

Soci Sostenitori

A2A SpA, AET Azienda Elettrica Ticinese, Aimag, Anigas, Axpo Italia SpA, Banca Imi SpA, CSEA Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, CdP Cassa Depositi e Prestiti, CVA Trading Srl, E.ON Italia SpA, Edison SpA, EP Produzione SpA, Erg SpA, Utilitalia, GdF Suez Energia Italia SpA, Hera Trading Srl, Innowatio SpA, Iren Mercato SpA, Repower 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



ENERGIE RINNOVABILI ED EFFICIENZA ENERGETICA

- Meccanismo TEE: mercato instabile e incertezze regolatorie

In attesa dei due Decreti Ministeriali che dovrebbero definire le regole fino al 2020, sul mercato dei TEE si evidenziano tensioni in termini di prezzi dei titoli e volumi scambiati, che sembrano legate alla riduzione delle emissioni da parte del GSE nonché all'incertezza legata al ritardo nella fissazione dei nuovi obiettivi: gli aggiornamenti del meccanismo potrebbero infatti comportare il riconoscimento di un minor quantitativo di titoli rispetto alle regole attuali. Il mercato verrebbe così diretto in maniera strutturale verso prezzi più alti, rispetto ai livelli degli ultimi anni.

pag. 3

GAS NATURALE

- Biometano: definite le regole di connessione alla rete SNAM

Con l'approvazione da parte dell'Autorità delle specifiche di qualità del gas, delle procedure per la connessione e delle norme per la realizzazione dei relativi impianti e l'installazione e gestione dei misuratori, contenute nel codice di rete (SRG), si aggiunge un tassello importante al quadro regolatorio. SRG conferma l'approccio "incentivante" già assunto dall'Autorità, finalizzato a favorire l'impiego della nuova risorsa, in particolare per gli usi elettrici e di heating and cooling anche se i livelli tariffari per l'accesso alla rete di trasporto verranno definiti caso per caso. Mentre quindi i tempi sembrano maturi perché si realizzino le prime immissioni nella rete di trasporto, resta ancora da capire come si organizzeranno i distributori (oltre agli altri trasportatori) per permettere l'accesso ai produttori di biometano nelle proprie reti.

pag. 6

- Distribuzione gas: una nuova rivoluzione alla vigilia delle gare d'ambito?

Il nuovo metodo di valutazione del capitale investito, che determinerà gli adeguamenti tariffari a seguito dei nuovi investimenti, e che solo nel caso della distribuzione del gas si avvia a essere sostituito rispetto al tradizionale metodo del piè di lista con metodologie incentivanti - prezzi standard o price-cap - sembra guidato dal timore di sovrainvestimenti a seguito dell'assegnazione delle nuove concessioni. In un settore caratterizzato da ampissima variabilità del valore degli asset esistenti e dalla necessità di elevati investimenti finanziari per affrontare le gare d'ambito, questo processo di revisione, che ha il merito di superare i limiti del piè di lista e premiare gli operatori più virtuosi, aumenta tuttavia il rischio per i nuovi investitori, in un quadro già complesso.

pag. 9

- Monitoraggio gare gas

pag. 14

INDICATORI

- Dati di mercato

pag. 16

- Dati settori incentivati e regolati

pag. 17

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, 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

Prossime pubblicazioni

- *Energy Outlook* n. 2

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

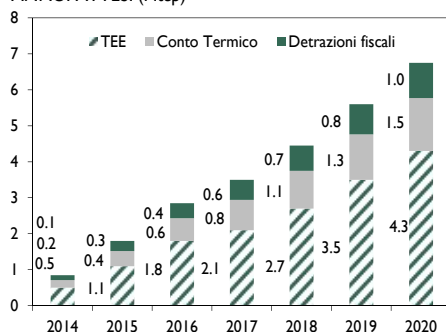
RIFERIMENTI NORMATIVI

- DCO MSE 30 luglio 2015
- Comunicazione CE 2014/C 200/01
- SEN Strategia Energetica Nazionale
- Decreto MISE 28 dicembre 2012
- Direttiva 2012/27/UE (Direttiva Efficienza Energetica)

ARTICOLI CORRELATI

- Le nuove Linee Guida sui titoli di efficienza energetica (Newsletter 191)
- Titoli di efficienza energetica: un meccanismo "difficile" (Newsletter 162)

FIGURA 1. NUOVI RISPARMI ENERGETICI CUMULATI ANNUALI ATTESI (Mtep)



Fonte: MSE, notifica del metodo alla Commissione

TAG
energy efficiency, public policy

ENERGIE RINNOVABILI ED EFFICIENZA ENERGETICA

MECCANISMO TEE: MERCATO INSTABILE E INCERTEZZE REGOLATORIE

In attesa dei due Decreti Ministeriali che dovrebbero definire le regole fino al 2020, sul mercato dei TEE si evidenziano tensioni in termini di prezzi dei titoli e volumi scambiati, che sembrano legate alla riduzione delle emissioni da parte del GSE, nonché all'incertezza legata al ritardo nella fissazione dei nuovi obiettivi: gli aggiornamenti del meccanismo potrebbero infatti comportare il riconoscimento di un minor quantitativo di titoli rispetto alle regole attuali. Il mercato verrebbe così diretto in maniera strutturale verso prezzi più alti, rispetto ai livelli degli ultimi anni.

STALLO DELLA DISCIPLINA

Nell'ambito del meccanismo TEE, gli operatori sono in attesa da tempo della pubblicazione di due Decreti Ministeriali necessari per dare i corretti e necessari segnali di continuità e stabilità al mercato.

OBIETTIVI E OBBLIGHI 2016-2020

Si tratta in primo luogo del Decreto di fissazione degli obiettivi quantitativi nazionali annui di risparmio energetico che devono essere perseguiti attraverso il meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) per gli anni successivi al 2016, nonché degli obblighi in capo ai soggetti obbligati nel contesto delle regole di funzionamento del meccanismo TEE.

Il Decreto Ministeriale del 28 dicembre 2012 stabiliva che il nuovo provvedimento doveva essere emanato entro il 31 dicembre 2015, prevedendo tuttavia che, dal 1 gennaio 2017, nel caso i nuovi obiettivi non siano ancora stati stabiliti (o non siano stati previsti altri strumenti per la tutela degli investimenti), il GSE dovrà ritirare, per gli anni successivi, i titoli generati dai progetti realizzati e da quelli in corso di realizzazione, assegnando un contributo pari alla media dei prezzi dei titoli registrati sul mercato nel quadriennio 2013-2016 scontata del 5%. Ciò segnerebbe la fine del meccanismo TEE, in quanto in mancanza di nuovi obblighi verrebbe meno la domanda di titoli e quindi il mercato. Come per il decreto di fine 2012, che definendo obiettivi e obblighi per gli anni dal 2013 al 2016 era arrivato sul filo del rasoio per evitare brusche interruzioni, anche in questo caso il ritardo è rilevante, soprattutto in considerazione del clima di certezza e di prospettive almeno di medio periodo necessario per creare un terreno fertile agli investimenti.

Ciò che sembra ragionevole attendersi da questo DM è la definizione di obiettivi per il quadriennio 2016-2020 in linea con quanto riportato nella Strategia energetica nazionale del 2013 e con quanto successivamente riportato nel Decreto di recepimento della Direttiva sull'efficienza energetica¹. Più nel dettaglio nel documento inviato alla Commissione dal MSE² viene fatta una quantificazione degli obiettivi di efficienza energetica al 2020 coerentemente con quanto richiesto dalla Direttiva, e viene almeno in parte chiarito come si intende soddisfarli. Come noto il meccanismo dei TEE è reputato lo strumento principale per il raggiungimento di tali obiettivi, in quanto i risparmi attesi dal MSE tramite i TEE costituiscono circa il 60% del totale, mentre la restante parte verrà coperta con i nuovi risparmi derivanti dal Conto Termico e dalle detrazioni fiscali per gli interventi di efficienza energetica (Figura 1).

NUOVE LINEE GUIDA E NUOVA DISCIPLINA SUGLI AIUTI DI STATO: UN AGGIORNAMENTO SOSTANZIALE?

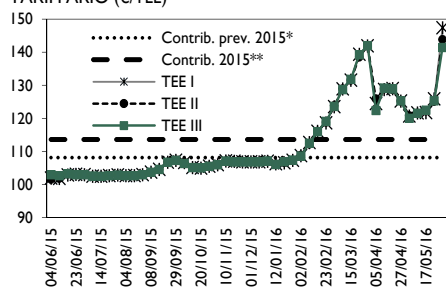
L'altro capitolo sul quale il MSE, allo stato attuale delle cose, sembra essere attivamente impegnato per una pubblicazione entro tempi ragionevoli, è costituito dal Decreto di aggiornamento e revisione delle linee guida del meccanismo stesso, la cui versione precedente e attualmente in vigore era stata predisposta dall'AEEGSI a fine 2011³.

¹ Decreto Legislativo 4 luglio 2014, n. 102.

² MSE: Applicazione dell'articolo 7 della direttiva 2012/27/UE sui regimi obbligatori di efficienza energetica, notifica del metodo, 4 giugno 2014.

³ Deliberazione 27 ottobre 2011 - EEN 9/11.

FIGURA 2. PREZZI DI BORSA TEE E CONTRIBUTO TARIFFARIO (€/TEE)



* AEEGSI ** Calcolo su dati GME fino al 24/05/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, AEEGSI

In questo caso il ritardo è decisamente più importante, in quanto il provvedimento ministeriale doveva essere adottato entro 180 giorni entro dall'entrata in vigore del DM 28 dicembre 2012. La consultazione avviata dal MSE a fine luglio 2015 e conclusasi il 30 settembre ha sicuramente iniziato a evidenziare il nuovo indirizzo che il Ministero intende dare al meccanismo, senza tuttavia essersi per ora concretizzato in un testo finale. Più recentemente, a valle del forte ritardo cumulato dal Ministero, il TAR del Lazio ha accolto⁴ il ricorso di CECED⁵ contro il Ministero stesso per l'inadempimento nell'aggiornamento delle linee guida TEE, richiedendo che il DM venga pubblicato entro metà giugno di quest'anno.

