



Sottoscrittori

A2A SpA, Acea Energia SpA, AET Azienda Elettrica Ticinese, Aimag SpA, 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, Enel Italia SpA, Engie, EP Produzione SpA, Erg Power Generation, Hera Trading Srl, Iren 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

- Prezzi TEE: verso un nuovo equilibrio guidato dai cambiamenti normativi

In attesa della pubblicazione in Gazzetta Ufficiale del nuovo decreto ministeriale sui Titoli di Efficienza Energetica (TEE) i frutti delle novità che il Governo intende introdurre si fanno sentire sempre più intensamente sui prezzi di scambio dei titoli. Sebbene infatti il nuovo decreto si faccia attendere, e i progetti presentati/approvati in queste settimane ricadano ancora sotto le regole "in scadenza", come del resto i titoli emessi, gli operatori stanno già scontando l'effetto sui prezzi dell'introduzione delle nuove regole, le quali andranno a modificare le curve di domanda e di offerta di titoli, mentre la traiettoria degli obiettivi quantitativi annui viene solo lievemente rivista.

pag. 3

- Primi passi per la regolazione del teleriscaldamento

Definizione di parametri stringenti di qualità commerciale, previsione di criteri per i costi di allacciamento e separazione contabile: si inizia a delineare il quadro della regolazione del servizio di teleriscaldamento, in attesa degli orientamenti sulle modalità di accesso alla rete per soggetti terzi.

pag. 6

MERCATO ELETTRICO

- I dettagli applicativi ancora aperti nelle recenti proposte di fine tuning del disegno del capacity market

Il disegno del capacity market italiano per l'adeguatezza è stato recentemente oggetto di numerose proposte di fine tuning in vista del probabile svolgimento delle prime aste, ma il disegno che ne deriverebbe sembra essere caratterizzato da diversi punti potenzialmente controversi riguardo i quali è probabile una prossima integrazione da parte di Terna e dell'Autorità: l'eventuale abilitazione volontaria su MSD delle UP da FRNP, il caso di UP da FRNP che ricevono incentivi non-GSE, l'effettivo contributo all'adeguatezza della CDP non qualificata in assenza di un perfetto funzionamento dello scarcity pricing, il trattamento delle UP CAR e delle autoproduzioni, il trattamento delle UP essenziali e il ruolo di MI.

pag. 12

GARE GAS

- Monitoraggio gare gas

Di nuovo rinvii per i bandi pubblicati: Torino 2 prorogato a fine giugno, mentre Varese 2 a fine settembre.

pag. 15

INDICATORI

- Dati di mercato

pag. 17

- Dati settori incentivati e regolati

pag. 18

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Giulia Ardito, Sergio Ascari,
Domenico Biasi, Donatella Bobbio,
Virginia Canazza, Giacomo
Ciapponi, Andrea Coletta, Roberta
d'Alessandro, Michele Dalena,
Federica Davò, Pablo Ángel
Escribano Martín, Tommaso Franci,
Ana Georgieva, Giulia Mazzanti,
Giorgio Perico

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

- Working paper "Smart meter: aspetti tecnologici, economici e regolatori della gestione intelligente della rete" - n. 15 (in fase di pubblicazione)

Ultime pubblicazioni

- Rapporto annuale 2016, Rapporto REF-E, Febbraio 2017
- La filiera degli usi finali del GNL in Italia - 2016, Rapporto, Dicembre 2016
- [Working paper](#) "Sistemi di distribuzione chiusi e sistemi semplici di produzione e consumo: tentativo di "reductio ad unum" di un quadro regolatorio complesso - n. 14/Novembre 2016

ENERGIE RINNOVABILI ED EFFICIENZA

PREZZI TEE: VERSO UN NUOVO EQUILIBRIO GUIDATO DAI CAMBIAMENTI NORMATIVI

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 172/2017/E/efr](#)
- [Delibera EEN 9/11](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Meccanismo TEE: nuove regole e mercato esplosivo](#) (Newsletter 204-205)

In attesa della pubblicazione in Gazzetta Ufficiale del nuovo decreto ministeriale sui Titoli di Efficienza Energetica (TEE) i frutti delle novità che il Governo intende introdurre si fanno sentire sempre più intensamente sui prezzi di scambio dei titoli. Sebbene infatti il nuovo decreto si faccia attendere, e i progetti presentati/approvati in queste settimane ricadano ancora sotto le regole "in scadenza", come del resto i titoli emessi, gli operatori stanno già scontando l'effetto sui prezzi dell'introduzione delle nuove regole, le quali andranno a modificare le curve di domanda e di offerta di titoli, mentre la traiettoria degli obiettivi quantitativi annui viene solo lievemente rivista.

NUOVO CAMBIO DI REGOLE, IL MERCATO SI ADEGUA

I cambi di rotta nella normativa/regolazione non sono cosa nuova per il meccanismo TEE. Le ragioni sono state di volta in volta diverse: dalla difficoltà degli albori nell'avviare un sistema complesso e di mercato, alla necessità di adeguarsi al contesto comunitario, passando per condizioni di mercato corto/lungo, ma nel complesso sempre guidate dal tentativo fare efficienza energetica tramite un meccanismo incentivante efficiente ed efficace.

OFFERTA E DOMANDA DI TITOLI ...

Il nuovo decreto ministeriale, di prossima pubblicazione in Gazzetta Ufficiale, riassume sia le nuove Linee Guida del meccanismo, che nella loro versione precedente, risalente al 2011, erano state redatte dall'Autorità (Delibera EEN 9/11), che la questione della definizione dei nuovi obiettivi e obblighi per gli anni dal 2017 al 2020.

Come dettagliato in un precedente articolo (Newsletter 204-205), una delle principali novità è relativa della vita utile dei progetti ammissibili, cioè il numero di anni in cui vengono riconosciuti i TEE, che è stata ricalibrata eliminando il fattore moltiplicativo dei risparmi (il tau): i TEE verranno riconosciuti per ogni progetto sulla base dei soli risparmi conseguiti (e risultanti da misurazioni del caso) nel corso della vita utile, riportata nella lista degli interventi ammissibili in allegato al Decreto.

Nella maggior parte dei casi si passa a una vita utile pari a 7 o 10 anni, contro i 5 dell'impianto attuale, a cui però si applicavano coefficienti tau anche superiori a 4, il che corrispondeva a elargire TEE nell'arco di 5 anni considerando i risparmi teoricamente ottenibili nell'arco di oltre 20 anni.

Il risultato è una minore erogazione di titoli a favore dei singoli progetti ammissibili, e quindi, a una minore offerta degli stessi, e, a parità di altre condizioni, una minore incentivazione. Tuttavia, gli interventi incentivabili rimarranno gli stessi, ed è quindi ragionevole supporre che i soggetti ammessi alla loro realizzazione si attenderanno un ammontare dell'incentivo in termini economici in linea o magari di poco inferiore, ma probabilmente non una frazione, con quanto avrebbero ottenuto con le regole precedenti al fine di decidere di effettuare l'intervento. Inoltre, sebbene la riduzione dell'offerta si sia riflessa in una riduzione degli obblighi in capo ai distributori, e quindi della domanda di TEE, gli obiettivi risultano in traiettoria con gli anni

precedenti¹, per cui se da un lato verranno emessi (e domandati) meno titoli, dall'altra ci si attende una quantità e qualità (in termini di risparmio di energia primaria) degli interventi quasi inalterate rispetto ai *trend* a regole attuali (Tabella 1).

TABELLA 1. OBBLIGHI TEE PER I DISTRIBUTORI (milioni di TEE)
E OBIETTIVI NAZIONALI DI RISPARMIO ENERGETICO (milioni di TEP)

Anno	Obblighi distributori gas MTEE*	Obblighi distributori elettricità MTEE*	Obblighi totali MTEE*	Obiettivi totali Mtep
2005	0.10	0.10	0.20	0.20
2006	0.20	0.20	0.40	0.40
2007	0.40	0.40	0.80	0.80
2008	1.00	1.20	2.20	2.20
2009	1.40	1.80	3.20	3.20
2010	1.90	2.40	4.30	4.30
2011	2.20	3.10	5.30	5.30
2012	2.50	3.50	6.00	6.00
2013	2.48	3.03	5.51	4.60
2014	3.04	3.71	6.75	6.20
2015	3.49	4.26	7.75	6.60
2016	4.28	5.23	9.51	7.60
2017 [^]	2.95	2.39	5.34	7.14
2018 [^]	3.08	2.49	5.57	8.32
2019 [^]	3.43	2.77	6.20	9.71
2020 [^]	3.92	3.17	7.09	11.19

*Corrispondenti a milioni di TEP fino al 2012 (introduzione del tau)

Fonte: Decreti MSE - [^]bozza DM novembre 2016

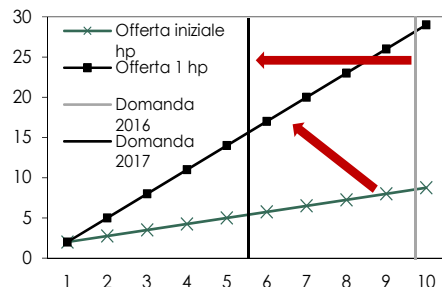
TAG

energy efficiency, public policy

¹ Gli obiettivi tengono conto sia dei TEE rilasciabili nel periodo di riferimento, e quindi dei risparmi a essi associati, ma anche dei risparmi generati dagli interventi incentivabili dopo la fine della vita utile, nonché di tutti i TEE rilasciati per la Cogenerazione ad Alto Rendimento (anche quelli ritirati dal GSE, e quindi non utilizzabili per l'assolvimento degli obblighi), e dei TEE rilasciati nel contesto delle gare gas per ATEM.

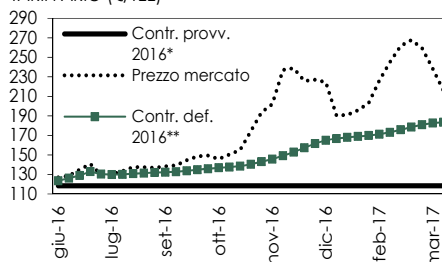
... E PREZZI

FIGURA 1. DOMANDA E OFFERTA TEE TEORICHE
(volumi, asse orizz. - prezzi, asse vert.)



