

MERCATO ELETTRICO

- Verso la definizione di un nuovo servizio di salvaguardia

Il processo che porterà al disegno della salvaguardia per i clienti di dimensioni minori, il meccanismo principale per la gestione della fine tutela, è avviato ma i tempi sembrano ancora lunghi per la definizione dei numerosi importanti dettagli che definiranno la sorte del mercato retail, tanto che si partirà forse con i 3 milioni di clienti non domestici rimandando le aste per più di 15 milioni di clienti domestici a una seconda fase. Alcuni principi sembrano comunque già fissati, a favore di un disegno che sembra, almeno in una fase iniziale, privilegiare gli aspetti di tutela piuttosto che la promozione del passaggio al mercato libero. Le condizioni di prezzo continueranno a essere per lo più definite da ARERA, e uguali per tutti i clienti indipendentemente dal fornitore assegnato. Potrebbe rimanere addirittura la figura dell'Acquirente Unico. Dettagli sull'ampiezza dei lotti messi a gara e sui requisiti minimi di partecipazione, fondamentali per capire la potenziale concorrenzialità delle aste, rimangono da definire.

pag. 3

GAS NATURALE

- Passi concreti verso la riforma della componente RE/RE_T

Dopo una serie di misure volte a frenare l'impennata di costo della componente RE/RE_T , l'Autorità è orientata a una riforma volta a rimuovere la sua applicazione ai volumi prelevati dalla rete di trasporto da parte degli impianti di produzione di energia elettrica a gas. Misura questa a favore del prezzo all'ingrosso dell'energia, mentre l'addebito del mancato gettito viene trasferito sui clienti finali del settore elettrico. I dettagli dell'operazione e i punti aperti.

pag. 8

- Distribuzione e misura gas: nuovi passi in avanti per il V periodo regolatorio

Sembra ancora lontana la definizione del quadro definitivo, con diversi aggiustamenti delle proposte molto spesso però solo abbozzate, che prevedono: una più ragionevole richiesta di efficientamento per le Opex delle medie/piccole imprese, che rimane comunque elevata; un chiarimento sull'unificazione del WACC tra distribuzione e misura, a cui si accompagna una revisione del β , con complessiva riduzione del WACC; una nuova dilazione del superamento del criterio del costo storico per i nuovi investimenti; la conferma dell'incentivo alle aggregazioni, sia sulle Opex che, a sorpresa, anche sulle Capex, che potrebbero recepire il VIR anche prima delle gare. Potrebbe invece riaprirsi il discorso sull'ambito sardo.

pag. 11

INDICATORI

- Dati di mercato
- Dati settori incentivati e regolati

pag. 15

pag. 16

INDICI

- ITEC e Magi

pag. 17

Sottoscrittori

A2A SpA, Acea Energia SpA, Acegas Aps Amga, AET Azienda Elettrica Ticinese, Axpo Italia SpA, CSEA Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, CVA Trading Srl, Dolomiti Energia SpA, E.ON Italia SpA, Edison SpA, Engie Italia, EP Produzione SpA, Erg Power Generation, Hera Trading Srl, Innogy Italia SpA, Iren SpA, Repower Italia SpA, Shell Energy Europe, Siram SpA, Sorgenia SpA, Tenaris Dalmine, Terna SpA, Tirreno Power SpA, Utilitalia

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

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Domenico Biasi, Virginia Canazza, Giacomo Ciapponi, Paolo Ciliento, Federico Clementi, Federica Davò, Elena Ferri, Tommaso Franci, Ana Georgieva, Jacopo Guarnaccia, Paolo Marino, Marco Pellegrino, Giorgio Perico, Alejandro Sanchez Ben, Clio Scandola

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**.

MERCATO ELETTRICO

VERSO LA DEFINIZIONE DI UN NUOVO SERVIZIO DI SALVAGUARDIA

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Direttiva europea 2019/944](#)
- [DCO 412/2019/R/eel](#)
- [DCO 397/2019/R/eel](#)
- [Legge Concorrenza 124/2017](#)

Il processo che porterà al disegno della salvaguardia per i clienti di dimensioni minori, il meccanismo principale per la gestione della fine tutela, è avviato ma i tempi sembrano ancora lunghi per la definizione dei numerosi importanti dettagli che definiranno la sorte del mercato retail, tanto che si partirà forse con i 3 milioni di clienti non domestici rimandando le aste per più di 15 milioni di clienti domestici a una seconda fase. Alcuni principi sembrano comunque già fissati, a favore di un disegno che sembra, almeno in una fase iniziale, privilegiare gli aspetti di tutela piuttosto che la promozione del passaggio al mercato libero. Le condizioni di prezzo continueranno a essere per lo più definite da ARERA, e uguali per tutti i clienti indipendentemente dal fornitore assegnato. Potrebbe rimanere addirittura la figura dell'Acquirente Unico. Dettagli sull'ampiezza dei lotti messi a gara e sui requisiti minimi di partecipazione, fondamentali per capire la potenziale concorrenzialità delle aste, rimangono da definire.

LA STRUTTURA DEL MERCATO RETAIL

La fine del servizio di maggior tutela prevista per luglio 2020 (legge 124/2017) porterà a una radicale trasformazione dell'attuale conformazione del mercato *retail*: terminerà l'attuale suddivisione tra mercato libero e tutelato iniziata nel 2007 e sarà istituito un servizio di salvaguardia che consenta di non interrompere la fornitura di energia elettrica ai clienti che rimarranno senza tutela e non saranno passati al mercato libero.

Ad accedere attualmente al servizio di maggior tutela sono i clienti di piccole dimensioni¹ che non hanno ancora scelto di passare al mercato libero. Questo servizio è stato assegnato in via automatica alle aziende di vendita collegate ai distributori locali, denominate esercenti la maggior tutela, ciascuna per l'area di sua competenza. La tutela, oltre che a garantire una struttura di prezzi fissi aggiornati dall'ARERA, offre anche il servizio di ultima istanza evitando l'interruzione della fornitura energia elettrica e del gas al consumatore finale.

I clienti a cui non è consentito l'accesso al servizio di maggior tutela², non hanno diritto alla tutela di prezzo, ma possono accedere a un fornitore di ultima istanza attraverso il servizio di salvaguardia. Gli esercenti di tale servizio, a differenza della maggior tutela, vengono nominati tramite procedura d'asta su aree territoriali definite dall'ARERA (attualmente sono 10), in base alla disponibilità a rifornire i clienti al prezzo più basso

tra quelli offerti. Rientrano nel servizio di salvaguardia anche i clienti con scarsa qualità creditizia che non sono stati accettati nel libero mercato. Per questo motivo l'esercente del servizio è sottoposto a un rischio maggiore che si risolve solitamente con prezzi più alti sia del libero mercato che della tutela.