Un elemento che dovrebbe aver impattato, quantomeno a valle della consultazione pubblica, sui ritardi nella pubblicazione del DM, è dato dal dialogo preventivo instauratosi tra MSE e Commissione, al fine di rendere le nuove linee guida inattaccabili dal punto di vista della disciplina comunitaria sugli aiuti di Stato in materia di energia e ambiente 2014-2020. Il Governo sembra infatti orientato a sostenere che il meccanismo TEE non rientri nella definizione generale degli aiuti di Stato⁶, e non sia quindi tenuto a rispettare i criteri specifici in materia di energia e ambiente della disciplina valida per il periodo 2014-2020. Nello specifico il disegno del meccanismo non si configurerebbe come aiuto di Stato perché non conferisce un vantaggio ad alcune imprese o settori, dato che è volto a sostenere risparmi energetici indipendentemente dalla tecnologia utilizzata e dal settore di applicazione.

In ogni caso, l'obiettivo del Governo è quello di disegnare le nuove linee guida TEE in modo che, anche nell'eventualità in cui il meccanismo fosse definito un aiuto di Stato, esse siano al riparo da critiche da parte della Commissione. In ogni caso, solo evitando il procedimento formale di notifica e valutazione da parte della CE potranno essere rispettati i tempi di pubblicazione imposti dalla sentenza del TAR Lazio.

Due sembrano essere i potenziali punti critici dell'attuale impostazione del meccanismo rispetto alla disciplina sugli aiuti di Stato 2014-2020.

- Sulla base delle regole comunitarie, il sostegno erogato nell'ambito del meccanismo dovrebbe limitarsi a compensare i costi aggiuntivi di produzione derivanti dall'investimento nella tecnologia efficiente, al netto dei benefici in termini di risparmio energetico che possono derivare dall'investimento stesso. Su questo aspetto il DCO del MSE ha effettivamente previsto la possibilità di introdurre una valutazione di tipo economico dell'investimento che si intende supportare tramite l'emissione di TEE ("in modo da non incentivare interventi che risultano già economicamente convenienti sulla base di risparmi generati, e quindi che non richiedono un sostegno pubblico per la loro realizzazione"), criterio del tutto assente nella disciplina corrente.
- Sulla base delle regole comunitarie, gli aiuti al funzionamento a favore di misure di efficienza energetica non possono essere erogati per più di 5 anni (e non sono previsti coefficienti moltiplicativi o premialità come nell'attuale disegno italiano). Le proposte del MSE pubblicate lo scorso luglio, invece, prevedono l'erogazione dell'incentivo per una durata massima di 15 anni o, in alternativa, l'erogazione dell'incentivo per 5 anni accompagnato da coefficienti di premialità.

In ogni caso, l'applicazione del famoso coefficiente τ , introdotto per supportare l'offerta di titoli (il τ oltre a moltiplicare il numero di titoli emessi per tutti i progetti, supporta anche la partecipazione la meccanismo di interventi di carattere strutturale, ovvero interventi che comportano risparmi di energia ben oltre il limite della vita utile in cui i TEE vengono concessi) sembra essere a rischio nelle nuove regole della disciplina italiana.

TENSIONI SUL MERCATO

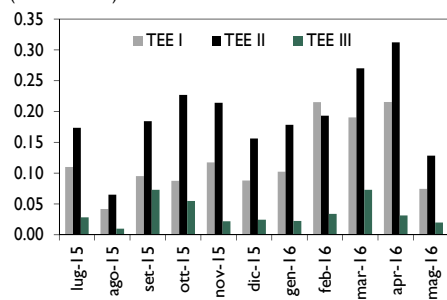
I primi mesi del 2016 hanno visto andamenti anomali sul mercato dei TEE rispetto a quanto siamo stati abituati a sperimentare nel precedente anno e mezzo. Da giugno 2014 (inizio anno d'obbligo 2014) fino alle sessioni di borsa di gennaio 2016 i prezzi dei TEE di tipo I, II, III (che costituiscono la maggior parte dei titoli scambiati) si sono infatti sostanzialmente mantenuti tra i 100 e i 110 €/TEE. Da febbraio di quest'anno è però iniziato un sentiero di crescita dei prezzi, culminato con valori sopra i 140 €/

⁴ Sentenza TAR Lazio 18 febbraio 2016 N. 02169/2016.

⁵ Confindustria CECED Italia, associazione nazionale dei produttori di apparecchi domestici e professionali.

⁶ Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea del 26 ottobre 2012 (TFUE).

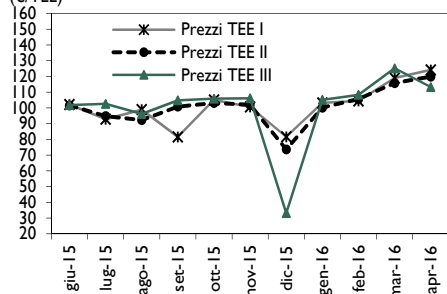
FIGURA 3. VOLUMI MENSILI IN BORSA TEE
(Milioni di TEE)



Volumi mensili da inizio anno d'obbligo 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

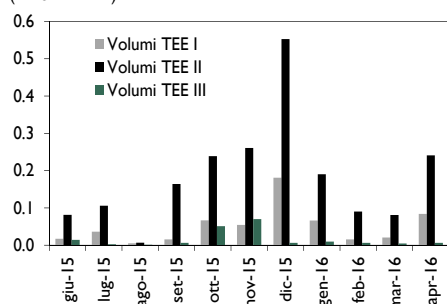
FIGURA 4. PREZZI MENSILI OTC TEE
(€/TEE)



Prezzi e volumi mensili da inizio 2014

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

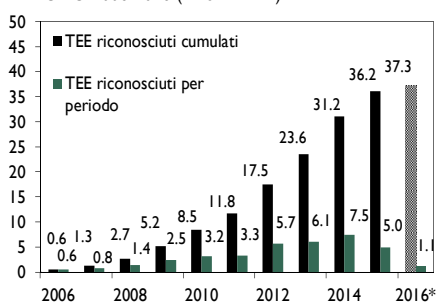
FIGURA 5. VOLUMI MENSILI OTC TEE
(Milioni di TEE)



Prezzi e volumi mensili da inizio 2014

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

FIGURA 6. TEE RICONOSCIUTI CUMULATI E PER PERIODO 2006-2016 (Milioni di TEE)



*Gennaio-marzo consuntivo GSE

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GSE

TEE a fine marzo, per poi indietreggiare su valori compresi tra i 120 e i 130 €/TEE, e infine portarsi, nella sessione del 24 maggio, quasi a 150 €/TEE. Questo andamento altalenante ma nel complesso al rialzo si è ovviamente riflesso sul valore del contributo tariffario definitivo per l'anno d'obbligo 2015, che considerando i risultati di borsa fino alla sessione del 24 maggio si attesta 113.6 €/TEE, contro un contributo preventivo di 108.13 €/TEE (Figura 2).

In termini di volumi scambiati in borsa da inizio 2016 fino a aprile il trend è stato crescente, mentre a maggio (o quantomeno fino alla sessione del 24 maggio) si è registrata una contrazione, nonostante l'imminenza della compliance per l'anno d'obbligo 2015 (Figura 3).

Anche sul mercato OTC i prezzi sono in crescita, sebbene non si siano raggiunti i livelli di borsa, mentre i volumi, storicamente più elevati di quelli di borsa, nei primi mesi del 2016 sono risultati decisamente inferiori a quelli registrati sul il mercato organizzato (Figure 4 e 5).

TEE EMESSI: IL RALLENTAMENTO DOPO L'ACCELERAZIONE DEL 2013-2014

Analizzando la serie storica dei TEE riconosciuti dal 2006 a inizio 2016 si può evidenziare come l'andamento delle emissioni sia influenzato dagli aggiornamenti di carattere regolatorio o legislativo (Figura 6).

Un primo elemento rilevante è infatti costituito dall'introduzione, a partire dal 2012, del coefficiente τ , che, come già ricordato nel paragrafo precedente, ha supportato l'offerta di titoli garantendone un maggior numero a parità di intervento rispetto alla situazione precedente.

Il picco di progetti presentati e dei TEE riconosciuti nel 2013-2014 è invece in buona parte collegabile a due aggiornamenti introdotti dal DM 28 dicembre 2012: l'ammissibilità al meccanismo limitata, a partire dal 2014, ai soli nuovi progetti o in corso di realizzazione, e il divieto di cumulabilità, vigente da metà 2013, con altri incentivi statali⁷, in particolare con le detrazioni fiscali e con i certificati verdi emessi per gli impianti di cogenerazione abbinati a teleriscaldamento.

Con riferimento al 2013-2014, si può notare come, a valle del boom, nel 2015 ci sia stata una sorta di riallineamento agli andamenti precedenti al periodo in esame, segnale del fatto che tale forte crescita era stata alimentata da contingenze poi esauritesi. Nei primi tre mesi del 2016 sono invece stati emessi circa 1.1 milioni di TEE, contro i poco più di 5 milioni riconosciuti dal GSE nel 2015: se il 2016 proseguisse in linea con i primi tre mesi in termini di emissioni si avrebbe quindi un risultato totale inferiore rispetto all'anno precedente.

Tuttavia nel complesso per l'anno d'obbligo 2015 (giugno 2015 - maggio 2016) il GSE stima che i TEE generabili siano pari a 5.1 milioni; tenendo in considerazione il numero di TEE ancora disponibili sui conti degli operatori a valle della compliance per l'anno d'obbligo 2014, nonché le compensazioni sui due anni precedenti, e l'obbligo complessivo 2015 (7.75 milioni di TEE tra distributori gas ed elettrici), il Gestore stima una copertura dell'obbligo 2015 pari al 77%, cioè superiore al valore minimo di flessibilità fissato per il 2015 e il 2016, pari al 60%.

