO	22/12/2015	●	*	BASSA	●	●	●	●	●
UDINE 1	NO	23/12/2015	●	*	BASSA	●	●	●	●	●
CREMONA 2 E CREMONA 3	NO	24/12/2015	●	*	BASSA	●	●	●	●	●
PERUGIA 2	NO	28/12/2015	●	*	BASSA	●	●	●	●	●
BIELLA	NO	29/12/2015	●	*	BASSA	●	●	●	●	●
MONZA E BRIANZA I	NO	29/12/2015	●	*	ALTA	●	●	●	●	●
FORLÌ-CESENA	30/12/2015	NO	-		BASSA	●	●	●	●	●
LODI 1	NO	30/12/2015	●	*	MEDIA	●	●	●	●	●
UDINE 3	NO	10/02/2016	●	*	BASSA	●	●	●	●	●

Aggiornata al 26/02/2016

Iter procedurale: ● COMPLETO ● NON COMPLETO ● BLOCCATO

Grado potenziale concorrenzialità: ● ALTO ● MEDIO ● BASSO

*Informazioni incomplete o indisponibili

NOTA METODOLOGICA

Iter procedurale: riporta se al momento esistono impedimenti al regolare rispetto delle tempistiche dettate dal bando

Densità: ALTA > 0.12 PDR/m; MEDIA 0.07 - 0.12 PDR/m; BASSA < 0.07 PDR/m

Delta VIR/RAB: calcolato in base alle informazioni riportate nei bandi

Il grado di concorrenzialità è indicativo, calcolato su dati oggettivi e pubblicamente disponibili. La colorazione indica un diverso grado di concorrenzialità da minimo (rosso) a massimo (verde). La valutazione è frutto della stima indipendente di REF-E e non rappresenta in alcun modo una previsione sul comportamento delle imprese nelle gare né di andamento delle stesse. REF-E declina ogni responsabilità in merito all'utilizzo delle informazioni riportate.

Frammentazione: rileva il grado di concentrazione basato sulla quota di mercato dell'operatore principale

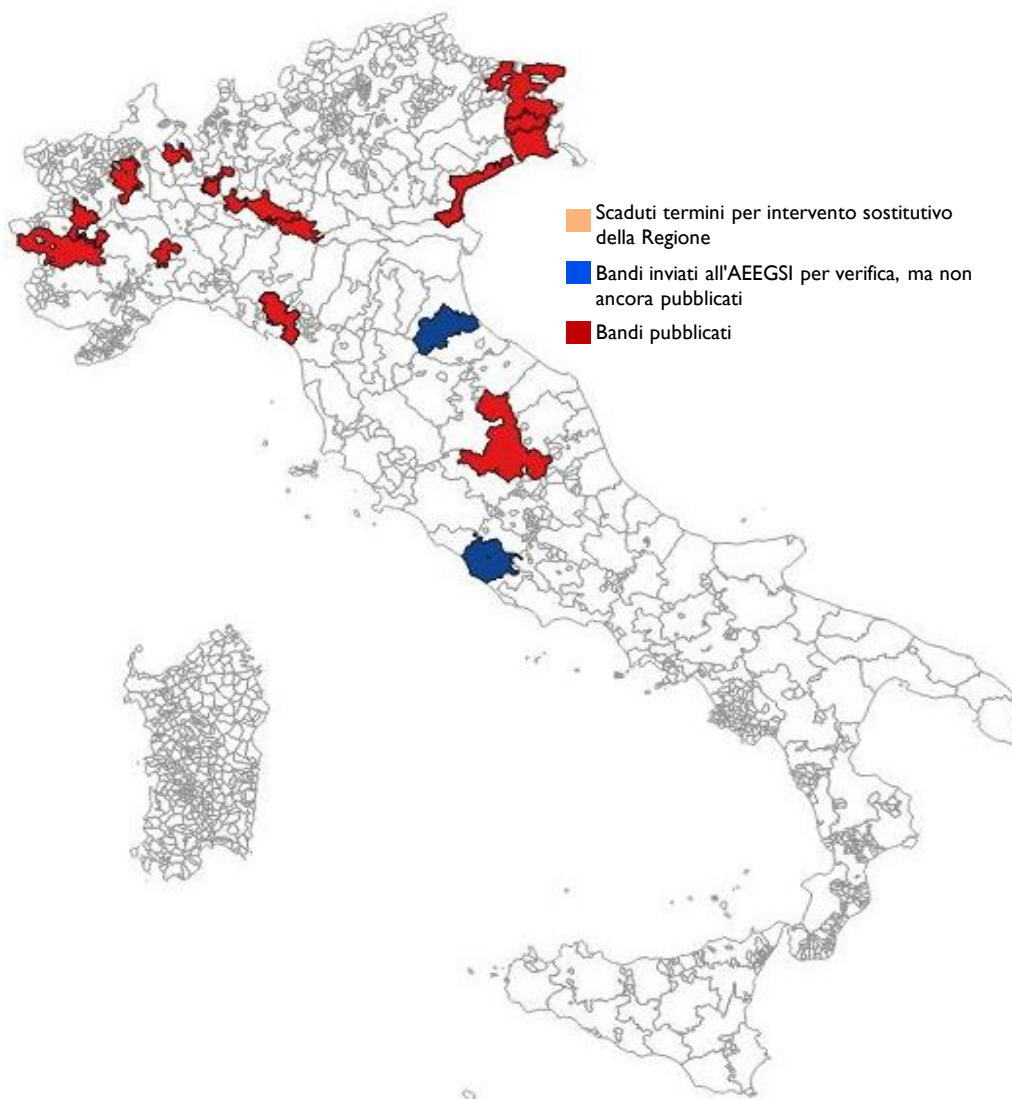
Dimensione: rileva la dimensione dell'ATEM. Piccoli: < 100,000 PDR; medi: tra 100,000 e 300,000; grandi: > 300,000