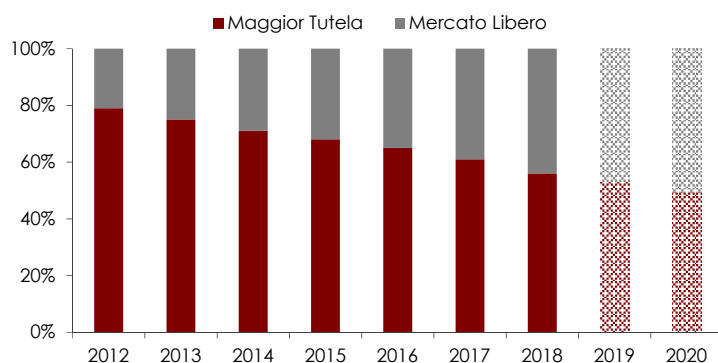
Nel 2018 erano presenti sul mercato italiano dell'energia elettrica 29.5 milioni di punti di prelievo domestici e 7 milioni non domestici, per una quantità di energia elettrica rispettivamente pari a 58.2 e 71.4 TWh. Nonostante l'aumento costante dei clienti domestici passati al libero mercato, il regime di tutela serve ancora la maggioranza dei clienti (16.6 milioni) pari al 56% (Figura 1). Più alta l'incidenza del mercato libero per i clienti non domestici, che sono rimasti in tutela solo per una minoranza (3 milioni) pari al 43% (Figura 2). Solo l'1% è servito invece dalla salvaguardia, che si

classifica dunque come servizio residuale con 70 mila clienti circa. Il ritmo di uscita dalla maggior tutela si è attestato a una media del 4% annuo per gli utenti domestici e al 3% per quelli non domestici. Se non si avranno accelerazioni, il numero di clienti presenti nella maggior tutela al 2020 potrebbe essere ancora elevato e superiore alla

¹ Per clienti di piccole dimensioni si intendono le utenze domestiche e le imprese connesse in bassa tensione con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo inferiore ai 10 milioni.

² Imprese connesse in media tensione o con più di 50 dipendenti e un fatturato annuo superiore ai 10 milioni.

FIGURA 1. RIPARTIZIONE PUNTI DI PRELIEVO CLIENTI DOMESTICI

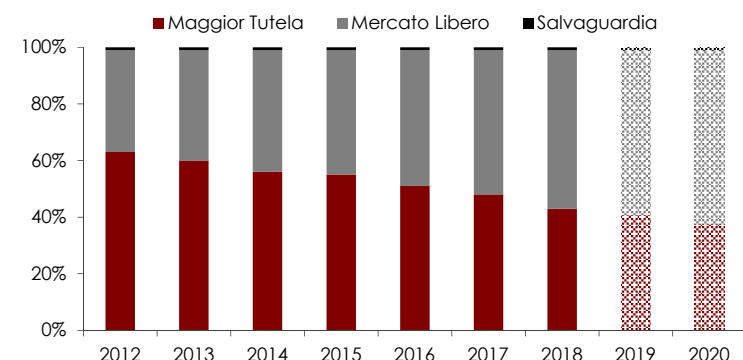


Fonte: ARERA e stime REF-E

TAG

consumers, electricity, liberalisation, retail elettrico

FIGURA 2. RIPARTIZIONE PUNTI DI PRELIEVO CLIENTI NON DOMESTICI



Fonte: ARERA e stime REF-E

metà del totale, pari a circa 14.5 milioni per i domestici e 2.7 milioni per i non domestici.

IL NUOVO SERVIZIO DI SALVAGUARDIA

Il servizio di salvaguardia per i clienti di piccole dimensioni sarà dunque la modalità principale per gestire il passaggio dalla tutela al libero mercato. Vi accederanno infatti in modo automatico tutti i clienti finali che al momento della fine della tutela non avranno un contratto con un fornitore sul libero mercato. Il passaggio automatico è previsto dalla legge Concorrenza che ritiene il mercato libero come l'unica forma di approvvigionamento di energia e considera come clienti senza fornitore coloro che non vi fanno parte. La stessa legge prevede anche che le imprese vengano selezionate

tramite aste territoriali. Molti e importanti dettagli implementativi sono lasciati tuttavia alle decisioni dell'ARERA, che ha di recente iniziato i lavori per la definizione del disegno del nuovo meccanismo (DCO 397/2019).

Tra le decisioni dell'ARERA sembrano essercene almeno tre rilevanti:

- le aste non si terranno sulla parte di prezzo relativa alla copertura dei costi della materia prima, che continuerà a essere definita dall'ARERA sulla base dei costi di mercato (componente *PED*)
- condizioni di prezzo uguali sanno garantite per tutti i clienti in salvaguardia, indipendentemente dalla regione in cui si trovano, o dal lotto, o dal fornitore assegnatario del servizio
- verrà dunque disaccoppiata la spesa dei clienti finali, corrispondente appunto ai livelli definiti dall'ARERA, dal ricavo per i fornitori, almeno in parte dipendente dai risultati delle aste, con un raccordo garantito da un meccanismo di perequazione.

All'interno di questi principi, che sembrano assodati, e che avvicinano molto, almeno per il primo periodo, la salvaguardia alla tutela, rimangono una serie di variabili e scelte che sembrano meno definite.

IL COSTO DELLA MATERIA PRIMA

L'Autorità ha proposto due diversi modelli alternativi per la definizione del prezzo della materia prima da includere nei prezzi di salvaguardia:

- nel primo modello l'approvvigionamento dell'energia elettrica all'ingrosso spetterebbe ancora all'Acquirente Unico (AU), al quale rimane la qualifica di utente del dispacciamento, e sulla base dei cui costi continuerebbe a essere fissata la *PED*
- nel secondo modello gli esercenti il servizio di salvaguardia sono titolari del contratto di trasporto e responsabili dell'approvvigionamento dell'energia elettrica.

Esistono diverse opzioni anche per la determinazione della *PED*. In particolare, in merito alla componente *PE* (prezzo dell'energia):

- la definizione della componente a copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica da parte di Acquirente Unico (*PE*) con modalità ex ante, valida solamente per il primo modello, prevede la determinazione dei prezzi e il loro aggiornamento trimestrale sulla base del valore atteso del PUN analogamente all'attuale servizio di maggior tutela
- nel caso di determinazione dei prezzi con modalità ex post, applicabile a tutti i modelli, i costi d'acquisto dell'energia elettrica del servizio svolto da Acquirente Unico o dagli esercenti sarebbero disponibili solo a chiusura del periodo di riferimento come avviene oggi per il servizio di salvaguardia dei grandi clienti.

La componente a copertura dei costi di dispacciamento (*PD*) dell'energia elettrica è invece uguale per tutti i modelli e il valore è basato sui corrispettivi di dispacciamento già definiti ex ante prima dell'inizio del trimestre in cui sono applicati al cliente.

Opzioni alternative esistono anche per la copertura dei costi di sbilanciamento:

- nel primo modello vengono definiti in modo analogo alla maggior tutela, ossia sulla

base dei valori storici del costo di sbilanciamento di Acquirente Unico

- nel secondo modello vengono inseriti nel prezzo offerto in sede di asta dai fornitori.