La situazione potrebbe risultare più critica negli anni successivi nel caso in cui venisse confermato un trend calante di emissioni di titoli, combinato con obblighi comunque crescenti. In tal caso le recenti turbolenze registrate sul mercato dei titoli, e che nel complesso hanno per ora comportato una aumento dei prezzi di scambio, potrebbero essere lette come un primo segnale delle necessità di collocarsi su valori dei TEE più alti rispetto a quanto registrato negli ultimi anni, al fine di incentivare la presentazione dei progetti e rendere possibile la copertura degli obblighi. D'altro canto il nuovo disegno delle regole delineato dal MSE sembra proprio andare nella direzione di una maggiore selettività nella valutazione dei progetti ed emissione dei titoli, ragione in più per ritenere che il segnale di prezzo sarà l'elemento chiave per il centrare gli obiettivi del meccanismo.

⁷Tranne che per i contributi in conto interesse, fondi di garanzia e detassazione del reddito di impresa per l'acquisto di macchinari e attrezzature.

RIFERIMENTI NORMATIVI

- Delibera 204/2016/R/gas
- Delibera 46/2015/R/gas
- Decreto ministeriale 5 dicembre 2013

ARTICOLI CORRELATI

- Il meccanismo d'incentivazione dei biocarburanti: un'opportunità vantaggiosa per i produttori di biometano? (Newsletter 187)
- Connessione degli impianti di biometano alla rete del gas e determinazione delle quantità ammesse agli incentivi (Newsletter 185)
- Natural Gas Outlook n. 12
- Energia Verde 2015

TAG
heating and cooling, network
regulation, renewable energy
sources, transport

GAS NATURALE

BIOMETANO: DEFINITE LE REGOLE DI CONNESSIONE ALLA RETE SNAM

Con l'approvazione da parte dell'Autorità delle specifiche di qualità del gas, delle procedure per la connessione e delle norme per la realizzazione dei relativi impianti e l'installazione e gestione dei misuratori, contenute nel codice di rete (SRG), si aggiunge un tassello importante al quadro regolatorio. SRG conferma l'approccio "incentivante" già assunto dall'Autorità, finalizzato a favorire l'impiego della nuova risorsa, in particolare per gli usi elettrici e di heating and cooling anche se i livelli tariffari per l'accesso alla rete di trasporto verranno definiti caso per caso. Mentre quindi i tempi sembrano maturi perché si realizzino le prime immissioni nella rete di trasporto, resta ancora da capire come si organizzeranno i distributori (oltre agli altri trasportatori) per permettere l'accesso ai produttori di biometano nelle proprie reti.

IL QUADRO DI PROMOZIONE DEL BIOMETANO

Per il biometano è stato realizzato un sistema di regole fortemente incentivante. Quelle che impatteranno maggiormente sui conti economici degli operatori sono le norme sull'incentivazione, in conto energia, del biometano immesso nelle reti del gas o del trasporto, introdotte con un decreto di fine 2013 (*Energia Verde 2015*).

In proposito, sono tre gli strumenti applicabili, di cui il produttore può beneficiare:

- tariffe incentivanti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (da biogas, in particolare), nel caso di impiego del biometano in impianti di cogenerazione ad alto rendimento¹
- tariffe incentivanti per l'immissione del biometano in rete senza specifica destinazione d'uso
- certificati di immissione in consumo nel caso di immissione del biometano in rete per l'impiego per autotrazione.

Nel caso di immissione senza specifica destinazione d'uso, è prevista, almeno per gli impianti di dimensione minore (fino a 500 smc/h), la possibilità di accedere al ritiro dedicato dell'energia da parte del GSE, ricevendo una tariffa onnicomprensiva: si tratta sicuramente di una misura di semplificazione dell'accesso al mercato, anche se non si traduce necessariamente in un beneficio economico, rispetto alla partecipazione diretta al mercato.

Oltre al sostegno finanziario al gas immesso in rete, è previsto, in tema di allocazione dei costi di connessione alle reti, un approccio di tipo "shallow": sono a carico del produttore che si connette unicamente i costi strettamente legati alla realizzazione della connessione, e non anche quelli relativi ad eventuali rinforzi di rete, che restano a carico degli utenti della rete². Al contributo di connessione così determinato si applica anche una riduzione del 20%, disegnata per disincentivare il trasporto del gas destinato all'immissione in rete attraverso carri bombolai; anche per questo costo è prevista la socializzazione attraverso le tariffe di uso della rete. Nel caso di utilizzo di porzioni dell'impianto di connessione per l'allacciamento di ulteriori utenti, l'operatore di rete è poi tenuto a restituire una parte del contributo percepito dai soggetti già connessi, secondo criteri di proporzionalità. Infine i costi di connessione possono essere rateizzati, su un periodo che al massimo può arrivare a 20 anni.

Come ulteriore elemento incentivante, il Regolatore ha previsto che in caso di immissione del biometano attraverso connessioni alla rete di distribuzione non siano applicati corrispettivi per l'uso della rete stessa. Il biometano immesso nella rete di distribuzione, poi, sarà virtualmente consegnato in un unico punto di immissione alla rete di trasporto (punto di immissione virtuale o PIV)

Per l'immissione nella rete di trasporto il trattamento è differente: si applicano infatti, ai produttori di biometano, le stesse regole previste per i produttori nazionali di gas metano, ossia vale il meccanismo di tariffazione *entry/exit*.

¹ Per ottenere l'incentivo, il produttore di energia elettrica deve aver stipulato un contratto bilaterale per l'approvvigionamento del gas rinnovabile dal produttore di biometano.

² In proposito, il trattamento riservato ai produttori di biometano non è dissimile da quello previsto per i produttori nazionali di gas.

LE NORME DEL CODICE DI RETE

SPECIFICHE DI QUALITÀ

Il codice di rete del principale trasportatore, approvato con la delibera 204/2016 dell'Autorità, dà il via libera all'immissione in rete di biometano innanzitutto attraverso la specificazione dei requisiti di qualità del gas di origine rinnovabile. Si tratta di requisiti relativi alle proprietà chimico-fisiche del gas, che ne determinano il contenuto energetico (potere calorifico superiore) e la qualità in senso più ampio, fissati con l'obiettivo di garantire il funzionamento in sicurezza del sistema di trasporto. I requisiti sono estesi anche alla caratteristica dell'odorizzabilità del biometano, e alla previsione, già contenuta nella regolazione dell'Autorità, riguardante l'assenza di caratteristiche tali da coprire o annullare l'effetto delle sostanze odorizzanti normalmente impiegate.

L'introduzione delle specifiche avviene nelle more delle norme tecniche che saranno determinate in sede europea sulla qualità del biometano, di cui si attende da tempo la definizione (*Energia Verde 2015*), e per cui sussiste un obbligo di "attesa" da parte dei soggetti responsabili a livello nazionale (l'obbligo è finalizzato a evitare l'introduzione di regole non uniformi). Perciò Snam Rete Gas (SRG) ha fatto riferimento alle regole già in vigore per il gas metano e alle conclusioni contenute in uno specifico rapporto dell'UNI sull'immissione di biometano nelle reti di trasporto e distribuzione, che individua ulteriori componenti ed elementi del biometano che devono essere tenuti in considerazione per l'immissione sicura del gas. I parametri aggiuntivi di controllo della qualità riguardano idrogeno, ossido di carbonio, mercurio, cloro, fluoro, ammoniaca e silicio. Ne sono stabilite le modalità di controllo, inclusa la frequenza, e sono individuate le responsabilità applicabili ai casi di registrazione di parametri fuori specifica.

PROCEDURE PER LA CONNESSIONE

Le norme introdotte nel codice di SRG definiscono modalità e tempi per la richiesta della connessione, fino alla realizzazione della stessa, attuando quanto già previsto dal Regolatore.

La predisposizione del progetto di connessione (con il relativo preventivo di spesa) da parte dell'operatore di rete segue la richiesta di allacciamento (il versamento di una cauzione da parte del richiedente) e la localizzazione, concordata tra produttore e gestore, del punto di consegna del biometano: il progetto e le stime di costo coprono la realizzazione degli impianti funzionali alla connessione "in considerazione della capacità richiesta e della consistenza impiantistica della rete cui il Punto sarà allacciato"; questi includono anche gli apparati necessari per il controllo della qualità e l'eventuale intercettazione del gas.

Sotto il profilo delle condizioni economiche, l'elemento di ulteriore incentivo previsto da SRG, rispetto a quanto stabilito dall'Autorità (cioè approccio *shallow*, riduzione del 20% e rateizzabilità), riguarda l'applicazione di una franchigia, attualmente di poco superiore a 110,000 euro, che abbatte ulteriormente il contributo di connessione.

Al termine della fase di valutazione tecnico-economica sopra descritta, il gestore invia comunicazione di ammissibilità o inammissibilità, la prima accompagnata da un preventivo di allacciamento. L'accettazione del preventivo e il versamento di una garanzia bancaria a copertura dei costi della realizzazione della connessione (al netto del contributo eventualmente dovuto) sono le condizioni per il perfezionamento del contratto tra richiedente e gestore. Il tempo massimo di risposta alla richiesta di connessione è già tassativamente individuato dal Regolatore: SRG ha recepito la relativa norma (termine di 120 giorni) nel proprio codice di rete senza apportare modifiche.

Dopo la realizzazione dei lavori di connessione da parte del gestore di rete, i passaggi propedeutici all'avviamento del punto di consegna sono i seguenti:

- la realizzazione degli impianti di misura secondo le regole previste dal codice di rete, con responsabilità e costi a carico dell'utente della rete
- stipula di un contratto di trasporto e conferimento di capacità presso il punto di consegna
- esito positivo di una verifica di conformità del biometano alla specifica di qualità contenuta nel codice di rete.