Post Letta: rileva la presenza di *enclave* con scadenza superiore al 2020.

Grandi operatori: rileva se l'ATEM può essere considerato di interesse strategico per le maggiori imprese di distribuzione a livello nazionale.

Fino alla sottoscrizione del contratto per l'acquisizione del 51% di LGH da parte di A2A, l'analisi elaborata da REF-E continua a considerare i due gruppi separatamente.

PUBBLICAZIONE BANDI GARE GAS: STATO DELL'ARTE



Nella cartina si sono assunte come già operative le proroghe ai termini per la pubblicazione del bando

DATI DI MERCATO

ENERGIA ELETTRICA: DOMANDA E OFFERTA CUMULATA (GWh e variazioni tendenziali)

	2016*	2015*	Var. %
Domanda	26 260	26 705	-1.7%
Produzione netta	22 513	22 112	1.8%
- Termoelettrico	16 835	15 463	8.9%
- Rinnovabili**	5 678	6 649	2.0%
Saldo estero	3 956	4 759	-16.9%

* Gen ** Idroelettrico, Geotermoelettrico, Eolico e Fotovoltaico

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

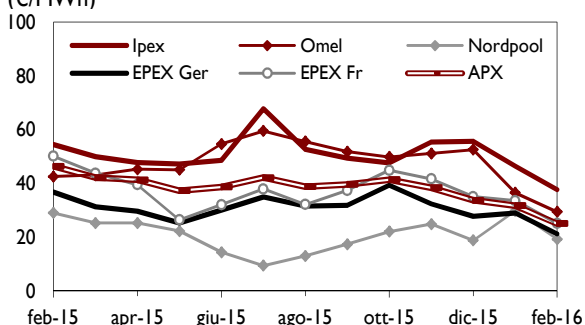
GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE (Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2016	AS 2015	Var. %	AT 2015	AT 2014	Var. %
Industriale	1.2	1.2	-0.7%	3.2	4.4	-27.3%
Termoelettrico	2.1	1.8	15.2%	5.5	6.6	-15.8%
Distribuzione	5.5	5.5	0.2%	10.1	14.7	-31.2%
Altro	0.4	0.2	63.4%	0.8	0.8	-4.7%
Totale prelevato	9.1	8.7	4.8%	19.7	26.5	-25.9%