La scelta di una determinazione dei prezzi ex ante prevede la presenza di componenti compensative per correggere eventuali differenze tra quanto viene stimato inizialmente e i valori consuntivi (in analogia con la componente *PPE* nella maggior tutela). La componente di perequazione di approvvigionamento, ossia il meccanismo di compensazione per la differenza tra la stima dei costi per l'approvvigionamento di energia e i ricavi ottenibili dagli esercenti, viene quantificata da AU con le indicazioni dell'Autorità. I prezzi fissati ex post invece comportano il pagamento da parte del cliente di un prezzo che include i costi di approvvigionamento dell'AU o degli esercenti evitando meccanismi di perequazione.

L'Autorità sembra più favorevole alla modalità di determinazione dei prezzi ex post.

LA COMPONENTE DI COMMERCIALIZZAZIONE

Il nuovo servizio di salvaguardia prevede lo svolgimento di procedure d'asta per l'assegnazione del servizio basate sulla componente a copertura dei costi di commercializzazione, ossia l'attuale *PCV* prevista per la tutela. Per permettere ai clienti di pagare lo stesso livello di prezzo l'Autorità inserisce una componente compensativa α . Nel caso in cui il prezzo offerto in sede d'asta risulti inferiore a quello del corrispettivo *PCV* applicato al cliente, la quantità in eccesso verrebbe restituita tramite la componente α che in questo caso verrebbe applicata a tutti i clienti finali che hanno diritto alla salvaguardia (anche se nel libero mercato) per evitare distorsioni (in analogia con la componente *DISPbt* della maggior tutela). Viceversa in caso il prezzo d'asta risulti maggiore al corrispettivo *PCV* applicato al cliente, la componente α verrebbe utilizzata come perequazione per gli esercenti. In questo caso la componente verrebbe applicata con gradualità e successivamente a un periodo iniziale, pari a 12 mesi per i clienti domestici e 6 mesi per quelli non domestici, per incentivare progressivamente la ricerca di un fornitore sul libero mercato.

COSA SI SA SULL'ASTA

I primi passi verso la definizione delle regole per le aste della salvaguardia si limitano a definire alcuni principi generali volti a favorire la concorrenzialità di un mercato, quello retail, caratterizzato da una significativa concentrazione. Il regolamento di gara definitivo verrà infatti inserito in un successivo documento di consultazione, di cui al momento non si conoscono le tempistiche di pubblicazione.

REQUISITI DI PARTECIPAZIONE

L'importanza del ruolo di fornitore di ultima istanza rende necessaria la definizione di stringenti requisiti di partecipazione all'asta per effettuare una prima valutazione circa l'affidabilità degli esercenti. Il punto di partenza dell'Autorità sono i requisiti per l'ammissione all'elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica ai clienti finali. In particolare i requisiti prevedono:

- solidità economico-finanziaria per cui un soggetto partecipante non sia in stato di fallimento, liquidazione coatta o concordato preventivo, abbia versato un capitale sociale pari a 50 mila euro e sia in possesso della certificazione relativa agli ultimi due bilanci d'esercizio
- onorabilità e professionalità degli amministratori della società partecipante all'asta e i criteri di adeguatezza delle forme societarie
- ammissione dei soli soggetti che abbiano nel certificato camerale l'attività di vendita dell'energia elettrica
- avere rifornito, in qualità di controparte commerciale, negli ultimi 12 mesi prima della procedura d'asta un numero minimo di clienti finali.

Questo ultimo requisito è quello di maggiore rilevanza per definire il numero dei fornitori che potranno effettivamente partecipare alle aste, essendo la distribuzione dei clienti di minori dimensioni concentrata in pochi fornitori che hanno quote di mercato rilevanti a livello nazionale, con code di numerosissimi venditori di dimensioni minori. Non vengono tuttavia forniti valori di riferimento.

LE INFORMAZIONI SUI CLIENTI ALL'ASTA

Un'altra variabile fondamentale per la definizione delle modalità di partecipazione alle aste riguarda le informazioni messe a disposizione dei partecipanti sui lotti di punti di prelievo messi a gara. Purtroppo, le indicazioni anche su questo punto sono minime. Secondo le proposte del documento di consultazione occorre individuare un set d'informazioni dei punti di prelievo da fornire ai partecipanti che riguardi sia le caratteristiche dimensionali dell'area oggetto di assegnazione (numero di PDR, volumi per tipologia di cliente etc.) sia quelle sulla morosità (numero PDR oggetto di richiesta di sospensione, tempi medi di pagamento dei clienti, etc.).

LA DIMENSIONE DEI LOTTI

L'Autorità ritiene che le aree, ovvero i lotti della gara, debbano contenere tra i 500 mila e il milione di PDR e che siano omogenee sotto il profilo della rischiosità. Di rilevante interesse sono le considerazioni fatte per prevenire l'esercizio di potere di mercato in fase d'asta, dove viene menzionata la possibilità di inserire un tetto al numero massimo di aree che possono essere ottenute dallo stesso esercente e un *cap* al prezzo offerto in sede d'asta. In merito alla durata del periodo di assegnazione del servizio l'Autorità ritiene, in virtù dell'elevato numero di clienti coinvolti, di considerare un arco temporale pari almeno a 3 anni. Il periodo considerato è ritenuto sufficiente a coprire i costi d'erogazione del servizio e a evitare il consolidamento di posizioni di vantaggio competitivo per lo svolgimento delle aste successive.

IL RISCHIO CREDITIZIO

I modelli proposti per il servizio di salvaguardia differiscono anche per le modalità di ripartizione del rischio di insolvenza degli esercenti. Un rischio tutto sommato apprezzabile se le aste si dimostrassero molto competitive.

L'implementazione del modello che prevede la presenza di Acquirente Unico richiede interventi normativi di portata limitata e intesta all'AU invece che a Terna il rischio creditizio degli esercenti, sollevando inoltre questi ultimi dal rischio di sbilanciamento dovuto al vasto numero di nuovi clienti. Tuttavia, questo modello può fare aumentare le garanzie richieste da AU per coprire il rischio degli esercenti che incorporerebbero queste richieste nel prezzo offerto in sede d'asta.

Il secondo modello, verso cui sembra tendere l'Autorità prevede che:

- gli esercenti la salvaguardia svolgano sia la funzione di approvvigionamento che di commercializzazione
- il contratto di dispacciamento con Terna e i contratti di trasporto con le imprese distributrici siano sottoscritti direttamente dagli esercenti.

L'affidamento integrale della salvaguardia agli esercenti, soggetti comunque in grado di svolgere autonomamente tutte le funzioni, rende il secondo modello più vicino alla struttura del libero mercato e quindi più aderente alla legge Concorrenza. C'è tuttavia una quantità ingente di dati legati ai profili di prelievo dei clienti, che devono essere forniti agli esercenti per poter formulare un'offerta in fase d'asta. Inoltre l'implementazione di questo modello non è rapida come il primo in quanto la regolazione del settore elettrico

richiede alcune revisioni dovute alla mancanza dell'AU nel ruolo di utente del dispacciamento (**Tabella 1**).

Una variante al primo modello (modello 1 bis) consiste nell'assegnazione ad AU della gestione degli importi dovuti agli esercenti da parte dei clienti finali. In questa ipotesi gli esercenti la salvaguardia continuano ad occuparsi

della commercializzazione (inclusa la gestione del rischio insolvenza dei clienti finali) mentre l'AU ripartisce le cifre corrisposte dai clienti finali a tutti i soggetti della filiera coinvolti nelle varie prestazioni (Terna, esercenti e imprese distributrici). Questa variante riduce il rischio creditizio degli esercenti ma tuttavia genera un complesso sistema di deleghe che ogni esercente deve conferire all'AU per consentirgli di amministrare gli importi dei loro clienti.