Valori teorici, riportati a puro titolo di esempio
Fonte: esemplificazione REF-E

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



* AEEGSI, DMEG/EFR/11/2016

** Calcolo REF-E su dati GME

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, AEEGSI

Nel complesso le modifiche illustrate vanno nella direzione di un sostegno al valore e ai prezzi di scambio dei singoli titoli. La modifica delle curve di domanda e offerta può essere esemplificata con curve e valori teorici (**Figura 1**) al fine di comprendere cosa sta accadendo sul mercato dei TEE. Per quanto riguarda la domanda complessiva, quasi dimezzata per l'anno d'obbligo 2017 rispetto al 2016², una sua rappresentazione teorica risulta piuttosto semplice e realistica: con le nuove regole essa rimarrà rappresentabile come un retta verticale, e subirà un "semplice" spostamento verso sinistra. Per la curva di offerta invece la rappresentazione teorica qui proposta può discostarsi anche molto dalla realtà: salvo per la pendenza positiva, infatti, la curva potrebbe essere una spezzata e avere inclinazione e intercetta ben diverse³; in ogni caso una riduzione dell'offerta comporta un cambiamento della relativa curva, che tenderà a spostarsi verso l'alto tramite una traslazione o una rotazione⁴. Il risultato complessivo potrebbe quindi essere quello di un nuovo equilibrio, a un prezzo medio più alto di quello espresso dal mercato pre-modifiche normative.

Questo possibile *trend*, d'altro canto, è confermato dal comportamento degli operatori del mercato TEE dallo scorso autunno, cioè da quando la bozza più o meno definitiva del decreto è iniziata a circolare, con il conseguente progressivo impatto che la corsa dei prezzi ha portato sul valore del contributo tariffario definitivo (**Figura 2**). Il nuovo valore di equilibrio verso il quale progressivamente si stabilizzerà il mercato non potrà quindi che esprimere prezzi più elevati di quelli prevalenti prima dell'annuncio della riforma, ai quali difficilmente si potrà ritornare. L'entità dell'aumento dipende dalla riduzione dell'offerta di titoli per l'impianto marginale, ossia per gli impianti più costosi che servono a soddisfare l'obbligo e che sono quelli che determinano il prezzo di mercato.

Gli operatori sembrano quindi essersi portati avanti in risposta *"a nuove specificità e criticità nel meccanismo nel suo complesso dovute alle imminenti innovazioni normative e attuative [...] che sembrano escludere comportamenti potenzialmente anomali da parte degli operatori nonché, in particolare, scelte artatamente opportunistiche"*, come recentemente riportato dall'Autorità (delibera 172/2017).

Concettualmente, nonostante la riduzione della domanda, rimane il fatto che per uno stesso progetto ammissibile a cui a regole attuali sono, ad esempio, riconosciuti 2 TEE in tutto, con le nuove regole, potrebbe ad esempio, essere riconosciuto solo 1 TEE. Sotto queste ipotetiche condizioni, ammettendo che il soggetto proponente voglia mantenere l'incentivo economico complessivo, il prezzo a cui è disposto a vendere il titolo con le nuove regole dovrebbe raddoppiare. Inoltre, dato che il mercato è unico, e che per alcuni anni coesisteranno titoli concessi con regole attuali e titoli concessi sulla base delle nuove regole, di tale potenziale raddoppio⁵ del prezzo beneficeranno i soggetti che hanno ottenuto i titoli a regole attuali.

Se, quindi, a oggi, parlare di comportamenti speculativi in senso stretto non risulta, anche a valle dell'analisi dell'Autorità, pienamente corretto, rimane comunque il fatto che con l'ennesimo cambio della guardia per le regole del meccanismo, gli attuali beneficiari di TEE potrebbero ricavarne un vantaggio economico non indifferente, con un aumento complessivo della spesa necessaria per il raggiungimento degli obiettivi.

CONTRIBUTO TARIFFARIO E ONERE PER I CONSUMATORI GAS

Sebbene l'Autorità non abbia rilevato comportamenti anomali da parte dei partecipanti al mercato TEE, ha comunque stabilito di avviare un procedimento per adeguare le regole di definizione del contributo tariffario al nuovo contesto normativo, con l'obiettivo di concludere il tutto entro il 31 maggio 2017, cioè prima dell'inizio del successivo anno d'obbligo e quindi in tempo per potere applicare la regola adeguata, senza creare incertezze o distorsioni sul mercato, al calcolo del contributo per il

² Senza considerare, in questa specifica sede, per una mera semplicità di calcolo, le possibili compensazioni tra i vari obblighi annui per i distributori senza incorrere in sanzioni (possibilità a cui è stato fatto ampiamente ricorso negli scorsi anni).

³ La curva di offerta reale dovrebbe mettere in fila in ordine crescente di costo i vari interventi incentivabili, fino ad incontrare, con l'intervento marginale che fissa il prezzo per tutto il meccanismo, la curva di domanda.

⁴ Come non risulta immediato disegnare la curva di offerta originale, così non è per ora possibile estrapolare come verrà effettivamente impattata la curva di offerta dalle novità normative.

⁵ Si potrebbe anche configurare una situazione in cui i prezzi potrebbero molto più che raddoppiare a seconda del rapporto tra numero di titoli concessi a regole attuali e numero di titoli concessi a nuove regole.

prossimo anno d'obbligo.

Nel frattempo cosa sta accadendo al contributo tariffario? Come impatterà sulle tariffe gas⁶, più sensibili agli andamenti della relativa componente rispetto a quelle elettriche, dove la famigerata A3 ha un peso spropositatamente più impattante?

Considerando i risultati di mercato fino al 21 marzo, il contributo tariffario definitivo per l'anno d'obbligo 2016 ha abbondantemente superato la soglia dei 180 €/TEE, contro un contributo tariffario definitivo per l'anno d'obbligo 2015 che si era attestato a quasi 115 €/TEE.

TABELLA 2. COSTI MECCANISMO TEE IN CAPO AI CONSUMATORI GAS SOTTO DIVERSE IPOTESI DI VALORE DEL CONTRIBUTO TARIFFARIO

Anno d'obbligo	Spesa con obblighi attuali e contributo definitivo 2015		Spesa con nuovi obblighi e nuove ipotesi di contributo		
	Obblighi MTEE	115 €/TEE	Obblighi MTEE	150 €/TEE	250 €/TEE
2015	3.49	401			
2016	4.28	491	4.28	642	1 070
2017	4.88*	560	2.95^	443	738
2018	5.48*	629	3.08^	462	770
2019	6.08*	698	3.43^	515	858
2020	6.68*	767	3.92^	588	980

*Hp REF-E antecedente bozza decreto ^bozza DM novembre 2016

Fonte: Decreti MSE

Ragionando in anni d'obbligo, l'impatto della riforma e della recente impennata dei prezzi è rilevante soprattutto per il 2016, anno in cui si hanno i vecchi livelli di domanda di TEE ma già i nuovi prezzi, e quindi il nuovo contributo tariffario. Dal 2017, a seguito della riduzione dell'obbligo, solo ammettendo una stabilità dei prezzi, il costo del meccanismo in capo ai consumatori dovrebbe ridursi. Se, come atteso, il prezzo continuasse a rimanere su livelli significativamente più elevati degli anni precedenti, la spesa complessiva potrebbe risultare aumentata rispetto alla situazione pre-decreto (**Tabella 2**). La rivalutazione del TEE effettuata con la soppressione del meccanismo dei moltiplicatori potrebbe quindi implicare un aumento della spesa, nonostante *target* di efficientamento invariati.

L'impatto effettivo in tariffa dipenderà quindi dal prezzo di mercato, ma anche dalla nuova formulazione del contributo tariffario che verrà stabilita dall'Autorità. In termini di anni solari e aggiornamenti trimestrali dell'Autorità delle componenti tariffarie gas (ed elettriche), potrebbero in effetti prefigurarsi degli incrementi nel corso dei prossimi trimestri al fine di coprire l'incremento dei costi legati all'anno d'obbligo 2016, sebbene, negli anni successivi, il surriscaldamento dei prezzi di mercato legato alle novità normative dovrebbe essere almeno in parte controbilanciato dal calo degli obblighi.

IMPATTI SUI SOGGETTI OBBLIGATI

Le recenti novità regolatorie e di mercato per il meccanismo dei TEE avranno impatti importanti anche per i soggetti obbligati. In primo luogo, sebbene il contributo tariffario segua i prezzi medi di mercato, per quest'anno sarà, molto probabilmente, attivata la franchigia che prevede, in caso di aumenti rilevanti, uno scarto di 2 €/TEE tra prezzo medio e contributo tariffario, con conseguente impossibilità di recuperare il prezzo pieno. In ogni caso, il prezzo medio di mercato rispecchia esattamente i prezzi di acquisto solamente nel caso di un operatore che comprasse i TEE con un profilo identico a quello complessivo del mercato. L'elevata volatilità mostrata dai prezzi nel corso di questo anno d'obbligo potrebbe implicare costi (o parallelamente rendite) molto elevati per soggetti obbligati che avessero un profilo di acquisto diverso. In altre parole, la volatilità dei prezzi implica l'insorgere di un rischio di mercato molto elevato per una attività che invece, nell'idea del disegno originale del meccanismo, dovrebbe essere passante e priva di rischio per i distributori.

La possibilità di un nuovo meccanismo di definizione del contributo tariffario, con lo spettro di un aumento della franchigia o comunque dell'imposizione di un tetto massimo, citato anche dalla legislazione, potrebbe aumentare ulteriormente il rischio di mancato riconoscimento dei costi sostenuti. Questo rischio appare rilevante anche in virtù dei (già tormentati) procedimenti di affidamento delle concessioni di distribuzione del gas naturale per ATEM. La presenza di un rischio regolatorio sul meccanismo di copertura dei costi dei TEE e/o l'insorgere di un rischio di mercato in capo ai soggetti regolati, potrebbero scoraggiare la partecipazione alle gare (che appunto prevedono l'accesso a un'attività regolata e non a un'attività di mercato) e rendere più complessa la formulazione delle offerte. Inoltre si palesa il rischio di un cambiamento delle regole proprio mentre alcuni bandi sono in via di svolgimento.

⁶ Componente REI, addizionale alla tariffa di trasporto pagata sui volumi in uscita dalla rete italiana, a copertura, tre le altre cose, degli interventi di efficienza energetica nell'ambito del meccanismo dei TEE.