Se il produttore non conferisce capacità (secondo le indicazioni fornite al gestore) entro un anno dalla messa a disposizione della stessa da parte del trasportatore, sarà tenuto a corrispondere l'intero costo dell'opera di connessione, al netto del contributo eventualmente versato. Ciò vale anche nel caso di mancato conferimento per esito negativo di verifiche sulla qualità del biometano da immettere in rete. Tale norma rappresenta un rischio rilevante per il produttore, perché implica il pagamento di una somma non recuperabile anche nel caso di ritardi a lui non imputabili, oppure nel caso in cui il trasportatore realizzi la connessione in anticipo rispetto all'avvio dell'immissione in rete. D'altra parte, il produttore che richiede la connessione ha facoltà di recesso dal contratto di allacciamento, anche se in tal caso è tenuto a rimborsare a SRG tutti i costi già sostenuti per la connessione.

MISURA DEL BIOMETANO IMMESSO

Se gli impianti di misura rientrano nella titolarità del produttore, che è perciò responsabile della costruzione, gestione e manutenzione degli stessi, la raccolta, validazione e registrazione delle misure sono a carico del gestore di rete. In proposito, SRG ha introdotto nel proprio codice di rete le norme necessarie a assicurare l'accesso in sicurezza agli impianti e ai dati di misura, il buon funzionamento degli stessi e la possibilità di intercettare il biometano che, a seguito dei controlli di qualità, risulti fuori specifica.

QUADRO (QUASI) COMPLETO PER LA RETE DI TRASPORTO

A eccezione dei corrispettivi di scostamento, applicati nell'ambito del meccanismo del bilanciamento nel caso in cui un utente utilizzi più capacità di quanta conferita, per la cui fissazione SRG attende una decisione dell'Autorità, il quadro di norme per rendere effettiva l'immissione del biometano nella rete del principale trasportatore è completo.

Certamente i produttori non conoscono la misura delle tariffe di trasporto che saranno tenuti a corrispondere a SRG. La **Tabella 1** illustra le tariffe di entrata valide per il 2016, relativamente ai punti di immissione dei produttori nazionali di gas metano: queste dovrebbero costituire un utile riferimento per gli investitori in impianti di biometano.

Diversamente dal trasporto non si registrano avanzamenti di rilievo sulla predisposizione delle regole e degli strumenti tecnici affinché la rete e il mercato del gas siano accessibili ai produttori di biometano anche attraverso l'infrastruttura di distribuzione.

Ancora più importante, sempre per gli impianti che potrebbero collegarsi alle reti di distribuzione, è l'incertezza sulla regolazione economica dei punti di immissione virtuale nella rete di trasporto: sarà determinata un'unica tariffa, tariffe differenziate, oppure agli utenti non sarà applicato

alcun costo? In effetti, sembra che l'introduzione dei PIV sia unicamente funzionale all'allocazione delle immissioni, e perciò alla determinazione dei bilanci di rete e degli utenti nell'ambito del bilanciamento. Se così fosse, ai produttori di biometano che immettono nella rete di distribuzione non si applicherebbe alcun costo di uso della rete di trasporto, coerentemente con il fatto che il gas immesso non dovrebbe transitarvi. Le questioni appena illustrate sulla connessione alle reti di trasporto e distribuzione sono tutt'altro che irrilevanti per la valutazione degli investimenti che un numero crescente di operatori si sta trovando ad effettuare.

TABELLA 1. TARIFFE DI ENTRY PER LA RETE DI SNAM RETE GAS, ANNO 2016

Cluster*	Corrispettivi unitari di capacità di rete
	CP _e (euro/a/Smc/g)
Pianura Padana	0.094252
Pianura Padana - costa	0.237700
Marche - costa	0.237700
Marche - Abruzzo	0.257732
Abruzzo - Molise	0.351131
Molise - Puglia	0.683506
Calabria	1.741404
Sicilia	3.256517

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

Fonte: Autorità

DISTRIBUZIONE GAS: UNA NUOVA RIVOLUZIONE ALLA VIGILIA DELLE GARE D'AMBITO?

RIFERIMENTI NORMATIVI

- DCO 205/2016/R/gas
- Chiarimenti su riflessi tariffari di mancato rispetto iter di pubblicazione del bando di gara
- Linee Guida per la valutazione del valore di rimborso
- RTDG 2014-19
- DCO 367/2014/R/gas
- DCO 573/2013/R/gas

Il nuovo metodo di valutazione del capitale investito, che determinerà gli adeguamenti tariffari a seguito dei nuovi investimenti, e che solo nel caso della distribuzione del gas si avvia a essere sostituito rispetto al tradizionale metodo del piè di lista con metodologie incentivanti - prezzi standard o price-cap - sembra guidato dal timore di sovrainvestimenti a seguito dell'assegnazione delle nuove concessioni. In un settore caratterizzato da ampissima variabilità del valore degli asset esistenti e dalla necessità di elevati investimenti finanziari per affrontare le gare d'ambito, questo processo di revisione, che ha il merito di superare i limiti del piè di lista e premiare gli operatori più virtuosi, aumenta tuttavia il rischio per i nuovi investitori, in un quadro già complesso.

MECCANISMI INCENTIVANTI

L'Autorità, con la pubblicazione del DCO 205/2016, dà avvio a un procedimento di revisione del meccanismo di riconoscimento dei nuovi investimenti di località nel settore della distribuzione gas. Tale procedimento è finalizzato a sostituire l'attuale metodo a consuntivo basato sui costi effettivamente sostenuti con uno basato su criteri standard. Il cambiamento è di particolare rilievo in quanto i nuovi investimenti sono una delle grandezze che va ad impattare su quella che tradizionalmente è la variabile più rilevante per gli operatori, la RAB, ossia la base per valutare il valore degli *asset* delle aziende regolate e quindi la base su cui è calcolata la remunerazione delle stesse. Il nuovo criterio si applicherà sia nel regime per comune sia in quello per ATEM, e in quest'ultimo caso sia agli operatori che si riconfermeranno e quindi avranno una RAB valutata a costo storico sia ai nuovi entranti la cui RAB sarà invece valutata a valore industriale residuo.

ARTICOLI CORRELATI

- Partito il V periodo regolatorio per le reti elettriche (Newsletter 195)

LA RATIO DELL'INTERVENTO REGOLATORIO

L'abbandono del metodo del piè di lista, che, per definizione, tende a riconoscere quanto investito senza verificare che i costi siano quelli più efficienti, e la sua sostituzione con metodologie standard per il riconoscimento dei CAPEX non è una novità, infatti già da molto tempo l'Autorità ipotizza di applicare tali metodologie per i vari servizi infrastrutturali, tuttavia finora non era stato dato avvio a nessuna iniziativa concreta.

In particolare, già nel terzo periodo regolatorio per il servizio di distribuzione e misura del gas veniva ipotizzata una valutazione a costi standard di tutti gli investimenti sulla base di un prezzario e mediante il metodo del costo di sostituzione a nuovo (MEAV - *Modern Equivalent Asset Value*), poi però non era stato dato alcun seguito concreto a questa ipotesi.

Nella fase di emanazione dei provvedimenti alla base della regolazione tariffaria del quarto periodo regolatorio (delibera 573/2013) si era fatto un passo avanti stabilendo che a partire dall'anno tariffario 2017, che riflette i consuntivi del 2016 in virtù del *lag* regolatorio di un anno, i nuovi investimenti fossero valutati seguendo una metodologia a costi standard con l'impiego di un prezzario di riferimento, oppure applicando il metodo del *price-cap* sulla scia degli schemi già operativi per gli OPEX.

Inoltre fin dall'inizio del quarto periodo regolatorio il servizio di misura ha sperimentato un graduale abbandono del sistema di riconoscimento dei costi effettivi *tout court*. Infatti il riconoscimento dei costi connessi all'installazione degli *smart meter* non avviene più seguendo un puro metodo a piè di lista, ma:

- i nuovi investimenti relativi all'installazione di gruppi di misura e dispositivi *add on* sono valutati come media del costo effettivamente sostenuto e del costo standard
- gli investimenti relativi a gruppi di misura $\leq G6$ sono valutati sulla base del costo effettivamente sostenuto, in misura massima pari al 150% del costo standard.

DISTRIBUZIONE GAS COME APRIPISTA

La pubblicazione del DCO 205/2016 rappresenta un deciso passo in avanti verso l'effettiva implementazione di metodologie valutative incentivanti applicate ai CAPEX,

TAG
gare gas, natural gas, network
regulation

anche se limitatamente ai nuovi investimenti, fino a oggi solo annunciate. Viene infatti confermato il passaggio a schemi di regolazione standard, tuttavia al fine di garantire una maggior certezza del quadro regolatorio i nuovi metodi di valutazione verranno applicati con un anno di ritardo rispetto a quanto stabilito nella delibera 573/2013: i nuovi criteri di valutazione verranno infatti applicati ai nuovi investimenti realizzati a partire dal 2017 con conseguente riflesso sulle determinazioni tariffarie a partire dal 2018.

Tre sono le ipotesi messe sul tavolo da parte dell'Autorità:

- valutazione sulla base di costi standard
- metodo del *price-cap* a oggi utilizzato per gli OPEX
- combinazione delle due ipotesi precedenti con discriminate nell'applicazione dell'una o dell'altra associata al grado di metanizzazione.

È stato identificato anche il cronoprogramma del processo di consultazione: gli operatori avranno ancora un mese di tempo (scadenza 30 giugno) per rispondere, poi seguirà un secondo documento per la consultazione da pubblicarsi nel mese di settembre, nel quale saranno riportati gli orientamenti finali, mentre il provvedimento finale è atteso per il prossimo dicembre.