TABELLA 1. SCHEMA MODELLI

	Approvvigionamento Contratto di acquisto e dispacciamento	Attività di commercializzazione		
		Contratto trasporto con distributore	Incasso pagamenti clienti finali	Gestione cliente
Modello 1	Acquirente Unico	Esercenti servizio	Esercenti servizio	Esercenti servizio
Modello 1 bis	Acquirente Unico	Esercenti servizio	Acquirente Unico	Esercenti servizio
Modello 2	Esercenti servizio	Esercenti servizio	Esercenti servizio	Esercenti servizio

Fonte: ARERA

TEMPISTICHE DI ATTUAZIONE E POSSIBILI OPZIONI DI STRATEGIA

L'orizzonte temporale a disposizione prima del termine della maggior tutela è molto breve per consentire l'implementazione di tutte le proposte inerenti il nuovo servizio di salvaguardia. L'Autorità sembra dunque orientata verso un'implementazione graduale che permetta prima l'ingresso dei clienti non domestici e solo in una seconda fase dei domestici. L'esperienza maturata con le prime aste per i clienti non domestici sarebbe infatti utile per apportare migliorie prima che ad effettuare il passaggio siano i clienti domestici, di numero ben più elevato. L'evento più probabile prevede dunque il passaggio di circa 3 milioni di clienti non domestici il 1 luglio 2020, che saranno anche quelli con un profilo di consumo maggiore.

Da un punto di vista delle strategie implementabili le future aste risultano molto interessanti per gli esercenti che vedrebbero profilarsi davanti diverse opportunità di guadagno e di rischi, sia per l'elevato numero di potenziali clienti che per le possibili regole che favoriscono una maggiore concorrenzialità. Partendo dalla definizione del prezzo d'asta gli esercenti devono affrontare il rischio di mettere un prezzo troppo basso e risultare vincenti, limitando il margine dei possibili guadagni. Un altro rischio riguarda il volume dei clienti che dovranno essere riforniti in salvaguardia. Il *trend* di passaggio al libero mercato degli ultimi anni è stato costante, ma a ridosso della data di rimozione della tutela potrebbero essere avviate molte campagne pubblicitarie di passaggio al libero mercato, facendo ridurre il numero dei potenziali clienti. Altri rischi dipendono invece dal modello che verrà implementato. Quello in cui non è prevista la presenza dell'AU permetterebbe agli esercenti di acquistare l'energia in proprio. Questo modello apre al rischio di mercato in quanto acquisterebbero a prezzi di borsa e non tramite l'AU ma darebbe la possibilità di effettuare strategie di mercato.

GAS NATURALE

PASSI CONCRETI VERSO LA RIFORMA DELLA COMPONENTE RE / RE_T

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [DCO 375/2019/R/com](#)
- [Delibera 107/2019/R/com](#)
- [DM 10 maggio 2018](#)
- [Delibera 172/2018/R/com](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Energy Outlook n. 12/2019](#)

Dopo una serie di misure volte a frenare l'impennata di costo della componente RE/RE_T , l'Autorità è orientata a una riforma volta a rimuovere la sua applicazione ai volumi prelevati dalla rete di trasporto da parte degli impianti di produzione di energia elettrica a gas. Misura questa a favore del prezzo all'ingrosso dell'energia, mentre l'addebito del mancato gettito viene trasferito sui clienti finali del settore elettrico. I dettagli dell'operazione e i punti aperti.

L'APPLICAZIONE DELLA COMPONENTE RE_T SULLE TARIFFE GAS

La componente tariffaria RE (RE_T per le reti di trasporto) che remunera il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale, viene applicata al volume di gas naturale prelevato dalle reti. Si tratta di un onere aggiuntivo che incide in maniera particolarmente elevata sul costo di prelievo rappresentando, perlomeno per gli utenti del trasporto, circa il 70% dei costi variabili sostenuti. Gli operatori dei cicli combinati a gas, la tecnologia marginale in Italia per la produzione elettrica, offrono l'energia prodotta dai loro impianti valorizzandola almeno ai costi variabili, e pertanto l'andamento di tali costi incide sulla formazione del PUN e dei prezzi zonali.

Attraverso il DCO 375/2019 l'ARERA è orientata ad una riforma dell'applicazione della componente per gli utenti termoelettrici che immettono energia in rete: l'obiettivo è proprio quello di ridurre l'impatto dei costi variabili gas a carico degli operatori dei cicli combinati a gas, favorendo una conseguente riduzione dei prezzi elettrici all'ingrosso.

La componente tariffaria RE/RE_T è suddivisa in alcune sottocomponenti afferenti a diversi ambiti:

1. Teleriscaldamento e Efficienza Energetica edilizia PA, fissa a 0.05 €/cent/Smc
2. Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale, fissa a 0.08 €/cent/Smc
3. TEE, CET e Biometano, variabili periodicamente sulla base dell'evoluzione dei costi cumulati dei singoli ambiti.

La maggior parte del costo della componente RE proviene da questi ultimi ambiti, ed in particolare da quello relativo ai Titoli di Efficienza Energetica (TEE). Il sistema dei TEE (o dei Certificati Bianchi) si basa su un regime obbligatorio di risparmio di energia primaria (in milioni di certificati bianchi) per i distributori di energia elettrica e gas naturale, e rappresenta una certificazione dei risparmi energetici conseguiti negli usi finali di energia attraverso interventi di efficienza energetica. Gli obblighi sono annuali, vengono ripartiti tra i due ambiti, e devono essere conseguiti entro un valore minimo di uno specifico anno con la possibilità di compensazione della quota residua nel biennio successivo. La restante parte proviene dal Conto Energia Termico (CET) che prevede l'erogazione di un contributo economico per il miglioramento dell'efficienza energetica per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili di piccole dimensioni. La somma cumulata dal 2014 al 2019 del costo dei due ambiti ammonta a più di 4.3 miliardi di euro, con la quota TEE che corrisponde a circa il 90%.

Negli ultimi anni la scarsità di offerta di TEE sul mercato, generata dallo squilibrio tra progetti di efficienza proposti e quelli approvati, aveva portato i prezzi a superare i 300 €/TEE. Questo fattore ha indotto il Ministero dello Sviluppo Economico a intervenire¹ introducendo un valore massimo di riconoscimento del contributo tariffario ai soggetti obbligati pari a 250 €/TEE, imponendo dunque un *cap* implicito ai prezzi di mercato. Delle diverse parti che compongono la RE_T , l'ARERA può intervenire per definire criteri e modalità di ripartizione tra tariffe su elettrico o gas solo su quella relativa ai TEE². Le altre voci di costo devono necessariamente rimanere contabilizzate sul prelievo di gas naturale, e pertanto la componente continuerebbe a incorporare il loro valore.

TAG

natural gas, tariff regulation

¹ DM 10 maggio 2018.