PRIMI PASSI PER LA REGOLAZIONE DEL TELERISCALDAMENTO

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [DCO 46/2017/R/TLR](#)
- [DCO 71/2017/R/TLR](#)
- [DCO 112/2017/R/TLR](#)
- [Delibera 111/2017/R/TLR](#)
- [Dlgs 102/2014](#)

Definizione di parametri stringenti di qualità commerciale, previsione di criteri per i costi di allacciamento e separazione contabile: si inizia a delineare il quadro della regolazione del servizio di teleriscaldamento, in attesa degli orientamenti sulle modalità di accesso alla rete per soggetti terzi.

UNA SOFT REGULATION PER IL TELERISCALDAMENTO

La legislatura europea¹ ha inquadrato il teleriscaldamento come un settore fondamentale per adempiere agli obiettivi di efficienza energetica richiesti in ambito comunitario e a tal fine ha richiesto ai singoli Paesi membri di attuare delle politiche di monitoraggio del settore. Il Dlgs 102/2014 ha recepito la direttiva europea sull'efficienza energetica prevedendo una regolazione più *soft* rispetto ai settori già regolamentati ma al contempo conferendo all'Autorità² poteri più ampi rispetto al mero controllo, che richiedono:

- la definizione di standard di continuità, qualità e sicurezza del servizio
- la determinazione delle tariffe di allacciamento e modalità di scollegamento delle utenze
- la definizione di condizioni di riferimento per la connessione alle reti di nuove unità di generazione del calore
- la determinazione delle tariffe di fornitura quando sussiste l'obbligo di allacciamento alla rete
- la definizione delle modalità di pubblicizzazione dei prezzi dei servizi di fornitura del calore, allacciamento e disconnessione.

L'Autorità ha iniziato a occuparsi di tre degli ambiti di intervento conferitigli dal decreto legislativo, che hanno come tema la definizione degli standard di qualità, i criteri per i contributi di allacciamento, disattivazione e scollegamento e la definizione dei costi di sub-fatturazione³. Questi primi provvedimenti potrebbero essere fondamentali per comprendere il quadro regolatorio complessivo. Le esperienze internazionali ed europee sono variegate: si va dall'approccio danese, che prevede una forte regolamentazione dell'intero settore, inclusa quella sui prezzi del calore, a quelli più *soft*, come nel caso svedese, dove l'Autorità di regolazione nazionale dell'energia svolge principalmente compiti di monitoraggio per la tutela del consumatore, in collaborazione anche con l'Autorità Antitrust. Il quadro per il nostro paese è già largamente tracciato dalla legislazione, che porta a escludere una regolamentazione dei prezzi finali dove non c'è obbligo di connessione (regolazione che sarebbe anche in controtendenza rispetto alla prevista soppressione della maggior tutela nel settore del gas naturale). Tuttavia, rimangono aspetti importanti da definire. Se la regolazione della qualità sembra orientata verso la definizione di precisi e molteplici standard, quindi verso una regolazione puntuale e probabilmente anche invasiva rispetto allo *status quo*, come anche per i servizi di misura, meno chiaro appare il quadro per i servizi di rete. Pur avendo mandato per definire puntualmente i costi di connessione, l'Autorità sembrerebbe infatti orientata a rimanere nell'ambito della definizione dei criteri: essendo oggi il servizio di rete non separato da quello del calore, una regolazione esplicita potrebbe in effetti distorcere il mercato e difficilmente si tradurrebbe in un vantaggio per i consumatori. Meglio quindi puntare sulla definizione dei criteri (divieto di imporre tariffe superiori ai costi) e sulle modalità di controllo. In questo senso va anche interpretato l'avvio del procedimento per la definizione dei criteri di separazione contabile (Delibera 111/2017). Sebbene non richiesto esplicitamente dalla legislazione, l'*unbundling* sarebbe necessario proprio ai fini di una precisa e corretta funzione di monitoraggio. Potrebbe essere anche necessario per un altro, importante, aspetto della regolazione finora non affrontato, ossia quello della definizione dei criteri di connessione per generazioni di calore da parte di terzi.

¹ Direttiva 2012/27/UE.

² Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico.

³ DCO 46/2017 "Regolazione della qualità contrattuale del servizio di telecalore (teleriscaldamento e teleraffrescamento); DCO 71/2017 "Regolazione dei costi del servizio di suddivisione delle spese per riscaldamento, raffrescamento e acqua igienico sanitaria, tra le diverse unità immobiliari nei condomini e negli edifici polifunzionali"; DCO 112/2017 "Disposizioni in materia di contributi di allacciamento e modalità per l'esercizio da parte dell'utenza del diritto di disattivazione e di scollegamento nel servizio di telecalore (teleriscaldamento e teleraffrescamento)".

TAG

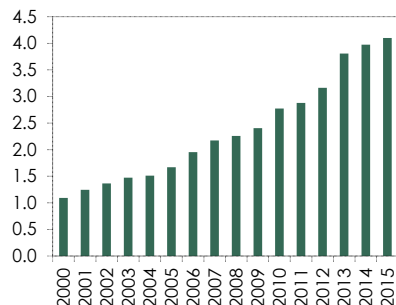
district heating, energy efficiency, heating & cooling, market design

TABELLA 1. INCREMENTO VOLUMETRIA ALLACCIATA (Mcm)

Anno	Volumetria	Incremento
2000	117.30	
2001	125.90	7%
2002	132.30	5%
2003	140.10	6%
2004	144.40	3%
2005	155.60	8%
2006	177.30	14%
2007	198.70	12%
2008	211.90	7%
2009	226.50	7%
2010	244.40	8%
2011	263.40	8%
2012	279.40	6%
2013	302.10	8%
2014	316.20	5%
2015	329.80	4%

Fonte: REF-E su dati AIRU

FIGURA 1. ESTENSIONE RETE DI TELERISCALDAMENTO (migliaia di chilometri)



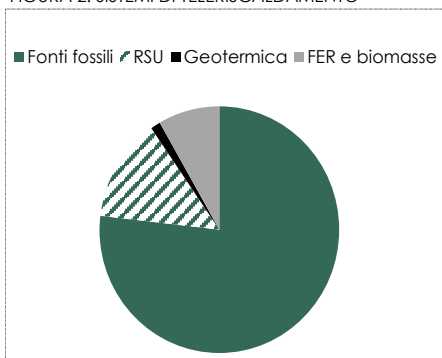
Fonte: REF-E su dati AIRU

TABELLA 2. PRINCIPALI GESTORI E IMPIANTI

Gestore	Città
A2A CALORE E SERVIZI	Bergamo, Brescia, Cassano d'Adda, Milano
GRUPPO IREN	Genova, Parma, Piacenza, Reggio Emilia, Torino
HERA	Bologna, Casalecchio di Reno, Castel Bolognese, Castel Maggiore, Cesena, Ferrara, Forlì, Imola, Modena, Monterenzio
AGSM VERONA	Verona
GRUPPO EGEE	Alba, Cairo Montenotte, Canale, Carmagnola, Cortemilia, Fossano, Nizza Monferrato, Piosasco
LINEA RETI E IMPIANTI	Crema, Cremona, Lodi

Fonte: REF-E su dati AIRU

FIGURA 2. SISTEMI DI TELERISCALDAMENTO



Fonte: REF-E su dati AIRU

L'impostazione prevista dal legislatore sembrerebbe quella di un accesso alla rete a monte, con possibilità per generatori indipendenti di cedere calore alla rete, ma senza un effettivo *third party access* che possa permettere ai generatori anche di raggiungere i clienti finali in modo indipendente dal gestore della rete. Su questo aspetto, tuttavia, si attendono ancora le pronunce dell'Autorità, e la previsione dell'*unbundling* potrebbe essere anche il primo passo verso la definizione esplicita di tariffe per l'utilizzo della rete e per un vero e proprio *third part access* per il settore del telecalore.

L'ASSETTO ORGANIZZATIVO

Il settore del teleriscaldamento in Italia è organizzato e regolato a livello locale attraverso concessioni che i Comuni stipulano con le aziende, generalmente gestori di più servizi pubblici locali, come le ex municipalizzate. La concessione è solitamente richiesta dal gestore dell'impianto di teleriscaldamento, mentre è raramente affidata con bando pubblico. I contratti, validi dai 20 ai 40 anni, possono essere più o meno stringenti e riguardare differenti aspetti. Normalmente, un aspetto sancito nelle concessioni, così come sottolineato nell'indagine del 2014 effettuata dall'Autorità Antitrust⁴, è il prezzo, che può presentarsi in forma fissa (decisa dal Comune) oppure legato a una formula che indicizza il prezzo del calore al prezzo del carburante (solitamente gas per le aree metanizzate o gasolio per le aree non metanizzate). Alcune concessioni prevedono l'allacciamento obbligatorio per tutti gli utenti. In caso contrario, a tutti gli utenti che la richiedono deve essere garantita la connessione senza alcun tipo di discriminazione (a meno della presenza di vincoli tecnici). Un aspetto poco corrente nelle concessioni è la presenza della Carta dei Servizi, ovvero il documento contenente tutti i diritti, gli obblighi e le qualità commerciali che derivano dal contratto tra gestore e utenti del servizio. La regolazione effettuata dai singoli Comuni e i prezzi delle tecnologie alternative hanno comunque garantito un buon livello concorrenziale tra i diversi metodi di riscaldamento e raffrescamento, limitando la crescita dei prezzi del teleriscaldamento, che di fatto si presenta come un monopolio naturale e legale. Tuttavia, l'Autorità, prima della pubblicazione dei DCO, ha avviato un'indagine conoscitiva del settore, per capire il grado di regolazione delle diverse imprese di teleriscaldamento e valutare le criticità che invece sorgono negli ambiti in cui l'Autorità dovrà esercitare i poteri di controllo e regolazione. È emerso, dalle risposte degli operatori del teleriscaldamento, un quadro piuttosto eterogeneo, complicando il compito dell'Autorità di creare una regolazione omogenea su tutto il territorio nazionale.