LE TRE IPOTESI SOTTOPOSTE A CONSULTAZIONE

VALUTAZIONE A COSTI STANDARD

La valutazione dei nuovi investimenti a costi standard definiti sulla base di un prezzario di riferimento mira a incentivare le imprese a sostenere costi inferiori rispetto al *benchmark* fissato dal regolatore in modo da trattenere l'extra-beneficio che ne deriva. In questo caso il costo unitario riconosciuto si collocherebbe ad un livello intermedio tra i costi effettivi e i costi standard, con l'introduzione di un meccanismo di *sharing* (non necessariamente simmetrico) tra imprese e utenti dell'extra-beneficio. In particolare, se l'impresa sostenesse un costo effettivo inferiore al costo standard, il costo riconosciuto si configurerebbe come una media semplice tra costo effettivo e costo standard. Invece se il costo effettivo fosse superiore al costo standard, il costo riconosciuto sarebbe calcolato come media ponderata tra i due, con peso maggiore (o uguale) associato al costo standard.

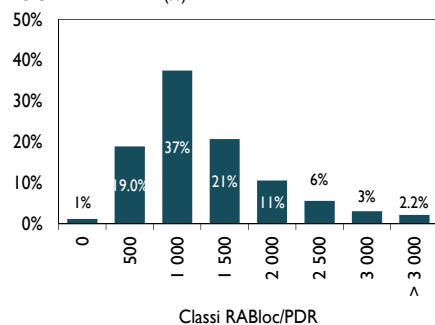
Questa soluzione ricalcherebbe in parte l'attuale metodologia di riconoscimento dei costi per l'installazione degli *smart meter*, e si configurerebbe come un cambio di metodologia *soft* in termini di impatto per le imprese in quanto in parte c'è ancora un riconoscimento del costo effettivo.

Altro correttivo a cui si fa riferimento nel DCO è l'imposizione di un vincolo in termini di percentuale massima di capitalizzazione, probabilmente in virtù del fatto che fino ad oggi il diverso utilizzo da parte delle imprese dei margini di discrezionalità consentiti dalla disciplina civilistica e dai principi contabili nella capitalizzazione dei costi ha inciso in maniera significativa sul valore delle RAB, contribuendo in parte al noto fenomeno delle "RAB depresse", ossia la presenza di località con RAB fortemente disallineata rispetto alle medie di settore. Infatti come risulta da stime REF-E, la RAB locale mediana è inferiore a 1,000 €/PDR, e più in particolare il 20% delle località tariffarie italiane presenta valori di RAB locale per PDR inferiore a 500 euro, il 55% inferiore a 1,000 euro, mentre più del 90% delle località si attesta su valori di RAB inferiori a 3,000 (Figura 1). Tale elevata differenziazione tra i livelli di RAB può essere riconducibile a una molteplicità di fattori fra cui la diversa anzianità degli investimenti, i diversi costi e le diverse politiche di capitalizzazione. Probabilmente relativamente ai nuovi investimenti le differenze sono più contenute, tuttavia, in un'ottica di riallineamento, l'applicazione di metodologie standard implicherebbe che costi anche molto diversi ottengano lo stesso riconoscimento tariffario.

PREZZARIO DI RIFERIMENTO

Il prezzario di riferimento si rifà al valore di ricostruzione a nuovo comprensivo di oneri accessori valutati in una determinata misura standard, da cui però verranno esclusi i costi di natura finanziaria, in quanto già coperti dalla remunerazione riconosciuta sul capitale investito. Nella definizione del prezzario, il settore della distribuzione

FIGURA 1. DISTRIBUZIONE DI FREQUENZA RAB LOCALE PER PDR (%)



Fonte: elaborazione su stime REF-E

può sicuramente godere del patrimonio informativo accumulato nell'ambito della definizione dei criteri per la valutazione del valore di rimborso al gestore uscente in occasione delle gare per ATEM. In particolare per l'elaborazione delle "Linee Guida su criteri e modalità applicative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale" da parte del Ministero dello Sviluppo Economico sono state passate al vaglio una molteplicità di fonti fra cui:

- prezzi per le gare di appalto di una società che gestisce reti idriche in otto regioni dell'Italia settentrionale, centrale e meridionale
- prezzi effettivamente pagati da alcune imprese di distribuzione per la fornitura e posa di tubazioni e per la fornitura degli altri componenti gas
- prezzi per le opere edili delle CCIAA provinciali, prezzi regionali per le opere pubbliche, prezzi delle Province autonome di Trento e Bolzano e prezzo del Comune di Venezia.

TABELLA 1. IPOTESI DI COEFFICIENTI CORRETTIVI PER MACRO-AREE

Area	Coefficiente
Nord	1.05 - 1.10
Centro	1.02 - 1.05
Sud	1.00

Fonte: AEEGSI, DCO 205/2016

TABELLA 2. IPOTESI PER I COEFFICIENTI CORRETTIVI PER AREE DENSAMENTE POPOLATE O CHE PRESENTANO CARATTERISTICHE PECULIARI

Area	Coefficiente
Venezia (limitatamente alle aree insulari della laguna)	1.80 - 2.00
Centri urbani con oltre 500,000 abitanti	1.10 - 1.30
Centri urbani con popolazione compresa tra 100,000 e 500,000 abitanti	1.05 - 1.10

Fonte: AEEGSI, DCO 205/2016

TABELLA 3. PERCENTUALI DI MAGGIORAZIONE DEI COSTI UNITARI RIPORTATI NEL PREZZARIO PER DIVERSE TIPOLOGIE DI MANUTENZIONE STRAORDINARIA

Intervento di manutenzione straordinaria	Maggiorazione
Sostituzione o rifacimento totale di ciascun blocco d'impianto di prelievo e riduzione	15% - 25%
Sostituzione o rifacimento di tubazioni o opere speciali	15% - 25%
Riparto delle prese degli allacciamenti sulla nuova condotta	30% - 45%
Rifacimento totale dei gruppi di riduzione finale	10% - 20%
Sostituzione o rifacimento totale di impianti per la connessione	15% - 25%

Fonte: AEEGSI, DCO 205/2016

La struttura del prezzo che verrebbe applicato nel caso si scegliesse un metodo valutativo standard è già riportata nel DCO, mentre per la definizione del livello dei costi unitari si rimanda a una successiva consultazione, una volta che ne sia stata consolidata la struttura.

In linea generale i prezzi di riferimento non operano alcuna distinzione fra contesti urbani ed extraurbani, zone ad alta densità abitativa o centri storici, differenze che invece, a detta degli operatori, non sono irrilevanti nel momento in cui si va a valutare il valore di ricostruzione delle reti di distribuzione gas. Proprio in virtù di tali considerazioni, nel documento di consultazione sono già state definite delle differenziazioni ai prezzi (ottenute applicando ai valori del prezzo dei coefficienti correttivi) per tener conto della diversità di costo a seconda della macro-area di intervento (Nord, Centro e Sud), della tipologia di territorio in cui viene effettuato l'investimento (area urbana con densità alta o meno, presenza di condizioni particolari),

e dei maggiori costi connessi allo svolgimento di manutenzioni straordinarie per interventi di sostituzione di cespiti già esistenti (Tabella 1, 2 e 3).

L'attuale sistema di riconoscimento degli OPEX di distribuzione, a parità di classe dimensionale dell'impresa, riconosce a quelle che operano in località ad alta densità un valore unitario inferiore rispetto a quelle che operano in località con densità media e alta, in virtù della presenza di economie di densità che sono legate a riduzioni del costo di fornitura del servizio per singolo utente a fronte dell'aumento delle frequenze. Invece con l'applicazione dei suddetti coefficienti correttivi, nel caso dei CAPEX verrebbe riconosciuto un extra-costi nel caso l'investimento venga effettuato in contesti urbani ad alta densità, dovuto al più alto costo di installazione nei centri cittadini probabilmente connesso ai maggiori oneri di carattere burocratico, fiscale e tecnico legati alla coesistenza di reti diverse nello stesso spazio.

APPLICAZIONE DEL PRICE-CAP

La seconda opzione prevede l'applicazione del metodo del *price-cap* sia ai costi operativi che a quelli di capitale. Verranno fissati il livello iniziale dei costi del servizio (operativi e di capitale) all'inizio del periodo di regolazione e un obiettivo di recupero di produttività (X-factor applicato al costo totale) per il periodo di regolazione stesso. Il DCO non entra nel dettaglio di come verrà valutato il livello iniziale del capitale (presumibilmente si partirà dal valore odierno, ma ci si chiede come verranno trattate le RAB depresse), si limita soltanto a ipotizzare, in sede di prima applicazione di tale

metodo, di fissare l'X-factor da applicare alle componenti tariffarie a copertura degli OPEX e dei CAPEX in modo da non introdurre obiettivi di efficientamento ulteriori rispetto a quelli relativi ai costi operativi. Quindi l'X-factor che prima era applicato solo agli OPEX verrà solo ribasato per tener conto che si applica a una base di costo più elevata.

All'inizio del quarto periodo regolatorio, l'X-factor per i costi operativi è stato fissato solo fino al 2016, siamo ora in fase di revisione dei valori da applicare dal 2017¹. Per quanto riguarda gli OPEX di distribuzione si distingue tra le imprese di grande dimensione per le quali si prevede di riassorbire i recuperi di produttività conseguiti nel terzo periodo di regolazione al termine del quarto e quelle di media e piccola dimensione per le quali si prevedono dei veri e propri percorsi di efficientamento.

L'implementazione di tale metodologia comporterebbe il passaggio dall'attuale meccanismo di riconoscimento di tipo *cost based*, tipicamente usato per stimolare gli investimenti infrastrutturali, a uno *price based* in cui le tariffe all'interno del periodo regolatorio sono aggiornate in modo predeterminato, sulla base della variazione del tasso d'inflazione e del tasso di recupero di produttività prefissato al fine di stimolare le imprese ad efficientarsi.