² Decreto interministeriale 11 gennaio 2017.

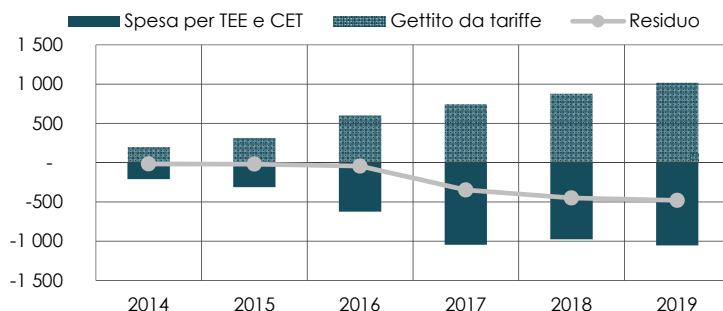
L'EVOLUZIONE DEI COSTI DELLA COMPONENTE

L'evoluzione dei costi dei TEE ha determinato (insieme alle altre voci di costo) un graduale e notevole aumento della componente RE/RE_T passata dai circa 1 €cent/Smc del 2016 ai circa 1.6 €cent/Smc nel 2019. La spesa cumulata nel corso degli anni non ripagata attraverso la tariffa ha generato un ammanco che lascia prevedere un aumento della tariffa per il futuro, con una serie di aumenti di difficile previsione da parte degli operatori. Nonostante l'intervento del MISE volto a calmierare il

prezzo dei TEE, tale situazione ha portato anche a due interventi dell'ARERA nel 2018 e nel 2019³, prima ha stabilizzato la componente per l'intero 2018 (1.33 €cent/Smc) e ha anticipato la pubblicazione degli aumenti per il 2019 (1.594 €cent/Smc), e successivamente fissando quest'ultima per i restanti mesi del 2019 e fino al Q1-2020.

La pubblicazione della parte di componente contenente il costo del meccanismo TEE avviene in forma aggregata con quelli dei CET, ed è pertanto necessario valutare il costo cumulato di questi due ambiti al fine di comprendere l'evoluzione della tariffa. I dati di spesa cumulati nel periodo 2014-2018 ammontavano a circa 3 miliardi di euro, con quella dei TEE che rappresentava più del 90% del totale (**Figura 1**). Per i prossimi anni abbiamo stimato una spesa di almeno 4.5 miliardi di euro, con una quota TEE di 3.3 miliardi di euro (70% del totale) e quella dei CET a 1.4 miliardi di euro (considerando una crescita moderata annuale della spesa del 30%).

FIGURA 1. SPESA CUMULATA, GETTITO DA TARIFFE E RESIDUO DI COSTO PER TEE E CET (miliardi di euro)



Fonte: GSE

L'INTERVENTO PREVISTO DALL'AUTORITÀ

La riforma dell'applicazione della componente RE/RE_T agli utenti termoelettrici prevede, secondo le ipotesi dettate dal DCO, di spostare la raccolta del gettito relativo alla componente TEE sull'ambito elettrico. In altri termini, l'intenzione è quella di ridurre il costo variabile pagato dagli utenti termoelettrici e quindi di abbassare il livello di prezzo a cui questi impianti offrono l'energia prodotta sul mercato, mentre la quota di spesa da recuperare verrebbe raccolta mediante applicazione sul prelievo elettrico, dunque a valle della formazione del PUN.

La riduzione della RE_T per i termoelettrici a valle della riforma potrebbe variare secondo le nostre stime tra circa 1.1 €cent/Smc e 1.4 €cent/Smc: il primo valore, allineato al valore convenzionale proposto dall'ARERA, tiene in considerazione il costo cumulato atteso per i prossimi anni dei TEE rispetto alla somma dei costi TEE e CET (e da cui risulta un rapporto costi TEE su costi totali pari al 70%); il secondo invece è calcolato sull'andamento storico cumulato dei costi (da cui emerge un rapporto del 90%).

Le componenti tariffarie coinvolte nell'operazione, che verrebbe avviata non prima di gennaio 2021, sarebbero quindi due: la RE/RE_T per il settore gas appunto che, per la specifica categoria di utenti potrebbe ridursi dell'opportuna valorizzazione della parte TEE, e la A(uc7rim) dedicata al recupero dei costi di efficienza legati al settore elettrico, che prenderebbe in carico il mancato gettito delle utenze termoelettriche.

Secondo stime ARERA, l'impatto sul valore dell'energia elettrica venduta sul mercato all'ingrosso derivante dall'applicazione dei costi relativi ai TEE nella componente RE/RE_T si aggirerebbe in un range di 205 e 280 milioni di euro, nonostante il maggior costo sostenuto dagli utenti termoelettrici per la stessa componente sia di circa 200 milioni di euro. Dunque, qualora l'ipotesi ARERA fosse confermata, lo spostamento dell'applicazione della porzione di componente "a valle" della produzione elettrica consentirebbe un risparmio ingente all'intero sistema. Certamente, un beneficio da considerare a seguito all'abbassamento del costo variabile degli utenti termoelettrici a gas è relativo alla maggiore competizione dei cicli combinati rispetto agli impianti a carbone che, in fase di obiettivi di *phase-out* da raggiungere entro il 2025⁴, spingerebbero a una maggiore incentivazione economica alla produzione a gas e, *ceteris paribus*, a una maggiore competitività dei cicli combinati e a un conseguente aumento del *load factor*.

³ Delibere 172/2018 e 107/2019.

⁴ Obiettivi dettati dal Piano Nazionale Energia e Clima.

Nel dettaglio dell'operazione di riduzione della componente RE/RE_T , l'ARERA distingue tre tipologie di impianti a cui sarebbe offerta tale possibilità:

- Impianti termoelettrici di grandi dimensioni che immettono la totalità dell'energia elettrica prodotta in rete (clienti diretti della rete di trasporto a cui è applicata la componente RE_T)
- Impianti termoelettrici o cogenerativi di piccolo-media dimensione con parziale autoconsumo e restante parte immessa in rete
- Impianti termoelettrici legati a siti industriali per prevalente autoconsumo.

Poiché l'obiettivo dell'ARERA è quello di ridurre l'impatto della componente RE/RE_T sul prezzo dell'energia elettrica, va da sé che gli impianti che generano energia elettrica in autoconsumo non provocano alcun impatto sugli esiti di mercato. Questa tipologia di impianti, perlomeno per la parte di volume autoconsumata, non vedrebbe alcuna modifica dell'applicazione tariffaria e si vedrebbero continuata ad applicare la componente tariffaria. Diverso è il caso degli impianti di maggiori dimensioni con totale immissione in rete, e per i quali vi sarebbe invece il beneficio totale della cancellazione della parte dei TEE dalla componente.