LA PENETRAZIONE DEL SETTORE IN ITALIA

Il teleriscaldamento è presente generalmente in due settori di mercato: il residenziale, che occupa il 70% della volumetria allacciata e il terziario che occupa il restante 30%. È un settore in costante crescita, che ha visto la costruzione di sette nuove reti e un incremento della volumetria allacciata, rispetto al 2015, di circa 13.6 milioni di metri cubi (Mmc) (Tabella 1). Le unità collegate alla rete di teleriscaldamento, alla fine del 2015, hanno raggiunto la volumetria totale di quasi 330 Mmc, circa tre volte il volume del 2000. L'incremento della capacità non è esclusivamente dovuto all'ampliamento degli impianti già esistenti, ma anche alla creazione di nuove piccole centrali, e all'estensione della rete, che ha raggiunto quasi 4,100 Km, 130 Km in più rispetto al 2014 (Figura 1). Le numerose imprese che gestiscono gli impianti fanno capo a sei operatori principali e coprono oltre trenta città (Tabella 2). Le fonti di energia utilizzate sono maggiormente fossili (Figura 2): l'utilizzo di gas naturale, rispetto l'anno scorso, è aumentato e rappresenta la fonte principale (circa il 70%); la seconda fonte, i rifiuti solidi urbani, hanno visto aumentare la quota, raggiungendo quasi il 15%; le restanti risorse, ovvero le fonti rinnovabili, le biomasse e il geotermico continuano a rappresentare fonti marginali⁵.

⁴ Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, "Indagine conoscitiva sul settore del teleriscaldamento", 2014.

⁵ Associazione Italiana Riscaldamento Urbano, "Il riscaldamento urbano annuario", 2016.

LE NOVITÀ PROPOSTE

L'indagine promossa dall'Autorità mirava a:

- verificare la diffusione delle Carte dei servizi
- valutare la presenza di indicatori e di standard di qualità che riguardano l'avvio, la chiusura e la gestione del rapporto contrattuale
- analizzare i contributi richiesti dai gestori in relazione all'allacciamento e allo scollegamento dei consumatori dalla rete
- analizzare i contributi richiesti per il servizio di sub-fatturazione delle spese di teleriscaldamento, teleraffrescamento e acqua igienico sanitaria (ACS).

All'indagine hanno partecipato poco più della metà delle imprese di teleriscaldamento e, dunque, i risultati sono basati sul 58% degli operatori attualmente presenti in Italia.

LE PROPOSTE PER LA QUALITÀ CONTRATTUALE E LA GESTIONE DEL RAPPORTO

La qualità commerciale e la qualità del servizio non sembrano essere state al centro dell'attenzione nelle concessioni dei Comuni. Emerge infatti sia una limitata diffusione delle Carte dei Servizi, con appena il 23% dei gestori che ne ha adottata una, sia una forte eterogeneità degli standard di qualità adottati, con solamente un terzo dei gestori che applica almeno uno standard di qualità generico. Laddove sono presenti degli standard di qualità, raramente vi sono degli indennizzi automatici per gli utenti. Gli orientamenti dell'Autorità vanno nella direzione già seguita per i settori della distribuzione del gas, dell'energia elettrica e idrico, che prevede la creazione di una lista di standard minimi di qualità omogenei su tutto il territorio nazionale con l'applicazione di un indennizzo in capo al gestore che non rispetta gli indicatori proposti. Il periodo di regolazione, che generalmente è di quattro anni nei settori già regolamentati, sarà abbreviato a soli due anni, per valutare l'evoluzione del settore anche in merito alle nuove discipline applicate, che saranno retroattive, “ferma restando la salvaguardia degli investimenti effettuati e della concorrenza nel settore”⁶. Per le imprese che non hanno ulteriori attività nei settori regolati, vi sarà un periodo di adeguamento di 12 mesi, mentre per le imprese che operano già nei settori regolati il periodo sarà di 6 mesi.

Gli standard minimi si riferiscono a due differenti tipi di qualità: quella commerciale e quella di servizio. L'Autorità ha dato ampio spazio alla prima categoria, dando vita a una serie di vincoli alle tempistiche di intervento/risposta da parte dei gestori, mentre alla seconda non ha dato particolare rilievo, non prevedendo verifiche e controlli automatici dei parametri della qualità della fornitura da parte del gestore, ma solo su richiesta dell'utente, introducendo, anche in questo caso, degli indicatori temporali. Gli indicatori e gli standard di qualità possono essere relativi a tre distinte fasi del rapporto contrattuale: l'apertura, la gestione e la chiusura.

In relazione all'apertura del contratto, in questa fase del rapporto, gli standard minimi riguardano esclusivamente la qualità commerciale, descritti da diversi indicatori temporali. Il rapporto con l'utente nasce con la proposta (o la richiesta) da parte del gestore (o dell'utente) di un preventivo per l'allacciamento, seguito poi dai lavori per l'allacciamento. Rispetto alla situazione odierna, in cui la tempistica che può intercorrere dal contatto tra i due soggetti al completamento dell'allacciamento è in media di circa tre mesi, l'indicatore prevede un tempo massimo di un mese (sebbene poi, in presenza di lavori complessi, i termini possano slittare fino a due mesi). Per l'attivazione della fornitura, i tempi normalmente necessari agli operatori oscillano intorno a una settimana, periodo che l'Autorità intende confermare. Nei casi di riattivazione della fornitura, si prevedono due giorni feriali (in caso di morosità) oppure cinque giorni feriali (in caso di subentro).

Circa la gestione del rapporto contrattuale, l'Autorità ha previsto una serie di standard minimi di qualità contrattuale, basati anch'essi su indicatori temporali che riguardano l'esecuzione di lavori sulla rete (identici a quelli per l'allacciamento), gli appuntamenti concordati tra utenti e gestori (tre giorni lavorativi), il pronto intervento (risposte dei *call center* entro 120 secondi) e la risposta ai reclami (venti giorni solari). Nel caso della misura, è emerso che alcuni standard minimi commerciali sono già utilizzati dai gestori di teleriscaldamento, con valori anche più stringenti rispetto agli standard

⁶ Art. 10, comma 18 Dlgs 102/2014.

richiesti nei settori regolamentati. L'Autorità prevede un periodo totale di 40 giorni per i tre indicatori temporali (l'intervento di verifica, la comunicazione dell'esito della verifica e la sostituzione del misuratore)⁷. L'unico standard minimo di qualità del servizio è rappresentato dai parametri che descrivono la qualità della fornitura (ovvero la temperatura di mandata, la temperatura di ritorno e la portata). Anche in questo caso, l'Autorità ha prescritto due indicatori temporali (tempo per effettuare una verifica dei parametri e tempo di ripristino del valore corretto), senza però prevedere verifiche e controlli automatici da parte del gestore, ma solo su segnalazione degli utenti. I tempi richiesti per la verifica dovranno essere di tre giorni lavorativi, mentre il ripristino dei valori corretti dovrà svolgersi in un giorno lavorativo.

Relativamente alla chiusura del rapporto contrattuale, l'utente e il gestore potranno concludere il contratto di fornitura del calore, attraverso due differenti metodologie. Nella prima, ovvero la disattivazione della fornitura, si chiude il misuratore senza la rimozione del gruppo di misura e si effettua la lettura con gli ultimi consumi; in tal caso i giorni lavorativi indicati dall'Autorità come standard per la disattivazione della fornitura ammontano a cinque. Nella seconda, ovvero lo scollegamento dalla rete, si rimuove il gruppo di misura e la sottostazione di scambio termico; in questo caso, nell'ambito dell'indagine conoscitiva non sono state ricevute molte informazioni da parte dei gestori, pertanto l'Autorità attende ulteriori spunti dalle risposte che perverranno in merito, nell'ambito della consultazione.

LA DEFINIZIONE DI COSTI INDICATIVI PER I SERVIZI DI SUB-FATTURAZIONE

La direttiva europea sull'efficienza energetica ha richiesto regole molto stringenti sulla misurazione del consumo di calore e di acqua calda sanitaria, prevedendo l'installazione di misuratori sia per l'intero edificio sia per le singole unità immobiliari a fine 2016 (poi rimandata a giugno 2017), l'introduzione di regole chiare sulla ripartizione dei costi tra le singole unità immobiliari (servizio di sub-fatturazione) e l'accesso ai dati di consumo da parte dei consumatori. La direttiva infatti prevede che i clienti ricevano la fatturazione in maniera gratuita, sebbene sia consentito l'addebitamento dei costi, se ragionevoli, per i servizi di misura, ripartizione e conteggio dei consumi individuali quando il servizio è fornito da imprese di servizi o dai fornitori locali di energia. La lacunosità della direttiva nel definire l'ambito del servizio di sub-fatturazione e la definizione dei costi ragionevoli ha condotto all'Autorità a definire tali concetti. L'ambito di applicazione del servizio di sub-fatturazione comprenderà la fornitura del servizio a tutti i condòmini e gli edifici polifunzionali che abbiano delle fonti di riscaldamento e raffrescamento, non per forza forniti da reti del teleriscaldamento. Il Dlgs 102/2014 oltre ad aver conferito tali poteri all'Autorità, ha anche confermato che l'obbligo di installazione dei misuratori spetta al proprietario dell'unità abitativa. Il misuratore può essere un singolo apparecchio, chiamato sotto-contatore, che misurerà l'intera energia consumata nell'appartamento, oppure un insieme di termovalvole installate su ogni singolo radiatore che valutano il calore emesso. Dall'indagine conoscitiva è emerso, anche in questo servizio, un quadro piuttosto variegato. Generalmente il servizio di sub-fatturazione è un'attività non centrale per il fornitore, che di solito è un'azienda di consulenza energetica o il fornitore dei misuratori.

Il servizio di misura si divide in due azioni distinte, ma complementari: la lettura dei consumi individuali per ogni unità abitativa e la ripartizione delle spese (che possono includere i consumi dovuti a dispersioni nell'impianto di distribuzione all'interno dell'edificio). La frequenza della lettura dipende dal sistema di telecomunicazione che trasmette i dati e dal tipo di misuratore installato (il sub-contatore o le valvole). Il servizio viene fornito usualmente una volta all'anno attraverso due prospetti: il primo che riporta consumi dell'intero edificio e il secondo che riporta i consumi per ogni singola unità immobiliare. Per quanto riguarda il servizio di lettura, il fornitore dovrà garantire annualmente l'invio dei due prospetti al committente, con particolare dettaglio sui dati utilizzati per il calcolo dei consumi individuali. Il servizio di ripartizione conterrà le stesse informazioni, con in aggiunta gli importi della spesa del riscaldamento, del raffrescamento e dell'acqua calda sanitaria per ogni unità immobiliare e i criteri di ripartizione.