Secondo l'Autorità, il metodo del *price-cap* ben si adatta al settore della distribuzione in quanto considerato un settore maturo sotto il profilo infrastrutturale. L'idea dell'Autorità che il settore della distribuzione sia un settore dove le esigenze di investimento sono connesse prevalentemente ad attività di sostituzione delle reti esistenti, deriva dalle risultanze di analisi econometriche sull'ultimo quinquennio in base alle quali la variabile più significativa per la spiegazione dei nuovi investimenti è quella relativa al numero di PDR mentre la variabile che misura l'incremento della consistenza delle reti non risulta significativa. Tuttavia va rilevato come la frenata degli investimenti degli ultimi anni potrebbe anche dipendere dal contesto di incertezza relativo alle gare gas. Infatti trattandosi di investimenti di elevata entità con tempi di ritorno lunghi, non si ha la convenienza a sostenerli se la concessione è ormai scaduta e si pensa di dover gestire il servizio ancora per pochi anni, e tra l'altro limitatamente all'ordinaria amministrazione, come sottolineato da un recente chiarimento dell'Autorità². Questa interpretazione fa presupporre che nel post gara si vi sarà una spinta agli investimenti riconducibile all'implementazione di quanto promesso in sede di gara e quindi l'applicazione del *price-cap* in un tale contesto potrebbe risultare particolarmente rischioso per chi investe.

APPROCCIO MISTO

La terza ipotesi prevede una combinazione delle due precedenti a seconda delle condizioni che ricorrano a livello di ATEM. I criteri di scelta per ora ipotizzati dall'Autorità riguardano il grado di metanizzazione raggiunto (espresso dal rapporto tra utenti serviti e popolazione) e le prospettive di sviluppo del servizio (in termini di potenzialità di consumo di gas naturale). In particolare, per quanto riguarda il grado di metanizzazione l'idea è definire un livello *target* basandosi sui dati relativi al grado di metanizzazione raggiunto nelle diverse aree del Paese (Nord, Centro e Sud). Quindi in base a questi primi orientamenti, nelle località ricadenti in ATEM con grado di metanizzazione effettivo inferiore al livello *target* gli investimenti saranno riconosciuti sulla base del metodo di valutazione a costi standard, mentre negli ATEM con grado di metanizzazione effettivo superiore rispetto al livello *target*, il riconoscimento dei nuovi investimenti sarà basato sul metodo del *price-cap*.

La scelta di un metodo misto implica la necessità di definire indicatori ad hoc per discriminare tra l'utilizzo di una metodo o dell'altro, quindi a prima vista potrebbe apparire come un'eccessiva complicazione rispetto all'impiego *tout court* dell'uno o dell'altro metodo. In realtà, con questa opzione l'Autorità sembra volersi tutelare dall'eventualità che in aree con un elevato grado di metanizzazione, dove cioè le esigenze di investimento sono connesse prevalentemente ad attività di sostituzione delle reti esistenti, si vadano a effettuare, post gara, investimenti non necessari.

¹ Il procedimento per l'aggiornamento infra-periodo dei tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi per l'AT 2017 è stato avviato con la delibera 68/2016.

² AEEGSI, *Chiarimenti in relazione alla sussistenza dell'obbligo di pagamento del canone per il servizio di distribuzione del gas naturale da parte del concessionario del servizio nel periodo di prosecuzione del servizio*, comunicato del 19 maggio 2016.

TETTO AL RICONOSCIMENTO DEI CAPEX PER LE LOCALITÀ IN AVVIAMENTO

Sono state poste in consultazione modifiche tariffarie anche per le località in avviamento, dove a oggi la copertura dei costi di capitale è calcolata sulla base dei costi effettivamente sostenuti, come somma della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti. Il DCO ipotizza l'adozione di un approccio di tipo *output based* individuando una soglia massima in termini di spesa per utente servito³. La ratio alla base dell'intervento regolatorio è evitare che siano realizzate infrastrutture a beneficio di un numero sub-ottimale di utilizzatori, anche perché da analisi condotte dall'Autorità è emerso come da quando sono stati introdotti meccanismi di socializzazione dei costi delle località in avviamento la spesa media di investimento per utente risulta significativamente aumentata⁴. Per definire la suddetta soglia massima sarà fatto riferimento sia ai dati di investimento medio per utente nei periodi in cui non erano previste socializzazioni e vi era libertà per gli operatori nella fissazione delle tariffe da applicare durante il periodo di avviamento, sia ai livelli della spesa media per utente riscontrati per le località in avviamento sorte nel biennio 2009-2010, quindi post socializzazione dei costi.

Il tema risulta di particolare interesse se si pensa che i comuni non metanizzati sono ancora circa un migliaio e nell'ambito delle gare per ATEM potrebbero ricoprire un ruolo non secondario, anche se il bando standard allegato al DM 226/2011 (c.d. Regolamento Criteri) prevede a carico del gestore entrante l'obbligo di metanizzazione solo se si verificano alcune condizioni, tra cui la disponibilità di fondi pubblici che coprano almeno il 50% dell'investimento.

TEMPO DI CAMBIAMENTI ALLA VIGILIA DEL PASSAGGIO ALLE GESTIONI PER ATEM

Il tema del riconoscimento degli investimenti è divenuto di grande attualità anche prima della pubblicazione del DCO, in particolare da quando l'Autorità ha pubblicato un chiarimento sui riflessi tariffari del mancato rispetto dell'iter procedurale relativo alla pubblicazione di bandi di gara. Nel caso in cui la stazione appaltante non invii il bando all'Autorità per la verifica prevista dal DM 226/2011, questa non avrà la possibilità di valutare la congruità delle condizioni minime di sviluppo e l'analisi costi-benefici alla base del piano di sviluppo degli impianti di distribuzione. In tal caso il bando resta valido, ma non vi è nessuna certezza per gli operatori circa il riconoscimento in tariffa degli investimenti sostenuti per l'adempimento dei piani di sviluppo degli impianti. Con tale chiarimento l'Autorità sembra volersi tutelare dal rischio di sovrainvestimenti nel post gara, con annessi riflessi sulle tariffe pagate dagli utenti finali, rischio che potrebbe essere ulteriormente minimizzato se si scegliesse il metodo del *price-cap* per la valutazione dei nuovi investimenti, soprattutto se l'aggiornamento avvenisse in modo automatico solo in base alla crescita dei PDR.

Alla vigilia (forse) del passaggio alle gestioni per ATEM il contesto appare particolarmente sfidante per gli operatori: da un lato rischiano di non vedersi riconosciuti gli investimenti fatti, nel caso in cui la stazione appaltante non abbia seguito il corretto iter di pubblicazione del bando, dall'altro i nuovi investimenti non saranno più riconosciuti a consuntivo in base ai costi effettivi, ma saranno soggetti a un meccanismo di regolazione incentivante volto ad assicurare una maggiore efficienza. Meccanismo che tra l'altro nel quinto periodo, che avrà inizio nel 2020, potrebbe evolvere verso logiche di riconoscimento dei costi fondate sulla spesa totale (*totex*) in coerenza con quanto previsto per il settore elettrico, come accenna la stessa Autorità nel documento di consultazione.

³ La RTDG 2014-19 prevedeva che a partire dal 2017 fosse fissato un tetto al riconoscimento unitario di costi di capitale per le località in avviamento, al fine di indurre uno sviluppo efficiente del servizio.

⁴ In base a quanto riportato nel DCO 205/2016, la spesa media di investimento per utente valutata al quarto anno di avviamento, espressa a prezzi correnti, risulta aumentata da circa 3,300 €/PDR, in relazione alle località con anno di prima fornitura dal 2003 al 2005, a circa 7,200 €/PDR, per le località con anno di prima fornitura negli anni 2009 e 2010.

GAS NATURALE MONITORAGGIO GARE GAS

VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

INFORMAZIONI GENERALI							VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
ATEM	Invio AEEGSI	Pubblicazione	Scadenza	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	04/10/2016	●	>10%	MEDIA	●	●	●	●	●
UDINE 2	NO	04/11/2015	04/07/2016	●	>10%	MEDIA	●	●	●	●	●
MILANO I	12/11/2015	23/12/2015	17/10/2016	●	< 10%	ALTA	●	●	●	●	●
VENEZIA I	12/11/2015	28/12/2015	Sospesa	●	**	MEDIA	●	●	●	●	●
MASSA-CARRARA	19/11/2015	21/12/2015	Sospesa	●	< 10%	MEDIA	●	●	●	●	●
ROMA I	25/11/2015	NO	-	-		ALTA	●	●	●	●	●
ALESSANDRIA 2	NO	22/12/2015	Sospesa	●	>10%	MEDIA	●	●	●	●	●
TORINO 3	NO	22/12/2015	Sospesa	●	**	BASSA	●	●	●	●	●
UDINE I	NO	23/12/2015	29/02/2016*	●	**	BASSA	●	●	●	●	●
CREMONA 2 E CREMONA 3	NO	24/12/2015	31/05/2016	●	**	BASSA	●	●	●	●	●
PERUGIA 2	NO	28/12/2015	30/11/2016*	●	**	BASSA	●	●	●	●	●
BIELLA	NO	29/12/2015	Sospesa	●	**	BASSA	●	●	●	●	●
MONZA E BRIANZA I	NO	29/12/2015	31/03/2017*	●	**	ALTA	●	●	●	●	●
FORLÌ-CESENA	30/12/2015	NO	-	-	>10%	BASSA	●	●	●	●	●
LODI I	NO	30/12/2015	15/09/2016*	●	**	MEDIA	●	●	●	●	●
UDINE 3	NO	10/02/2016	06/06/2016*	●	**	BASSA	●	●	●	●	●

Aggiornata al 25/05/2016

Iter procedurale: ● COMPLETO ● NON COMPLETO ● BLOCCATO

Grado potenziale concorrenzialità: ● ALTO ● MEDIO ● BASSO

*Termine per la presentazione dell'EOI

**Informazioni incomplete o indisponibili

NOTA METODOLOGICA

Scadenza: termini per il ricevimento delle offerte o delle domande di partecipazione (EOI) in caso di procedura ristretta.

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 e nelle delibere in cui l'AEEGSI riporta le sue osservazioni sugli ATEM con località per le quali è stato riscontrato un delta >10%.

Il grado di concorrenzialità è indicativo, calcolato su dati oggettivi e pubblicamente disponibili. La gradazione indica un 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.