Questa situazione, sebbene appaia logica relativamente agli impatti sul PUN, genererebbe probabilmente una disparità oggettiva sul mercato:

- da un lato, la produzione termoelettrica a gas risulterebbe economicamente più vantaggiosa (rispetto al caso che comprende la componente RE/RE_T e tale da generare una riduzione del prezzo elettrico qualora gli operatori riducano le proprie offerte sul mercato proporzionalmente alla riduzione della componente
- dall'altro lato tuttavia, gli impianti che operano prevalentemente in autoconsumo e che continuerebbero a pagare la RE/RE_T sosterebbero un costo di produzione elettrica maggiore rispetto a quello espresso dal mercato⁵, e pertanto sarebbero maggiormente incentivati ad acquistare da esso piuttosto che procedere all'autoconsumo (generando di conseguenza, seppur moderatamente, maggiore domanda elettrica, elemento a favore di un aumento del PUN).

Il DCO si esprime anche sulla gestione dell'esazione della componente, proponendo due modalità: la prima mista ex-ante/ex-post, dove l'esenzione della componente avverrebbe per i soli termoelettrici con l'intera produzione immessa in rete, mentre con gli altri utenti si agirebbe tramite un sistema di restituzioni successivo al regolare pagamento (valutato sulla base delle immissioni in rete); la seconda completamente ex-post, dove il sistema di restituzioni sarebbe applicato in forma omogenea a tutti gli utenti. Nei casi del sistema ex-post, il GSE è stato individuato come il possibile soggetto compensatore tra il *mix* di contributi e restituzioni verso gli utenti termoelettrici, e il fondo gas gestito dal CSEA che si occupa di raccogliere la somma dei gettiti delle componenti.

La proposta della modalità ex-post tuttavia mostra alcune lacune sul piano operativo: il DCO non fornisce infatti riferimenti alle tempistiche di rimborso delle partite economiche agli utenti che ne avrebbero diritto, lasciando al GSE, pur senza riferimenti diretti, libertà nella sua definizione. All'allungarsi delle tempistiche di rimborso infatti, gli utenti con diritto a riceverlo sosterebbero una disparità di flussi di cassa rispetto al momento del pagamento della componente RE/RE_T , con incentivo degli operatori termoelettrici ad incrementare le entrate attraverso una maggiorazione del prezzo di offerta sul mercato elettrico (l'incasso delle fatture GME avviene a distanza di una settimana da quella della vendita dell'energia). La componente variabile di trasporto gas e gli oneri aggiuntivi hanno come termine di pagamento i primi giorni del secondo mese successivo a quello di prelievo del gas: una adeguata tempistica di restituzione della RE/RE_T non dovrebbe dunque allungarsi oltre tale scadenza onde evitare comportamenti degli operatori a difesa dei *cash flow* ma peggiorativi per il prezzo elettrico.

⁵ La quantificazione di tale maggiorazione dipende dalla tipologia di impianto e deve tenere in considerazione il differenziale di costo variabile e l'efficienza dell'impianto stesso.

DISTRIBUZIONE E MISURA GAS: NUOVI PASSI IN AVANTI PER IL V PERIODO REGOLATORIO

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [DCO 410/2019/R/gas](#)
- [DCO 170/2019/R/gas](#)
- [Delibera 639/2018/R/com](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Distribuzione gas verso il quinto periodo regolatorio](#) (Newsletter 232)

Sembra ancora lontana la definizione del quadro definitivo, con diversi aggiustamenti delle proposte molto spesso però solo abbozzate, che prevedono: una più ragionevole richiesta di efficientamento per le Opex delle medie/piccole imprese, che rimane comunque elevata; un chiarimento sull'unificazione del WACC tra distribuzione e misura, a cui si accompagna una revisione del β , con complessiva riduzione del WACC; una nuova dilazione del superamento del criterio del costo storico per i nuovi investimenti; la conferma dell'incentivo alle aggregazioni, sia sulle Opex che, a sorpresa, anche sulle Capex, che potrebbero recepire il VIR anche prima delle gare. Potrebbe invece riaprirsi il discorso sull'ambito sardo.

La definizione della regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di distribuzione e misura per il V periodo regolatorio (2020-2025) ha fatto ulteriori passi avanti (DCO 410/2019) prima del suo completamento entro l'anno.

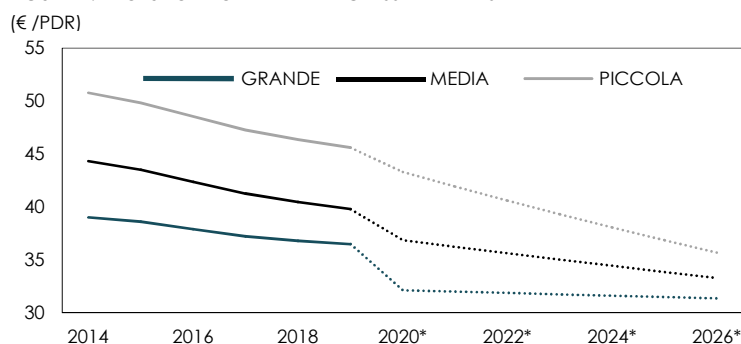
COSTI OPERATIVI: RIMANDATA LA CONVERGENZA TRA CLASSI DIMENSIONALI

L'Autorità ha confermato il criterio del *price cap* per la regolazione dei costi operativi. Il livello iniziale del 2020 è fissato, in logica di *profit sharing* rispetto ai recuperi di produttività del IV periodo di regolazione, come media ponderata dei costi effettivi, inseriti nei rendiconti annuali del 2018, e dei costi riconosciuti nel medesimo anno. Il peso dei costi effettivi è stato fissato al 50%, il massimo valore del *range* (40%-50%) precedentemente proposto nel primo documento di consultazione (DCO 170/2019) e in rialzo rispetto all'attuale (40%).

Il livello di *X-factor* viene fissato con la finalità di estrarre del tutto i recuperi di produttività conseguiti nel IV periodo regolatorio dalle imprese di maggiore dimensione. Non vengono, quindi, richiesti ulteriori efficientamenti alle imprese più grandi. Le intenzioni, inizialmente prospettate, di riallineare i livelli di recupero di produttività delle imprese medie e piccole a quelli delle grandi imprese al termine del periodo regolatorio sono state messe da parte in favore di un graduale avvicinamento

con tempistiche più lunghe. Questa decisione avrebbe, infatti, richiesto uno sforzo significativo in particolare alle piccole imprese, con la fissazione di livelli di *X-factor* superiore al 6% secondo le nostre stime. La convergenza tra differenti classi dimensionali dei riconoscimenti relativi ai costi operativi avverrà verosimilmente nel VI periodo regolatorio. Al termine del V periodo è invece previsto il dimezzamento della differenza dei riconoscimenti dei costi operativi sia tra imprese grandi e medie sia tra imprese medie e piccole (Figura 1). Partendo da costi effettivi resi, noti dall'ARERA per il 2015, si possono stimare livelli di partenza al 2020 in decisa discesa rispetto al 2019 (-12% per i grandi e -5% per i piccoli) e *X-factor* di 1.4% per le grandi e il 4.2% per le piccole. Rispetto alla prima proposta la riduzione annuale per le piccole imprese è adesso più contenuta ma pur sempre maggiore di quella attuale (2.5%).