L'Autorità intende prevedere un contratto del servizio di sub-fatturazione con durata annuale (rinnovabile e con possibilità di recesso anticipato), una frequenza della fatturazione annuale e la possibilità del consumatore, o soggetti terzi da lui delegati, di

⁷ La ricostruzione dei consumi non correttamente misurati sarà tema di un ulteriore DCO.

accedere a propri dati di consumo attraverso internet. Per quanto riguarda la creazione di costi indicativi del servizio di sub-fatturazione, è emerso dall'indagine che non sempre i costi rispecchiano il prezzo del servizio, il quale generalmente risulta più alto. Inoltre, quando il costo del servizio è erogato dai gestori del teleriscaldamento risulta più alto di quello dei fornitori dei servizi (il gestore indica fino a 4 euro per radiatore, mentre il fornitore di servizi indica generalmente un euro). L'Autorità ha l'intenzione di valutare un *range*, per il servizio di lettura, di un costo compreso tra 0.6 centesimi di euro a radiatore a 4 euro a radiatore, oppure in caso di sotto-contatore dai 3 ai 5 euro per appartamento, mentre per il servizio di ripartizione delle spese, l'Autorità stima un costo indicativo tra 1.8 euro e 3.5 euro a radiatore.

I CRITERI PER I CONTRIBUTI DOVUTI ALL'ALLACCIAMENTO, ALLA DISATTIVAZIONE E ALLO SCOLLEGAMENTO

Dall'indagine conoscitiva effettuata dall'Autorità è emerso, anche in questo caso, un quadro differenziato tra i diversi gestori. I principali elementi valutati sono i perimetri delle attività di allacciamento, disattivazione e scollegamento, i costi connessi e i contributi richiesti agli utenti. All'indagine hanno risposto il 60% degli operatori, il che fornisce un quadro piuttosto completo del settore da regolare. Anche in questo caso, si propone un periodo regolatorio di due anni, e che tutte le disposizioni siano retroattive, con nullità di eventuali clausole apposte nei contratti con l'utente.

Per quanto riguarda l'allacciamento, sono diverse le attività che vengono ricomprese da ogni gestore. In media le attività minime necessarie (come i lavori di scavo, la posatura delle tubazioni, la fornitura e l'installazione dello scambiatore, l'acquisizione dei permessi e il ripristino del suolo pubblico) sono comuni. La fornitura e l'installazione della sottostazione di scambio termico⁸ non sono sempre fornite dal gestore, a volte è l'utente che richiede, a un costo aggiuntivo, il servizio, oppure provvede lui stesso all'acquisto e alla installazione. Anche l'installazione delle valvole e dei sotto-contatori non sono sempre inclusi nel servizio di allacciamento. In generale dunque, tutte le azioni che devono essere compiute direttamente sulla parte dell'impianto dell'utente sono a suo carico. I contributi richiesti agli utenti per l'allacciamento sono generalmente più bassi dei costi sostenuti, questo per cercare di invogliare più utenti ad accettare il teleriscaldamento e competere con le tecnologie alternative. I costi sostenuti e non recuperati con il contributo iniziale vengono poi spalmati sulla fatturazione della fornitura di calore. In questo caso, l'intervento dell'Autorità potrebbe non comportare dei benefici agli utenti finali, in quanto regolare i contributi di allacciamento significherebbe, almeno in parte, interagire sulla scelta dei prezzi finali, che invece non sono regolati. Infatti imporre un contributo uguale al costo di allacciamento significherebbe diminuire l'attrazione del teleriscaldamento rispetto alle tecnologie alternative. I gestori, inoltre, potrebbero comunque non ridurre i prezzi delle forniture, proprio perché basati sul libero mercato. Anche nel caso si inserisse un tetto massimo al contributo, i gestori potrebbero spostare i costi non recuperati direttamente sui prezzi delle forniture. Per questi motivi, l'Autorità ha deciso che nel primo periodo regolatorio si richiederanno tre principali obblighi:

- divieto di applicare contributi maggiori rispetto ai costi di allacciamento
- possibilità di rateizzare i contributi dell'allacciamento, ma in maniera chiara e trasparente
- obbligo di informare l'Autorità sul numero di allacciamenti effettuati, sull'evoluzione dei costi e dei ricavi, sui corrispettivi e sui piani di rateizzazione⁹.

Sul perimetro delle azioni comprese nell'allacciamento, non saranno inclusi gli interventi delle sottostazioni e la rimozione dei generatori preesistenti. I gestori dovranno fornire agli utenti dei preventivi dettagliati, dichiarando quali interventi sono a totale carico degli utenti e rispettare gli standard di qualità contrattuale descritti nel DCO 46/2017¹⁰.

La disattivazione e lo scollegamento dall'impianto di teleriscaldamento non sembra essere un comportamento usuale da parte degli utenti, a causa degli elevati *switching cost* verso un'altra tecnologia. Questo elemento infatti rappresenta la principale barriera

⁸ Include lo scambiatore, il contatore e il sistema di regolazione.

⁹ Dall'obbligo di informazione sui costi sono esenti, almeno per parte del primo periodo di regolazione, i piccoli gestori.

¹⁰ Il paragrafo "Le proposte per la qualità contrattuale e la gestione del rapporto".

economica per l'utente. Nel perimetro delle attività di disattivazione e scollegamento ricadono sempre le letture finali del contatore e la chiusura delle stazioni che collegano la tubatura centrale con la tubatura dell'edificio, mentre a volte possono includere la rimozione dei misuratori e della sottostazione. Raramente viene inclusa la rimozione delle tubature. I gestori non applicano nessun corrispettivo per questi lavori, ma in alcuni casi gli utenti possono incorrere in oneri per la cessazione anticipata del rapporto contrattuale. L'Autorità si è concentrata sull'eliminazione delle barriere che impediscono all'utente uno scollegamento rapido e senza costi aggiuntivi. A questo fine, gli utenti non dovranno pagare alcun onere per la cessazione del contratto, eccetto le restanti rate del piano di rateizzazione, e occorrerà informare il gestore della volontà di recedere dal contratto con un preavviso appropriato, non ancora determinato dall'Autorità. Anche in questo caso, il gestore dovrà fornire informazioni chiare e precise agli utenti, e dovrà fornire annualmente all'Autorità una serie di informazioni riguardanti il numero di scollegamenti e disattivazioni.

MERCATO ELETTRICO

I DETTAGLI APPLICATIVI ANCORA APERTI NELLE RECENTI PROPOSTE DI FINE TUNING DEL DISEGNO DEL CAPACITY MARKET

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [DCO 713/2016/R/eel](#)
- [DCO 298/2016/R/eel](#)
- [Delibera ARG/elt 98/11](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Una nuova curva di domanda per il capacity market italiano](#) (Newsletter 207)
- [Capacity market: il disegno rivisto per una partenza dal 2017](#) (Newsletter 204-205)
- [La riforma del dispacciamento e dei prezzi di sbilanciamento](#) (Newsletter 200)

Il disegno del capacity market italiano per l'adeguatezza è stato recentemente oggetto di numerose proposte di fine tuning in vista del probabile svolgimento delle prime aste, ma la disciplina che ne deriverebbe sembra essere caratterizzata da alcuni dettagli applicativi riguardo i quali è probabile una prossima integrazione da parte di Terna e dell'Autorità: l'eventuale abilitazione volontaria su MSD delle UP da FRNP, il caso di UP da FRNP che ricevono incentivi non-GSE, l'effettivo contributo all'adeguatezza della CDP non qualificata in assenza di un perfetto funzionamento dello scarcity pricing, il trattamento delle UP CAR e delle autoproduzioni, il trattamento delle UP essenziali e il ruolo di MI.

Tra la fine dello scorso anno e i primi mesi dell'anno in corso, con le recenti consultazioni di Terna¹ e dell'Autorità², il disegno del *capacity market* italiano per l'adeguatezza è stato oggetto di numerose proposte di *fine tuning* in vista del probabile svolgimento delle prime aste (Newsletter 204-205 e 207). La disciplina che ne deriverebbe se queste proposte fossero definitivamente approvate sembra però essere caratterizzata da alcuni elementi di dettaglio applicativo riguardo i quali probabilmente vi saranno nel prossimo futuro delle integrazioni da parte di Terna e dell'Autorità. Le proposte di *fine tuning* sembrano infatti non del tutto coordinate con la precedente disciplina che era stata messa a punto con diretto riferimento alla partecipazione delle UP programmabili (soprattutto se abilitate su MSD), piuttosto che ai principi di neutralità tecnologica in linea con gli orientamenti europei.

LA DISCIPLINA PER LE UP DA FRNP SARÀ INTEGRATA?

PER LE UP DA FRNP NON È ESPRESSAMENTE RICHIESTA L'ABILITAZIONE SU MSD

Il primo punto incerto è legato alle diverse modalità di apertura del *capacity market* alla partecipazione diretta fin dalla fase di prima attuazione sia delle unità di consumo (UC), che delle unità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili (UP da FRNP). Nel caso delle UC la partecipazione diretta sarà limitata alla sola quota di capacità elastica per la quale sarà richiesta l'abilitazione volontaria sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) per tutto il periodo di *delivery*, in quanto solo la quota di capacità corrispondente al fattore di riduzione del carico su MSD può effettivamente contribuire all'adeguatezza. La partecipazione diretta delle UC sin dalla fase di prima attuazione del *capacity market* presuppone pertanto l'implementazione delle proposte formulate dall'Autorità oramai a metà dello scorso anno (DCO 298/2016/R/EEL) in tema di allargamento della platea di operatori (UC, UP da FRNP e generazione distribuita, anche in forma eventualmente aggregata) che possono partecipare a MSD (Newsletter 200). Nel caso delle UP da FRNP la partecipazione diretta sarà subordinata alla dichiarazione anticipata dell'impegno a rinunciare agli eventuali incentivi GSE per tutto il periodo di *delivery* e in caso di contrattualizzazione sia l'obbligo di offerta della capacità impegnata, che l'obbligo di restituzione del corrispettivo variabile saranno peraltro limitati esclusivamente alle ore di picco di carico settimanale³. Per le UP da FRNP non è dunque richiesta come condizione necessaria per la partecipazione al *capacity market* l'abilitazione volontaria su MSD per tutto il periodo di *delivery*. La motivazione alla base di questa scelta potrebbe essere rappresentata dal fatto che il contributo della UP da FRNP all'adeguatezza sarebbe garantito prevalentemente sul Mercato del Giorno Prima (MGP) piuttosto che su MSD, laddove le UP da FRNP fornirebbero peraltro quasi esclusivamente servizi a scendere. In caso di UP da FRNP non abilitate volontariamente su MSD e contrattualizzate sul *capacity market* gli obblighi di offerta

¹ Terna ha posto in consultazione prima gli schemi di disciplina per le distinte fasi di prima attuazione e piena attuazione e poi una nuova metodologia di calcolo della curva di domanda di capacità.