Valori cumulati fino al 31/01/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

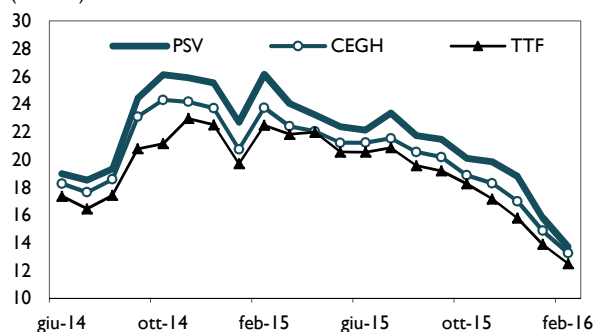
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA (€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato 22/02/2016

Fonte: Borse Europee

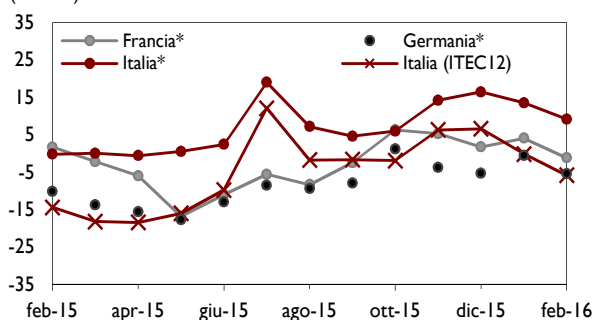
GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA (€/MWh)



Ultimo dato 17/02/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Platts

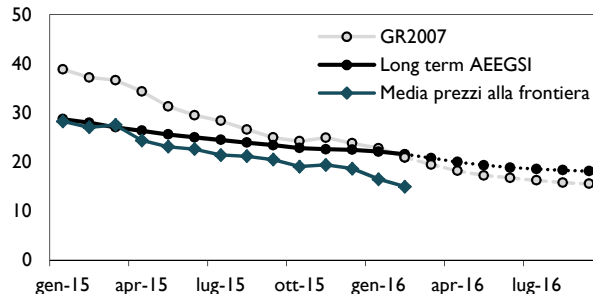
ENERGIA ELETTRICA: SPARK SPREAD IN EUROPA (€/MWh)



* Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili

Ultimo dato 22/02/2016

GAS NATURALE: PREZZI APPROVVIGIONAMENTO LONG-TERM (€/MWh)

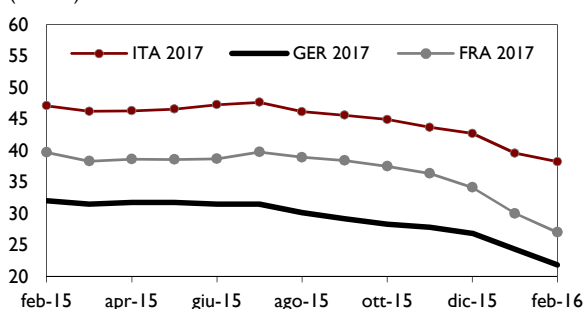


Confronto al PSV

Long term AEEGI: PTO 556/2015/R/gas

Fonte: elaborazioni REF-E su WGI, Platts, AEEGI e forward al 18/02/2016

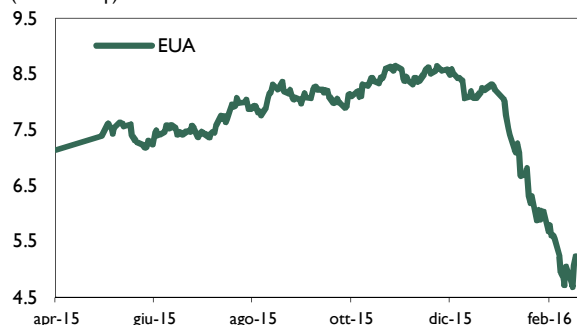
ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI (€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato 22/02/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2 (€/tCO2 eq.)