FIGURA 1. EVOLUZIONE OPEX PER PER CLASSI DI IMPRESE



* Valori riferiti a imprese a densità media

Fonte: stime REF-E su dati ARERA

COSTI CAPITALE: REVISIONE DEL β

Nell'ultimo aggiornamento di dicembre 2018 (Delibera 639/2018) il *WACC* per i servizi di distribuzione e misura era aumentato di 0.2% a causa della componente di rischio paese, che aveva compensato l'effetto della maggiorazione del *gearing*. Il *TIWACC* prevede che in occasione della revisione tariffaria prima dell'inizio di un nuovo periodo regolatorio possano essere oggetto di aggiornamento il parametro di rischio settoriale β e il rapporto tra capitale di debito e capitale proprio (*D/E*) ai fini di un'ulteriore modifica al *WACC*.

Il V periodo regolatorio non sarà più caratterizzato da una differenziazione tra il β misura e distribuzione. L'Autorità considera infatti ormai superate le problematiche

TAG

natural gas, tariff regulation

TABELLA 1. STIME WACC DISTRIBUZIONE E MISURA

	2019		2020	
	Dist	Mis	Dist + Mis min	Dist + Mis max
Risk Free	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%
Isr	1.62%	1.62%	1.62%	1.62%
tc	24.00%	24.00%	24.00%	24.00%
T	31.00%	31.00%	31.00%	31.00%
CRP	1.40%	1.40%	1.40%	1.40%
ia	1.70%	1.70%	1.70%	1.70%
TMR reale	6.00%	6.00%	6.00%	6.00%
DRP	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%
Gearing (D/(D+E))	0.444	0.444	0.444	0.444
beta asset	0.439	0.502	0.400	0.430
beta levered	0.705	0.807	0.643	0.691
Ke	5.78%	6.34%	5.44%	5.70%
Kd	2.40%	2.40%	2.40%	2.40%
WAAC	6.3%	6.8%	6.0%	6.3%

Fonte: stime REF-E su dati ARERA

riscontrate nella prima fase di installazione degli *smart meter*, avviate ormai nel 2014, e ritiene opportuno equiparare la rischiosità dei due servizi. Per questo motivo il β dei servizi di distribuzione e misura rientrerà in un *range* compreso tra 0.40 e 0.43. La riduzione è significativa per il servizio di misura che aveva un β pari a 0.502, mentre rimane in linea per la distribuzione il cui β si attestava a 0.439. Ai due valori del *range* del β proposto dall'Autorità corrisponde rispettivamente un *WACC* aggregato pari a 6.0% e 6.3%, in forte calo rispetto a quello precedente.

La fissazione del livello di *gearing* viene invece rimandata al secondo semi-periodo (2023-2025), occasione in cui verrà deciso se allineare o meno questo valore (0.444) a quello degli altri servizi regolati (0.5) (Tabella 1).

Rimane, invece, solo accennata la struttura del meccanismo incentivante per i nuovi investimenti di località, che introdurrebbe un sistema di premi o penalità a seconda della distanza del costo effettivo riconosciuto rispetto a un costo standard. La forma dell'incentivo consisterebbe in maggiorazioni o riduzioni del *WACC*. Nonostante l'importanza, questo meccanismo non vedrà la luce nel 2021, come inizialmente previsto, ma troverà applicazione entro il 2023, contestualmente al termine del primo semi-periodo. La definizione di un *set* di costi standard e di un metodo per applicarli richiede un confronto tra l'Autorità e le Associazioni di categoria delle imprese distributrici per il quale è difficile prevederne esiti e tempistiche.

Questo meccanismo non sarebbe l'unico a controllo del livello dei nuovi investimenti. Gli investimenti nelle zone di nuova metanizzazione e per l'estensione o sostituzione della rete infrastrutturale in seguito alle gare d'ambito, potranno essere messi a riconoscimento tariffario solo se subordinati ad adeguate analisi costi-benefici. Gli investimenti dovranno quindi rispettare condizioni di economicità e le condizioni minime di sviluppo devono individuare livelli compatibili con lo sviluppo economico del servizio. Per questo motivo l'Autorità ha reso disponibili gli orientamenti in merito alle linee guida per lo svolgimento delle analisi costi-benefici da parte delle stazioni appaltanti, ma che varrebbero anche per gli investimenti aggiuntivi proposti dai distributori. Nella predisposizione delle linee guida l'ARERA cerca di bilanciare l'esigenza di tutela degli interessi dei consumatori con quella di non gravare le stazioni appaltanti di eccessivi oneri di analisi. Tuttavia, l'analisi costi-benefici è uno strumento tanto utile quanto complesso e dalle innumerevoli possibili applicazioni. Le soluzioni proposte meritano, quindi, un approfondimento ulteriore, fuori dallo *scope* di questo articolo.

IN ARRIVO LO SCONGELAMENTO DEI CONTRIBUTI

I contributi pubblici e privati non vengono retribuiti in quanto esclusi dal valore del capitale investito. Dal IV periodo regolatorio vengono portati in detrazione dalla remunerazione del capitale e sono sottoposti a degrado. Su un totale di 1.2 miliardi di euro solo l'80% dei contributi è stato sottoposto a degrado, mentre il restante 20% è stato congelato e verrà rilasciato successivamente. L'Autorità ha modificato le tempistiche di rilascio dei contributi congelati, inizialmente fissate entro il termine del V periodo regolatorio, prevedendo un arco temporale pari a 10 anni, compatibile con una riduzione annuale della quota congelata pari al 2% del valore iniziale.

INCENTIVI PER AGGREGAZIONI TRA OPERATORI

L'obiettivo di favorire le aggregazioni tra operatori di distribuzione gas era inizialmente perseguito mediante lo svolgimento delle gare d'ambito, ma dato lo stallo di queste, l'Autorità ha proposto l'introduzione di meccanismi incentivanti nel V periodo. In particolare, ARERA sembra intenzionata a promuovere le aggregazioni tra operatori medi e piccoli e la conseguente costituzione di nuove realtà di dimensione e forza competitiva maggiore.

Gli incentivi riguarderebbero le aggregazioni concluse a partire dal 2019 e sarebbero così articolati:

- per aggregazioni tra imprese di medie dimensioni aumento dell'1.5% annuo fino al termine del periodo regolatorio dei costi operativi riconosciuti
- per aggregazioni tra imprese di medie e piccole, dal secondo anno dopo l'aggregazione e fino al termine del periodo regolatorio, i costi operativi delle due imprese non verrebbero rivisti in base alla nuova dimensione di quella aggregata, ma rimarrebbero quelli precedenti alla fusione; in altre parole, si confermerebbe la remunerazione prevista per l'impresa di piccole dimensioni quando questa viene acquisita da una media

Un punto nuovo, rispetto alla prima consultazione, riguarda la possibilità che siano previsti incentivi alle aggregazioni anche sui costi di capitale. La proposta non è molto argomentata, ma sembrerebbe avere origine dalla richiesta di un'associazione, e prevede la possibilità di iscrivere a valore tariffario, in caso di aggregazioni:

- per le località caratterizzate da *RAB* depressa, la *RAB* rivalutata parametrica
- negli altri casi il valore di rimborso, se questo ha fatto da base per la transizione.