² La recente consultazione dell'Autorità ha avuto ad oggetto la definizione del cap al premio riconoscibile alla capacità esistente e nuova e l'articolazione dei prezzi di riferimento su mercati (DCO 713/2016/R/eel).

³ Le ore di picco di carico settimanale sono definite come l'insieme delle ore di ciascuna settimana costituito dalle 6 ore con il maggior carico atteso di ciascun giorno della settimana stessa.

TAG

capacity market

e gli obblighi di restituzione a Terna dei corrispettivi variabili riguarderebbero pertanto solo MGP. Nel caso opposto di UP da FRNP abilitate volontariamente su MSD e contrattualizzate sul *capacity market* gli obblighi di offerta e gli obblighi di restituzione a Terna dei corrispettivi variabili si estenderebbero invece anche a MSD, in modo del tutto identico al caso delle UP abilitate su MSD programmabili. La formulazione dello schema di contratto standard da sottoscrivere con Terna sembra al riguardo avere una formulazione ampia e tale da essere compatibile con entrambi i casi.

COSA FARE IN CASO DI ALTRE TIPOLOGIE DI INCENTIVI?

Sempre con riferimento alle UP da FRNP, se gli schemi di disciplina elaborati da Terna richiedono un'esplicita rinuncia agli eventuali incentivi GSE per tutto il periodo di *delivery* come preconditione per la loro partecipazione diretta al *capacity market*, in essi non vi è al contrario alcun chiaro riferimento alla possibilità o meno di partecipazione per le UP da FRNP che accedono ad altre tipologie di incentivi e/o esenzioni tariffarie quali ad esempio il ritiro dedicato e lo scambio sul posto. Al riguardo, potrebbe emergere una possibile non piena compatibilità tra gli schemi di disciplina elaborati da Terna e i principi generali fissati dall'Autorità (Delibera ARG/elt 98/11) che escludono (con un riferimento peraltro alle sole UP programmabili) qualsiasi regime di incentivazione agli investimenti in conto capitale, in conto interessi o in conto energia. Su questo aspetto degli schemi di disciplina elaborati da Terna, sarebbero pertanto auspicabili maggiori dettagli a beneficio dei potenziali partecipanti al meccanismo.

COME È TRATTATA LA CDP NON QUALIFICATA?

INCENTIVO A DICHIARARE LE DISMISSIONI DURANTE LA PROCEDURA DI AMMISSIONE

Un altro aspetto non completamente chiaro riguarda la procedura di ammissione al meccanismo e il calcolo della capacità disponibile al picco (CDP). Circa l'ammissione al meccanismo, gli schemi di disciplina elaborati da Terna per le distinte fasi di prima attuazione e piena attuazione prevedono infatti che i soggetti che intendono partecipare al meccanismo comunichino a Terna, almeno 30 giorni prima della data di svolgimento di ciascuna fase del *capacity market*, l'elenco delle UP nella propria disponibilità per cui intendono presentare un'offerta o in alternativa per cui comunicano lo stato di dismissione, così come quello delle UC nella propria disponibilità per cui intendono presentare un'offerta e la relativa capacità di riduzione del carico. Al riguardo, non è del tutto esplicito se anche i soggetti che non intendono partecipare al *capacity market* siano tenuti a comunicare le medesime informazioni a Terna, rilevanti ai fini del calcolo dell'ammontare di CDP qualificata e di quello di CDP non qualificata. Dal punto di vista di un operatore razionale, vi è comunque un incentivo non soltanto a comunicare la volontà di dismettere una UP fin dalla fase di ammissione al meccanismo piuttosto che successivamente, ma anche ad offrire in fase d'asta tutta la propria CDP qualificata. Sia la CDP non qualificata corrispondente alle UP per le quali non viene comunicata la volontà di dismissione e con cui non si intende partecipare al *capacity market*, che la CDP qualificata ma per la quale non vengono presentate offerte in fase d'asta sarebbero infatti comunque incluse a premio nullo nella curva d'offerta, così contribuendo alla copertura della domanda di adeguatezza di Terna e riducendo il premio di equilibrio.

QUALE CONTRIBUTO ALL'ADEGUATEZZA DA CDP QUALIFICATA MA NON OFFERTA E CDP NON QUALIFICATA?

Ai fini del calcolo della CDP gli schemi di disciplina elaborati da Terna prevedono inoltre l'utilizzo degli stessi fattori di disponibilità indipendentemente dal fatto che la CDP sia qualificata o non qualificata alla partecipazione del meccanismo. Poiché nella costruzione della curva di offerta la CDP non qualificata, così come la CDP qualificata ma per cui non vengono presentate offerte, viene considerata come offerta a premio nullo, da essa ne deriverà un contributo al soddisfacimento della domanda di adeguatezza identico nell'ambito del calcolo dell'equilibrio delle aste. A fronte di un medesimo contributo all'adeguatezza ai fini dell'equilibrio delle aste, la CDP non qualificata potrebbe però non rendersi poi effettivamente disponibile sui mercati, a meno di un perfetto funzionamento dello *scarcity pricing*, in quanto non soggetta ai medesimi obblighi di offerta che caratterizzeranno la CDP qualificata e contrattualizzata. Al riguardo, una possibile soluzione potrebbe consistere nell'utilizzo

di fattori di disponibilità inferiori per il calcolo della CDP non qualificata al *capacity market*.

COME TRATTARE UP CAR, AUTOPRODUZIONI E RISORSE INTERROMPIBILI?

Ai fini del calcolo della CDP qualificata e della CDP non qualificata, sarebbe peraltro utile un chiarimento sul trattamento dei casi della UP in cogenerazione ad alto rendimento (CAR) che ricevono i Titoli di Efficienza Energetica (TEE). Non è infatti noto al momento se queste UP saranno escluse completamente dalla CDP qualificata o eventualmente ammesse solo per una quota. Al riguardo, sembrerebbe auspicabile la possibilità di partecipazione al *capacity market* per queste UP in quanto incentivate non sull'energia prodotta, ma sulla fonte primaria. Due ulteriori casi che non sembrano essere trattati sono quelli dell'eventuale ruolo delle autoproduzioni e dell'interrompibilità alla copertura del fabbisogno di adeguatezza. Nel caso dell'interrompibilità una possibile ragione potrebbe esserne il trattamento da parte di Terna come risorsa di ultima istanza per la sicurezza invece che per l'adeguatezza.

CDP DA UNITÀ ESSENZIALI E POTERE DI MERCATO

LA CDP DELLE UP ESSENZIALI NON PUÒ ESSERE OFFERTA PER EVITARE PROBLEMI DI POTERE DI MERCATO

Alcuni passaggi negli schemi di disciplina elaborati da Terna per le fasi di prima attuazione e piena attuazione del *capacity market* sono dedicati al trattamento delle unità essenziali. Viene precisato che almeno 15 giorni prima di ciascuna fase del *capacity market* Terna è tenuta a comunicare l'ammontare di CDP relativa alle UP essenziali per le quali non è possibile formulare offerte e che questa CDP deve essere considerata come offerta a premio nullo ai fini della costruzione della curva d'offerta. Non è completamente chiaro su come sarà calcolata la CDP relativa alle UP essenziali per le quali non è possibile formulare offerte, anche alla luce del fatto che una data UP potrebbe risultare essenziale non per tutte le ore del periodo di *delivery* e/o tutta la propria capacità. Il motivo per cui per le UP essenziali non è possibile formulare offerte nel *capacity market* potrebbe essere legato al potere di mercato locale detenuto da queste UP. Se per esse potessero essere formulate offerte in fase d'asta, i relativi operatori potrebbero infatti tendere ad offrirle in cambio di premi molto elevati sul *capacity market* al fine di non farle contrattualizzare ed evitare i corrispondenti obblighi di offerta su MGP e MSD e di restituzione dei corrispettivi variabili.

QUALE RUOLO PER MI?

LE QUANTITÀ ACCETTATE SU MI CONTRIBUISCONO AGLI OBBLIGHI DI OFFERTA

Ai fini del calcolo dei corrispettivi variabili da restituire a Terna, da un lato, sono state irrigidite le norme sulla determinazione dei prezzi di riferimento di MGP e MSD, dall'altro, non vi è alcun riferimento in tema di restituzioni rispetto ai prezzi di MI. Ai fini degli obblighi di offerta, l'Autorità ha chiarito nell'ultima consultazione che su MSD va offerta la quota di CDP contrattualizzata non accettata su MGP o MI. Il mancato utilizzo dei prezzi di MI per il calcolo dei corrispettivi variabili da restituire a Terna in caso di CDP offerta e accettata su questo mercato potrebbe invece essere dovuto alla necessità di non complicare eccessivamente questo calcolo rispetto a quanto già previsto.

GARE GAS

MONITORAGGIO GARE GAS

A un anno dalla conversione in legge del DL Milleproroghe (Legge 21/2016) con la conseguente proroga dei termini per la pubblicazione dei bandi, a fronte di circa novanta ATEM i cui termini per la pubblicazione sono già scaduti, sono stati pubblicati solo 18 bandi, corrispondenti a 19 ATEM.

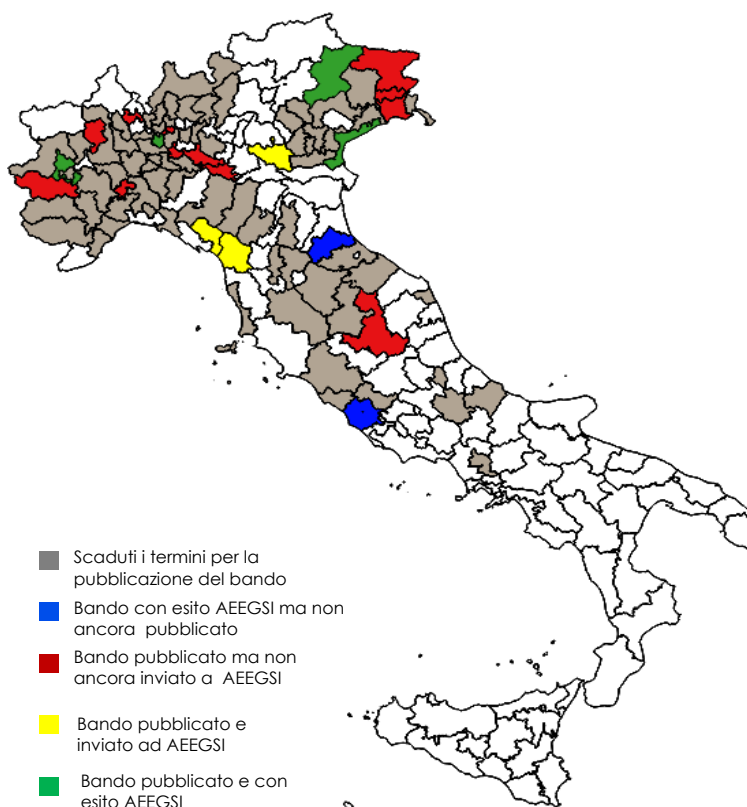
Il 27 febbraio era prevista la scadenza per la presentazione delle offerte nell'ATEM di Torino 2, tuttavia al fine di modificare il bando recependo le osservazioni che l'Autorità aveva avanzato nella [delibera 687/2016/R/gas](#) (rilasciata a fine novembre 2016, ma pubblicata sul sito AEEGSI solo nel mese di marzo), la stazione appaltante ha prorogato i termini al 28 giugno 2017.