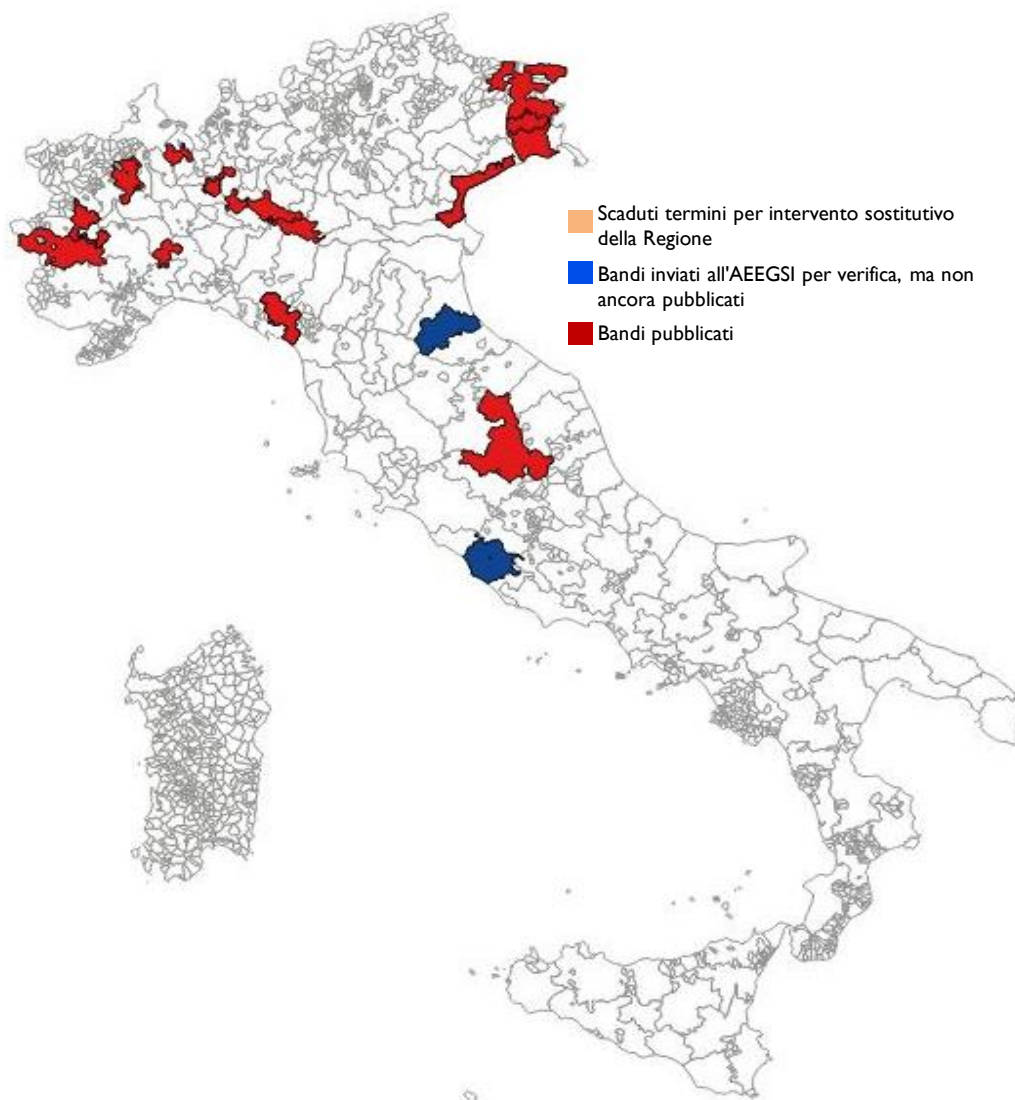
Dimensione: rileva la dimensione dell'ATEM. Piccoli: < 100,000 PDR; medi: tra 100,000 e 300,000; grandi: > 300,000.

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 al *closing* dell'operazione 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



DATI DI MERCATO

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

	2016*	2015*	Var. %
Domanda	101 181	102 880	-1.7%
Produzione netta	85 623	86 564	-1.1%
- Termoelettrico	58 476	57 543	1.6%
- Rinnovabili**	27 147	29 021	-12.9%
Saldo estero	16 421	16 953	-3.1%

*Aprile ** Idroelettrico, Geotermoelettrico, Eolico e Fotovoltaico

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

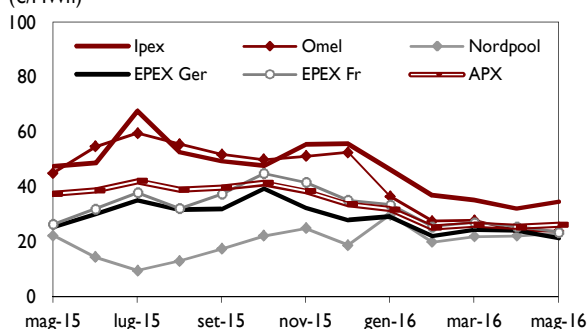
GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE (Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2016	AS 2015	Var. %	AT 2015	AT 2014	Var. %
Industriale	4.6	4.5	1.8%	7.9	7.8	0.4%
Termoelettrico	7.1	6.4	10.8%	12.6	11.2	13.0%
Distribuzione	15.4	16.4	-5.7%	25.5	25.5	0.0%
Altro	0.8	0.7	12.5%	1.6	1.4	20.7%
Totale prelevato	28.0	28.1	-0.3%	47.7	45.9	3.8%

Valori cumulati fino al 30/04/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

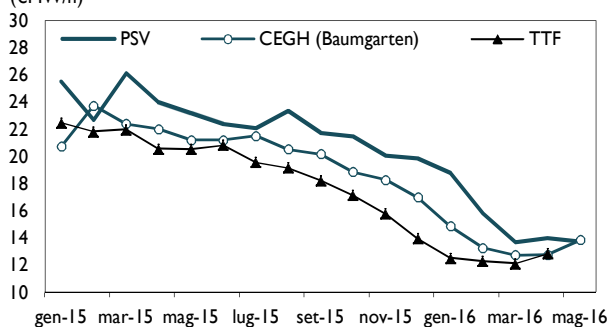
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA (€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato 22/05/2016

Fonte: Borse Europee

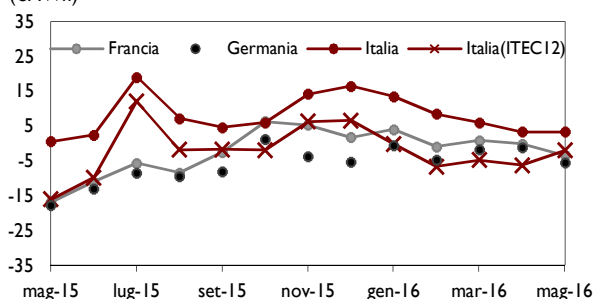
GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA (€/MWh)



Ultimo dato 23/05/2016

Fonte: elaborazione REF-E su dati Platts

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

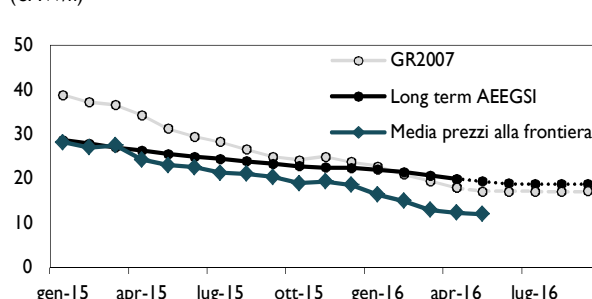


* Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili

Ultimo dato 22/05/2016

Fonte: elaborazioni REF-E

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

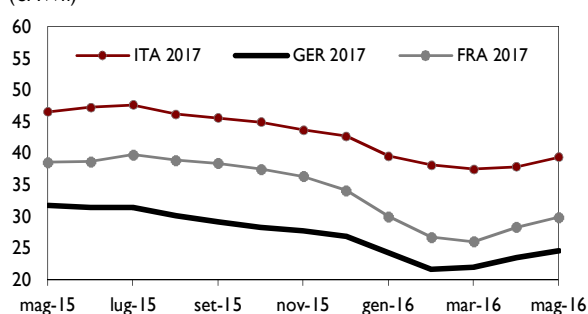


Confronto al PSV

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

Fonte: elaborazioni REF-E su WGI, Platts, AEEGI e forward al 19/05/2016

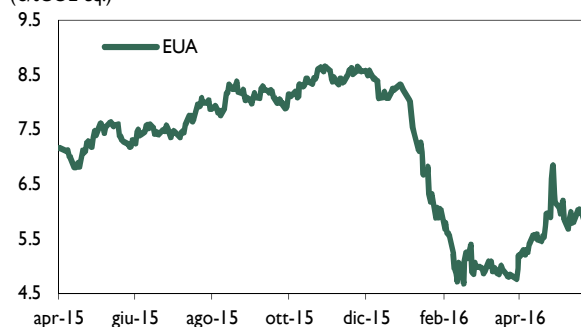
ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI (€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato 22/05/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2 (€/tCO2 eq.)