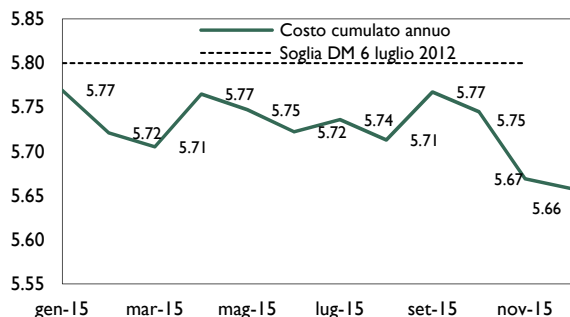
Prezzi giornalieri. Ultimo dato 23/02/2016

Fonte: Reuters su EEX

DATI SETTORI INCENTIVATI E REGOLATI

CONTATORE GSE RINNOVABILI*

(miliardi di euro)

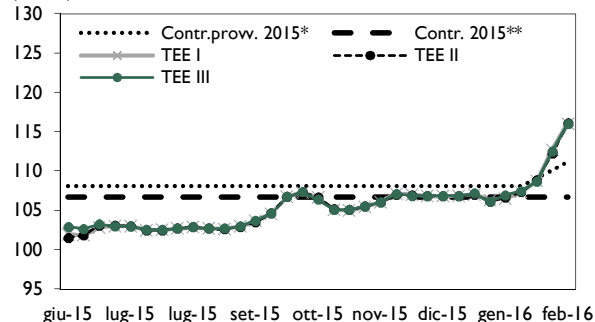


* Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico. Ultimo dato 31/12/2015

Fonte: GSE

TEE: PREZZI DI BORSA E CONTRIBUTO TARIFFARIO

(€/TEE)

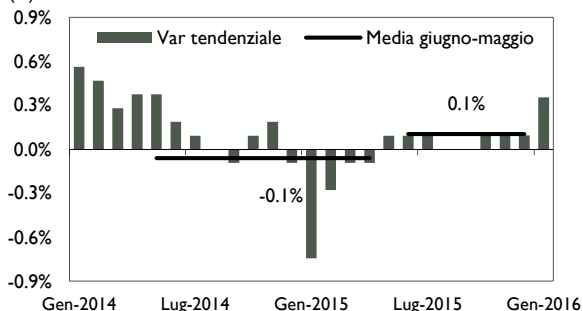


* AEEGSI ** GME. Ultimo dato 16/02/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, AEEGSI

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)

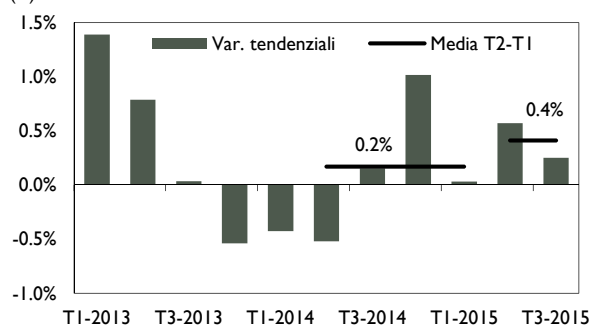


* Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati

Fonte: Istat

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



*Deflatore degli investimenti fissi lordi. Ultimo dato a T3-2015

Fonte: Istat

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA DOMESTICI (D2)*

(€/cent/kWh)

Componente	II 2015	III 2015	IV 2015	I 2016
Energia, dispac. e commerc.	8.27	8.08	8.39	8.41
Costi infrastrutture	2.86	2.86	2.86	3.05
Oneri A UC MCT	4.90	5.02	5.28	4.85
Totale - tasse escluse	16.03	15.95	16.52	16.32

*Consumi 2,700 kWh/a e potenza impegnata 3 kW

Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA CONDOMINI*

(€/cent/kWh)