Prorogati anche i termini per la presentazione delle domande a partecipare per Varese 2 dal 10 aprile al 30 settembre 2017.

Nel corso del mese di marzo è stata anche pubblicata la [delibera 142/2017/R/gas](#) con cui l'Autorità ha ritenuto idonei ai fini tariffari i valori di VIR relativi ai comuni presenti nell'ATEM di Massa Carrara per i quali il delta VIR/RAB risultava superiore al 10%.

Alla pubblicazione di tale delibera potrebbe seguire anche quella contenente il risultato della verifica da parte dell'Autorità del bando di Massa Carrara, il cui processo di analisi, secondo il cruscotto AEEGSI, risulta ancora in corso.

PUBBLICAZIONE BANDI GARE GAS: STATO DELL'ARTE



VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

INFORMAZIONI GENERALI						VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
ATEM	Analisi AEEGSI	Pubblicazione	Scadenza	Iter procedurale	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
UDINE 1	NO	23/12/2015	29/02/2016*	●	BASSA	●	●	●	●	●
UDINE 3	NO	10/02/2016	06/06/2016*	●	BASSA	●	●	●	●	●
MILANO 1	631/2015/R/gas	23/12/2015	16/01/2017	●	ALTA	●	●	●	●	●
TORINO 2	687/2016/R/gas	29/12/2015	28/06/2017	●	MEDIA	●	●	●	●	●
PERUGIA 2	NO	28/12/2015	30/06/2017*	●	BASSA	●	●	●	●	●
BELLUNO	455/2016/R/gas	27/12/2016	30/06/2017	●	BASSA	●	●	●	●	●
VERONA 2	in corso	30/12/2016	30/06/2017*	●	BASSA	●	●	●	●	●
MONZA E BRIANZA I	NO	29/12/2015	31/07/2017*	●	ALTA	●	●	●	●	●
LODI 1	NO	30/12/2015	15/09/2017*	●	MEDIA	●	●	●	●	●
VARESE 2	NO	11/09/2015	30/09/2017*	●	MEDIA	●	●	●	●	●
LUCCA	in corso	30/12/2016	31/10/2017*	●	MEDIA	●	●	●	●	●
UDINE 2	NO	04/11/2015	30/11/2017	●	MEDIA	●	●	●	●	●
VENEZIA 1	368/2016/R/gas	28/12/2015	Sospesa	●	MEDIA	●	●	●	●	●
MASSA-CARRARA	in corso	21/12/2015	Sospesa	●	MEDIA	●	●	●	●	●
ALESSANDRIA 2	NO	22/12/2015	Sospesa	●	MEDIA	●	●	●	●	●
TORINO 3	NO	22/12/2015	Sospesa	●	BASSA	●	●	●	●	●
CREMONA 2 E CREMONA 3	NO	24/12/2015	Sospesa	●	BASSA	●	●	●	●	●
BIELLA	NO	29/12/2015	Sospesa	●	BASSA	●	●	●	●	●
ROMA 1	650/2015/R/gas	NO	-	-	ALTA	●	●	●	●	●
FORLÌ-CESENA	517/2016/R/gas	NO	-	-	BASSA	●	●	●	●	●

Aggiornata al 27/03/2017

Iter procedurale: ● COMPLETO ● NON COMPLETO ● BLOCCATO

Grado potenziale concorrenzialità: ● ALTO ● MEDIO ● BASSO

*Termine per la presentazione dell'EOI

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.

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.

DATI DI MERCATO

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

	2017*	2016*	Var. %
Domanda	52 779	52 261	1.0%
Produzione netta	48 794	44 109	10.6%
- Termoelettrico	37 263	31 991	16.5%
- Rinnovabili**	11 531	12 118	-14.1%
Saldo estero	4 461	8 573	-48.0%

*Valori al 28/02/2017 ** Idroelettrico, Geotermoelettrico, Eolico e Fotovoltaico

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

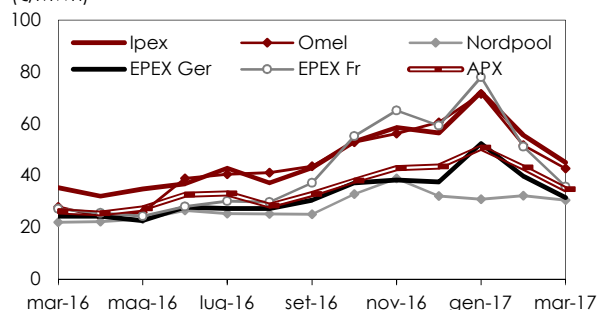
GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE
(Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2017	AS 2016	Var. %	AT 2016	AT 2015	Var. %
Industriale	2.1	2.3	-8.4%	5.9	5.5	6.1%
Termoelettrico	4.2	3.8	9.7%	11.9	9.4	27.4%
Distribuzione	9.7	9.8	-0.8%	19.5	19.9	-2.1%
Altro	0.4	0.7	-43.0%	0.8	1.5	-43.9%
Totale	16.4	16.6	-1.1%	38.1	36.3	5.1%

Valori cumulati al 28/02/2017

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

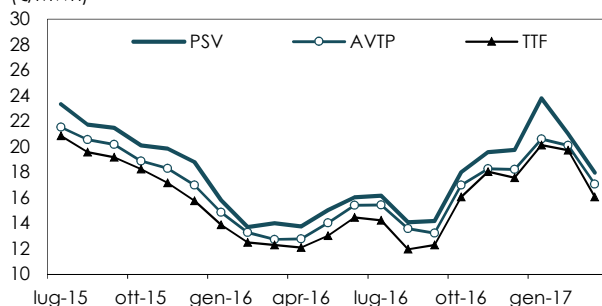
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 26/03/2017

Fonte: Borse Europee

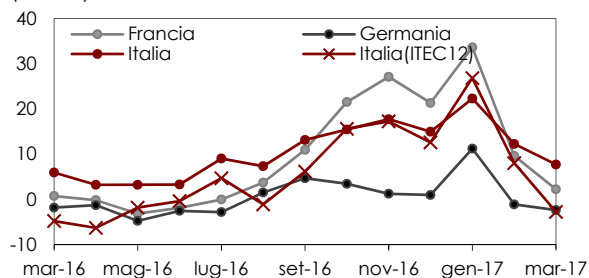
GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 24/03/2017

Fonte: elaborazione REF-E su dati Platts

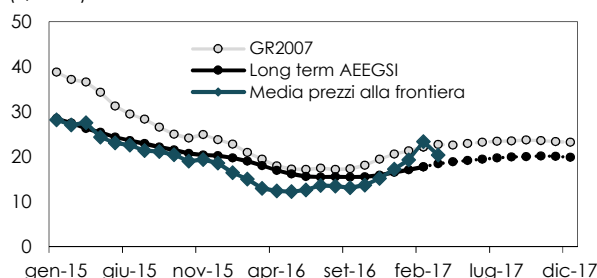
ENERGIA ELETTRICA: SPARK SPREAD IN EUROPA
(€/MWh)



Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili
Ultimo dato al 27/03/2017

Fonte: elaborazioni REF-E

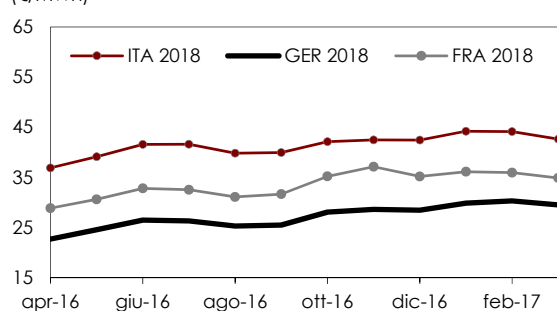
GAS NATURALE: PREZZI APPROVVIGIONAMENTO LONG-TERM
(€/MWh)



Confronto al PSV. Long term AEEGSI: PTOP 649/2016/R/gas

Fonte: elaborazioni REF-E su WGI, Platts, AEEGSI e forward al 21/03/2017

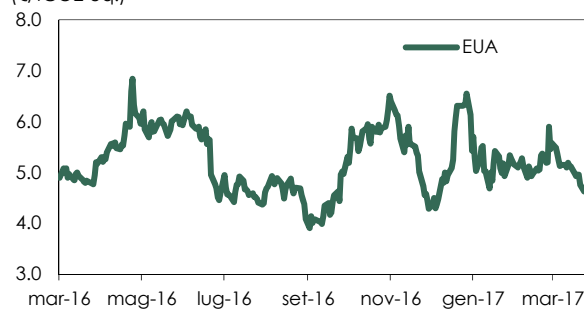
ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 27/03/2017

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2
(€/tCO2 eq.)