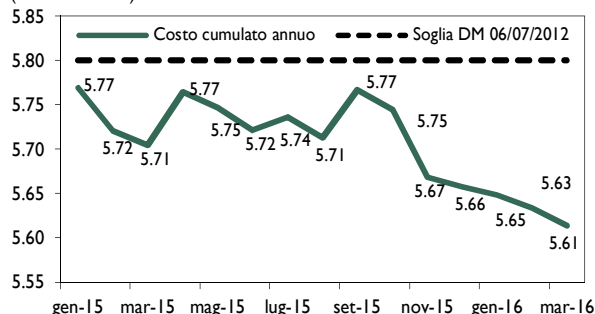
Prezzi giornalieri. Ultimo dato 24/05/2016

Fonte: Reuters su EEX

DATI SETTORI INCENTIVATI E REGOLATI

CONTATORE GSE RINOVABILI*

(miliardi di euro)

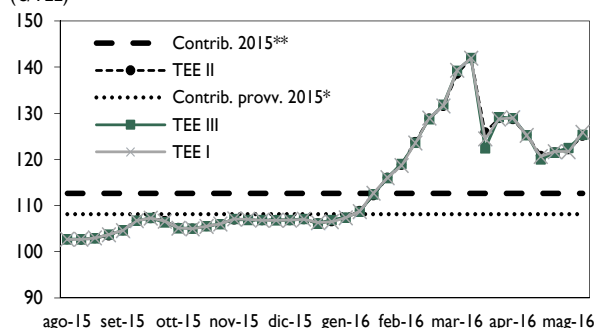


* Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico. Ultimo dato 31/03/2016

Fonte: GSE

TEE: PREZZI DI BORSA E CONTRIBUTO TARIFFARIO

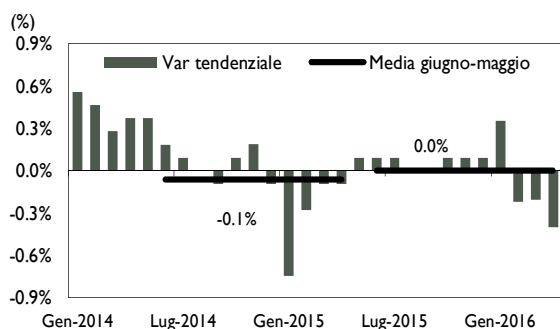
(€/TEE)



* AEEGSI ** GME. Ultimo dato 19/05/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, AEEGSI

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

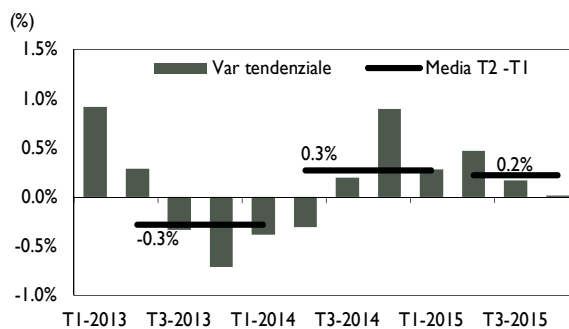


* Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati

Ultimo dato aprile 2016

Fonte: Istat

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*



*Deflatore investimenti fissi lordi. Ultimo dato T4-2015

Edizione dati Istat: marzo 2016

Fonte: Istat

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

(€/cent/kWh)

Componente	III 2015	IV 2015	I 2016	II 2016
Energia, dispac. e commerc.	8.08	8.39	8.41	7.56
Costi infrastrutture	2.86	2.86	3.05	3.05
Oneri A UC MCT	5.02	5.28	4.85	4.85
Totale - tasse escluse	15.95	16.52	16.32	15.47

*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)

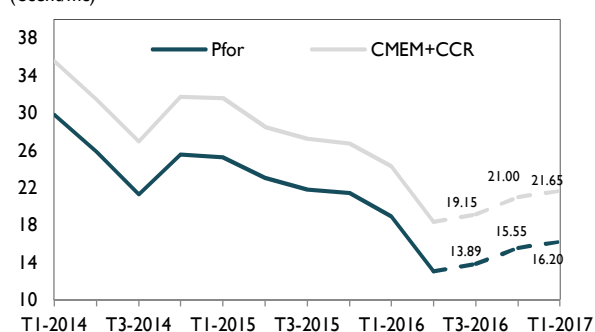
Componente	III 2015	IV 2015	I 2016	II 2016
Energia, dispac. e commerc.	7.72	7.99	7.60	6.68
Costi infrastrutture	2.91	2.91	2.75	2.75
Oneri A UC MCT	8.42	8.80	8.22	8.24
Totale - tasse escluse	19.04	19.69	18.56	17.66

*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 23/05/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Albasoluzioni, Autorità

GAS NATURALE: PREZZI IN TUTELA DOMESTICI*

(€/cent/mc)

Componente	III 2015	IV 2015	I 2016	II 2016
Approvvig. e vendita	33.60	34.13	32.14	26.21
Costi di trasporto	3.07	4.11	3.99	3.17
Costi di distribuzione	8.91	8.91	8.77	8.77
Oneri generali di sistema	2.99	2.99	2.99	3.34
Totale - tasse escluse	48.57	50.13	47.88	41.48

*Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

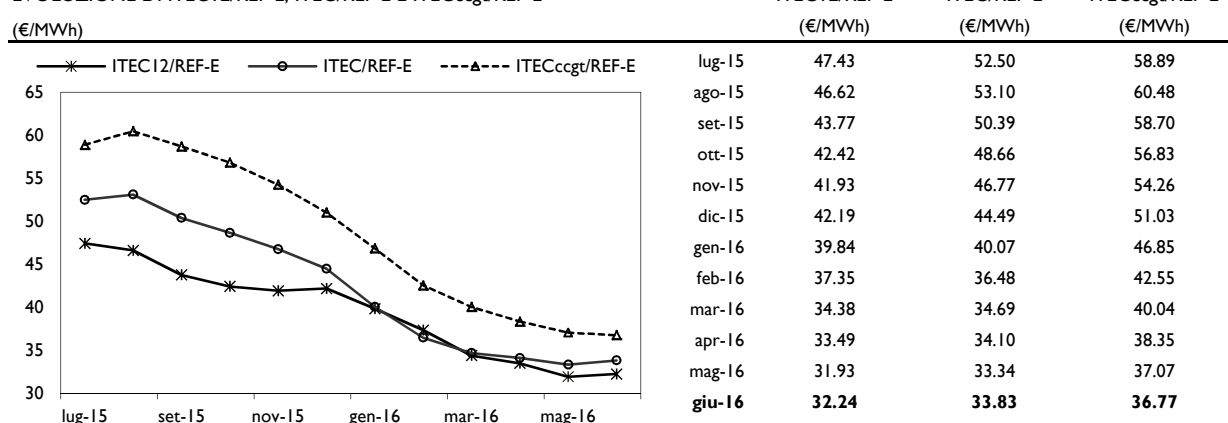
L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di maggio è pari a 31.93 €/MWh, in calo del 4.1% sul dato di aprile (33.28 €/MWh). L'andamento al ribasso dell'indice è legato alla flessione del prezzo registrata durante il mese di aprile dal TTF (-1.5%) e all'apprezzamento della valuta europea rispetto al dollaro del +2.15%. L'effetto provocato dal rialzo degli altri combustibili sottostanti l'indice non è stato sufficiente a compensare l'andamento negativo avuto dagli stessi nei mesi precedenti. Si riportano le variazioni positive del Brent (+7.8%) e del carbone (+0.1%).

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di maggio si attesta a 33.34 €/MWh, in calo del 2.4% sul valore consuntivo di aprile (pari a 34.15 €/MWh) mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di maggio si attesta a 37.07 €/MWh, un valore in diminuzione del 3.4% sul consuntivo del mese precedente (38.39 €/MWh). L'andamento al ribasso dell'indice è legato all'andamento dei combustibili nei 6 mesi precedenti e all'apprezzamento del tasso di cambio €/€ registrato durante il mese di aprile (+2.15%). L'effetto provocato dal rialzo degli altri combustibili sottostanti l'indice non è stato sufficiente a compensare l'andamento negativo avuto dagli stessi nei mesi precedenti. Si riportano le variazioni positive dell'olio BTZ (+8.1%), del Brent (+7.8%), del gasolio (+6.8%) e del carbone (+0.1%).

Il valore *forward* per il mese di giugno dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 19 maggio, è pari a 32.24 €/MWh, in crescita del 1% rispetto al consuntivo di maggio. I valori *forward* per il mese di giugno di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 19 maggio, sono pari a 33.83 €/MWh e 36.77 €/MWh, il primo in aumento del 1.5% e il secondo in calo del 0.8% sul consuntivo di maggio.

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 giugno sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Platts al 19/05/2016.

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 e 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

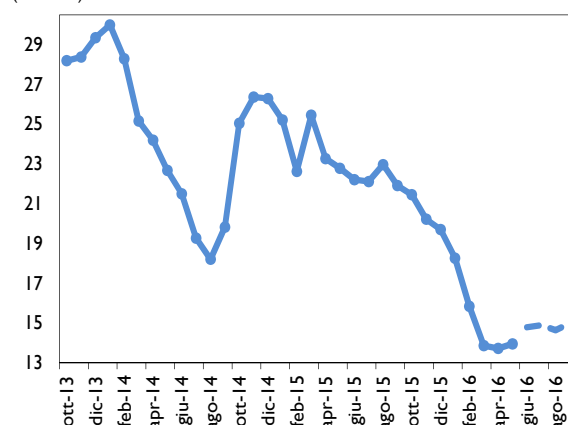
L'indice gas MAGI consuntivo per maggio 2016 è pari a 13.9623 €/MWh, risultato di una componente transazione pari a 14.0812 €/MWh e di un valore leggermente inferiore rilevato attraverso le *survey* (13.6850 €/MWh).

La quotazione del prodotto con consegna a maggio 2016 è salita dell'1.71% rispetto a quella per le consegne di aprile 2016, ma rimane notevolmente più bassa di quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (22.79 €/MWh). Il volume complessivo transato (9,985 MW) e il numero di operazioni registrate (344) sono inferiori 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 aprile 2016 sono circa il 15% in meno rispetto a maggio 2015.

I primi scambi del prodotto con consegna a giugno 2016, relativi a un campione di 120 operazioni e un volume totale scambiato di 4,055 MW, indicano un prezzo più alto di quello del prodotto con consegna a maggio. Al 19 maggio, infatti, il valore del gas con consegna nel prossimo mese è di 14.8281, 6.1% in più rispetto all'ultimo dato consuntivo.

Le quotazioni per il gas in consegna nel II trimestre 2016 hanno subito un rialzo e quelle relative al III trimestre confermano questo *trend* arrivando a 15 €/MWh. La stessa tendenza sembra confermarsi anche per la prossima stagione invernale, con un livello di prezzo atteso dal mercato al di sopra dei 16 €/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