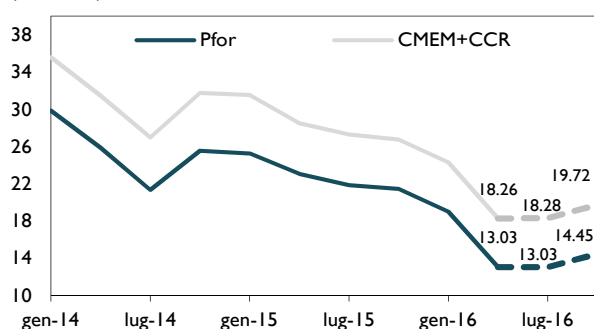
Componente	II 2015	III 2015	IV 2015	I 2016
Energia, dispac. e commerc.	7.93	7.72	7.99	7.60
Costi infrastrutture	2.91	2.91	2.91	2.75
Oneri A UC MCT	8.20	8.42	8.80	8.22
Totale - tasse escluse	19.03	19.04	19.69	18.56

*Consumi 25,000 kWh/a e potenza impegnata 15 kW

Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

GAS NATURALE: APPROVVIGIONAMENTO IN TUTELA

(€/cent/mc)



PCS 38.52 MJ/mc, Previsioni (Tratteggio) su forward al 22/02/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Albasoluzioni, Autorità

GAS NATURALE: PREZZI IN TUTELA DOMESTICI

(€/cent/mc)

Componente	II 2015	III 2015	IV 2015	I 2016
Approvvig. e vendita	34.28	33.60	34.13	32.14
Costi di trasporto	3.08	3.07	4.11	3.99
Costi di distribuzione	8.91	8.91	8.91	8.77
Oneri generali di sistema	2.96	2.99	2.99	2.99
Totale - tasse escluse	49.22	48.57	50.13	47.88

*Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

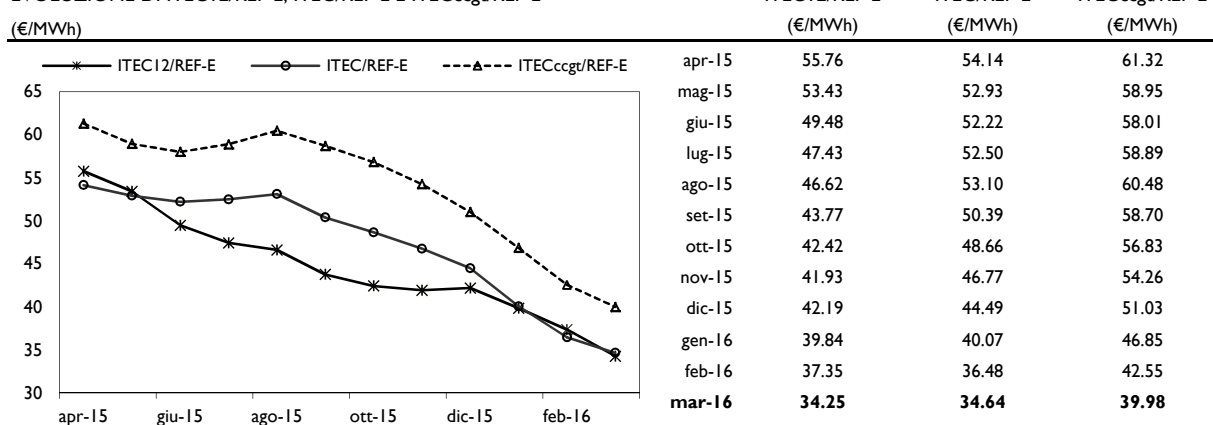
L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di febbraio è pari a 37.35 €/MWh, in calo del 6.3% sul dato di gennaio (39.84 €/MWh). Il calo dell'indice è legato all'andamento congiunto del prezzo registrato dai combustibili sottostanti e dal cambio: il TTF ha segnato un calo del 10%, il carbone del 4.2% mentre il Brent ha registrato un aumento del 3.7%; a sostenere la variazione negativa dell'indice l'apprezzamento della valuta europea rispetto a quella americana (+2.6%).