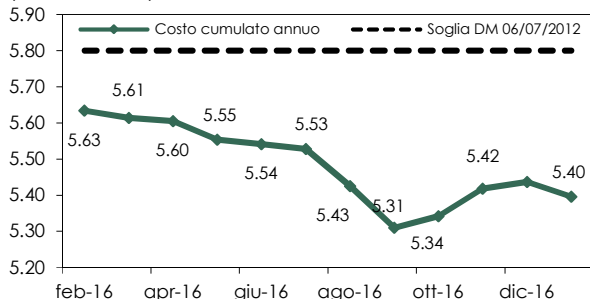


Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 27/03/2017

Fonte: Reuters su EEX

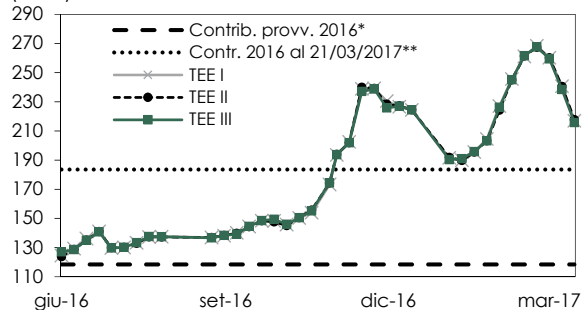
DATI SETTORI INCENTIVATI E REGOLATI

CONTATORE GSE RINOVABILI
(miliardi di euro)



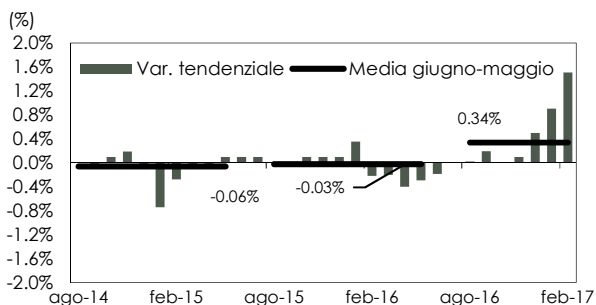
Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico. Ultimo dato al 31/01/2017
Fonte: GSE

TEE: PREZZI DI BORSA E CONTRIBUTO TARIFFARIO
(€/TEE)



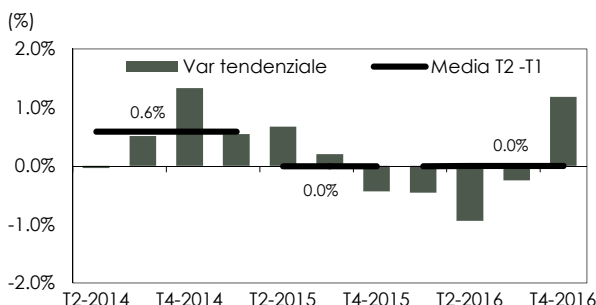
* AEEGSI, DMEG/EFIR/11/2016. ** REF-E, ultimo dato al 21/03/2017
Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, AEEGSI

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*



* Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati
Ultimo dato febbraio 2017
Fonte: Istat

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*



*Deflatore investimenti fissi lordi. Ultimo dato T4-2016
Edizione dati Istat: marzo 2016
Fonte: Istat

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA DOMESTICI RESIDENTI
(€/cent/kWh)

Componente	II 2016	III 2016	IV 2016	I 2017
Energia, dispac. e commerc.	7.56	8.28	8.00	8.39
Costi infrastrutture	3.05	3.05	3.05	3.81
Oneri A UC MCT	4.85	4.84	4.92	3.94
Totale - tasse escluse	15.47	16.17	15.98	16.13

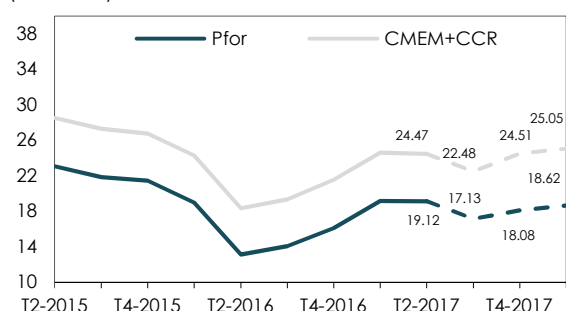
Consumi 2,700 kWh/a e potenza impegnata 3 kW
Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA CONDOMINI
(€/cent/kWh)

Componente	II 2016	III 2016	IV 2016	I 2017
Energia, dispac. e commerc.	6.68	7.37	7.09	7.42
Costi infrastrutture	2.75	2.75	2.75	2.78
Oneri A UC MCT	8.24	8.23	8.31	7.66
Totale - tasse escluse	17.66	18.35	18.14	17.85

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 24/03/2017
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Albasoluzioni, Platts, Autorità

GAS NATURALE: PREZZI IN TUTELA DOMESTICI
(€/cent/mc)

Componente	II 2016	III 2016	IV 2016	I 2017
Approvvig. e vendita	26.21	27.16	28.71	31.08
Costi di trasporto	3.17	3.17	3.83	4.08
Costi di distribuzione	8.77	8.77	8.77	8.99
Oneri generali di sistema	3.34	3.50	2.32	2.32
Totale - tasse escluse	41.48	42.60	43.62	46.46

Consumi 1,400 Smc/a
Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

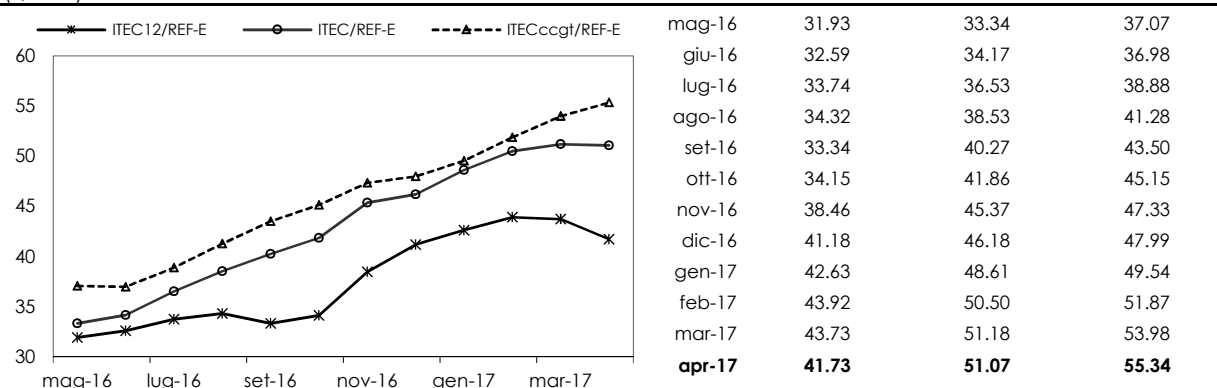
L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di marzo è pari a 43.73 €/MWh, in diminuzione dello 0.4% sul dato di febbraio (43.92 €/MWh). L'andamento al ribasso dell'indice è legato alla diminuzione del valore di mercato del TTF a febbraio e degli altri combustibili registrato negli ultimi mesi. Il calo dei combustibili ha prevalso sulla diminuzione del tasso di cambio \$/€ registrato durante il mese di febbraio.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di marzo si attesta a 51.18 €/MWh, in aumento del 1.3% sul valore consuntivo di febbraio (pari a 50.50 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di marzo si attesta a 53.98 €/MWh, un valore in crescita (+4.1%) sul consuntivo del mese precedente (51.87 €/MWh). Tali andamenti sono legati alla crescita del valore di mercato dei combustibili registrata negli ultimi mesi, aiutato anche dalla diminuzione del tasso di cambio €/€ registrato durante il mese di febbraio.

Il valore *forward* per il mese di aprile dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 23 marzo, è pari a 41.73 €/MWh, in diminuzione del 4.6% rispetto al consuntivo di marzo. I valori *forward* per il mese di aprile di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 23 marzo, sono pari a 51.07 €/MWh e 55.34 €/MWh, il primo in leggera diminuzione dello 0.2% mentre il secondo in crescita del 2.5% rispetto ai consuntivi di marzo.

EVOLUZIONE DI ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E E ITECccgt/REF-E
(€/MWh)



Fonte: elaborazione REF-E

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di marzo sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Platts al 23/03/2017.

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 2017.

A partire dal valore mensile consuntivo di gennaio 2017 è stato modificato il riferimento del tasso di cambio \$/€ nelle formule di ITEC12/REF-E e di ITEC/REF-E: i valori giornalieri del tasso di cambio \$/€ rilevati dalla Banca Centrale Europea sono stati sostituiti dai valori giornalieri del tasso di cambio \$/€ rilevati da Thomson Reuters (Euro/US Dollar FX Spot Rate - Thomson Reuters).



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

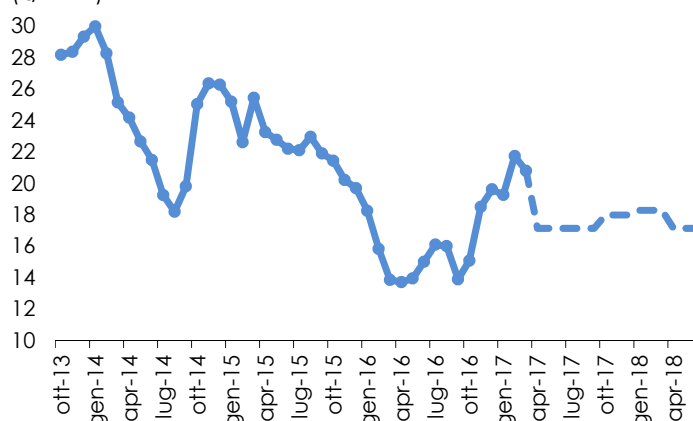
L'indice gas MAGI consuntivo per marzo 2017 è pari a 20.81 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano rispettivamente a 20.78 €/MWh e 20.89 €/MWh.

La quotazione del prodotto con consegna a marzo 2017 è diminuita del 4.3% rispetto a quella per le consegne di febbraio 2017, ma comunque in marcato rialzo rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (13.87 €/MWh). Il volume complessivo transato (7,488 MW) è aumentato del 13% rispetto al volume transato allo stesso mese dell'anno scorso, così come il numero delle operazioni registrate (342) che risulta in aumento del 22% rispetto a quello del prodotto con consegna nello stesso mese dell'anno scorso.

I primi scambi del prodotto con consegna ad aprile 2017, relativi a un campione di 216 operazioni e a un volume totale scambiato di 7,115 MW, indicano un prezzo di 17.8 €/MWh, un valore superiore a quello del prodotto con consegna a marzo. Al 24 marzo il valore del gas con consegna nel prossimo mese è di 17.15 €/MWh, -17.6% rispetto all'ultimo dato consuntivo.

Rispetto all'ultimo aggiornamento, le quotazioni per il gas in consegna nel II trimestre 2017 (17.15 €/MWh) hanno subito un calo rispetto alle aspettative degli ultimi mesi, così come le quotazioni per l'estate del 2017, che raggiungono i 17.15 €/MWh. L'ultimo trimestre dell'anno segna 18 €/MWh, anch'esso in riduzione rispetto alle aspettative dello scorso mese.

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