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di febbraio si attesta a 36.48 €/MWh, in calo del 9% sul valore consuntivo di gennaio (pari a 40.07 €/MWh) mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di febbraio si attesta a 42.55 €/MWh, un valore in diminuzione del 9.2% sul consuntivo del mese precedente (46.85 €/MWh). L'andamento al ribasso degli indici è dovuto all'andamento del cambio e dei combustibili sottostanti. La moneta europea registra un apprezzamento del 2.6% sul dollaro contribuendo così al calo dell'indice. I combustibili riportano i seguenti andamenti: carbone (-4.2%), Brent (+3.7%), gasolio (+4.9%), olio BTZ (+10.8%).

Il valore *forward* per il mese di marzo dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 18 febbraio, è pari a 34.25 €/MWh, in calo del 8.3% rispetto al consuntivo di febbraio. I valori *forward* per il mese di marzo di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 18 febbraio, sono pari a 34.64 €/MWh e 39.98 €/MWh, in calo rispettivamente del 5% e 6% sul consuntivo di febbraio.

EVOLUZIONE DI ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E E ITECccgt/REF-E



Fonte: elaborazione REF-E

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di febbraio sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Platts al 18/02/2016.

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 2016.



Indice Month Ahead Gas Italia

PROGETTO MAGI

COSA È MAGI

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

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

PERCHÉ MAGI

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

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

GLI SPONSOR

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

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

ANDAMENTO

L'indice gas MAGI consuntivo per febbraio 2016 è pari a 15.8458 €/MWh, risultato di una componente transazione pari a 15.8733 €/MWh e di un valore leggermente superiore rilevato attraverso le *survey* (15.7816 €/MWh).

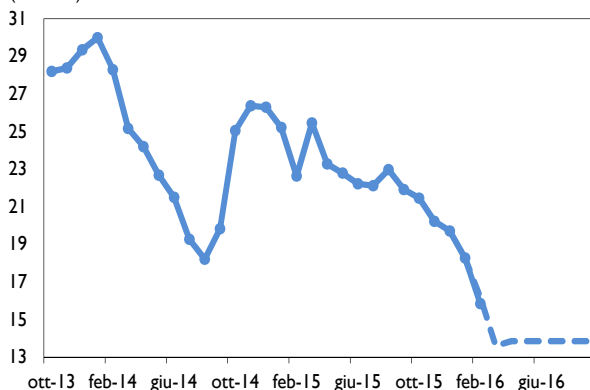
La quotazione del prodotto con consegna a febbraio 2016 è scesa del 13% rispetto a quella per le consegne di gennaio 2016 ed è notevolmente più bassa di quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (22.63 €/MWh).

Il volume complessivo transato (6,255 MW) e il numero di operazioni registrate (268) sono ampiamente superiori rispetto a quelli del prodotto con consegna nello stesso mese dell'anno scorso: i volumi transati e il numero delle transazioni sottostanti il calcolo dell'indice MAGI di febbraio 2016 sono circa il 70% in più rispetto a febbraio 2015.

I primi scambi del prodotto con consegna a marzo 2016, relativi a un campione di 196 operazioni e un volume totale scambiato di 4,435 MW, indicano un prezzo inferiore rispetto al prodotto con consegna a febbraio. Al 18 febbraio, infatti, il valore del gas con consegna nel prossimo mese è di 13.9937, -12% rispetto all'ultimo dato consuntivo.

Se già le quotazioni attese per il gas in consegna nel I trimestre 2016 hanno subito un forte ribasso rispetto alle aspettative degli ultimi due mesi, attestandosi al di sotto dei 17 €/MWh, quelle relative al II trimestre scendono al di sotto dei 14 €/MWh. Anche per la prossima stagione estiva il mercato si attende un livello dei prezzi inferiore rispetto alle attese del mese scorso e che si attesta al di sotto dei 14 €/MWh.

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