Questa proposta potrebbe aprire effettivamente un nuovo scenario per i prossimi anni. Gli operatori molto piccoli che hanno poche *chances* di vincere le gare d'ATEM, hanno infatti oggi poco interesse a vendere a prezzi più bassi del *VIR*, che è quello che otterrebbero a valle della gara. I possibili acquirenti, tuttavia, non sono disposti a pagare *VIR*, dato che a valle dell'acquisizione risulterebbero in sede di gara gestori uscenti e quindi in caso di vittoria avrebbero una remunerazione basata sulla *RAB*. La soluzione di anticipare il riconoscimento in *RAB* del *VIR* se usato nella aggregazione supererebbe questo problema.

Tuttavia molti sono i dubbi applicativi che si possono immaginare, anche se non trattati dall'ARERA.

In primo luogo, uno dei maggiori ostacoli alla partenza delle gare è il fatto che ARERA sta ritardando nell'approvazione dei livelli del *VIR*, quando questo supera del 10% il valore della *RAB*. Approvazione che l'ARERA ha dichiarato come vincolante per l'inclusione del *VIR* pagati nelle gare nei costi di capitale a fini tariffari. Sembrerebbe logico attendersi che questa richiesta valga anche nel caso di aggregazioni, anche se non citata al momento. Le delibere di approvazione di valori di *VIR* superiori alla *RAB* sono a oggi solo 8, mentre i richiedenti sarebbero molto di più: a inizio 2019 erano 56 ATEM per più di 1,200 località (**Tabella 2**). In questa ottica, l'incentivo potrebbe non essere applicabile per la maggior parte delle località.

In secondo luogo, sarà necessario definire in dettaglio quali sono le tipologie di aggregazione ammesse all'incentivo, quali le località che ottengono l'incentivo e come si definisce il valore della transazione per verificare che sia in linea con il *VIR*. Le operazioni di M&A sono infatti spesso complesse e l'identificazione dei diversi aspetti potrebbe non essere banale. Anche il trattamento delle proprietà pubbliche (oggi escluse dalla rivalutazione a *VIR* in caso di gara) è da capire.

A questo stadio, con la proposta solamente abbozzata, è dunque prematuro immaginare l'effettivo potere incentivante di questa soluzione, che ha comunque un potenziale molto elevato, che se messa in pratica potrebbe snaturare la ratio della regolazione asimmetrica e accelerare l'impatto degli scostamenti *VIR-RAB* sulle tariffe. Tuttavia, da ricordare che anche questo incentivo sarebbe limitato alle operazioni che coinvolgono operatori medi e piccoli, escludendo i grandi (>300 mila PDR).

IL NUOVO AMBITO TARIFFARIO IN SARDEGNA

L'ambito separato per la Sardegna sembra confermato nonostante la contrarietà espressa da molti soggetti in risposta alla prima consultazione. Il DCO non presenta ulteriori dettagli che chiariscano questa decisione, giustificata come quella che meglio concilierebbe la semplicità tariffaria e il mantenimento di un criterio di aderenza ai

TABELLA 2. DELIBERE DI APPROVAZIONE DEGLI SCOSTAMENTI VIR/RAB SUPERIORI AL 10%

ATEM	Delibera	Status della gara
TORINO 2	59/2016/R/gas	Assegnata
BELLUNO	26/2016/R/gas	In attesa di assegnazione
FORLÌ-CESENA	67/2016/R/gas	Non aperta
UDINE 2	880/2017/R/gas	EOI chiusa
VICENZA 3	284/2018/R/gas	Sospesa
NAPOLI 1	145/2019/R/gas	Aperta
GENOVA 1	69/2018/R/gas	Non aperta
LIVORNO	283/2018/R/gas	Non aperta

Fonte: ARERA

costi del servizio. L'Autorità apre comunque anche a soluzioni alternative, rimandando una decisione definitiva a valle degli esiti degli studi commissionati a RSE per l'analisi costi-benefici e delle opzioni disponibili in relazione all'adeguamento infrastrutturale del sistema energetico della regione.

SERVIZIO DI MISURA

Le regole del IV periodo tariffario del servizio di misura prevedevano già schemi incentivanti. L'unica eccezione era costituita dal riconoscimento dei costi operativi relativi alle verifiche metrologiche dei contatori del gas che venivano riconosciute a consuntivo sulla base della spesa sostenuta. In particolare, l'Autorità aveva definito un corrispettivo unico a livello nazionale che prevedeva l'aggiunta di una componente (*ACVER*) a copertura dei costi operativi relativi alle funzioni di installazione e manutenzione di gruppi di misura di classe maggiore di G6. Allo stesso modo, per il V periodo, l'Autorità intende prevedere criteri di incentivazione in linea con quelli del periodo precedente.

La revisione tariffaria per il secondo semi-periodo sarà oggetto di uno specifico documento di consultazione la cui pubblicazione è prevista entro la fine del 2019 nel quale l'Autorità intende analizzare le tematiche relative agli obblighi di installazione, alla regolazione della *performance* del servizio e al riconoscimento dei costi.

DATI DI MERCATO

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

	2019*	2018*	Var. %
Domanda	241 936	242 177	-0.1%
Produzione netta	215 683	209 930	2.7%
- Termoelettrico	141 545	135 280	4.6%
- Rinnovabili**	74 138	74 650	-0.7%
Saldo estero	28 812	33 930	-15.1%

*Fino a Settembre ** Idroelettrico, Geotermoelettrico, Eolico e Fotovoltaico

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

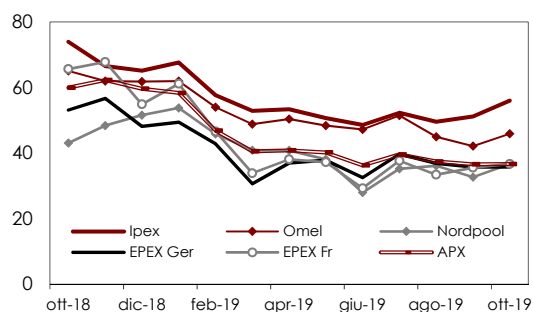
GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE
(Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2019	AS 2018	Var. %	AT 2018	AT 2017	Var. %
Industriale	10.5	10.9	-3.2%	14.2	14.7	-3.2%
Termoelettrico	19.6	17.5	11.9%	26.0	24.6	5.8%
Distribuzione	22.0	22.5	-2.0%	32.1	33.7	-4.8%
Altro	1.2	1.4	-15.9%	1.7	2.0	-14.2%
Totale	53.4	52.3	2.0%	74.0	74.9	-1.2%

Valori cumulati al 20/10/2019

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

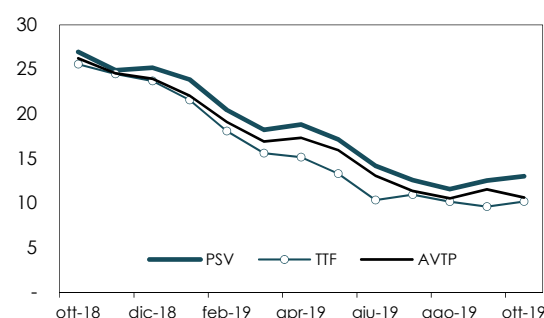
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 22/10/2019

Fonte: Borse Europee

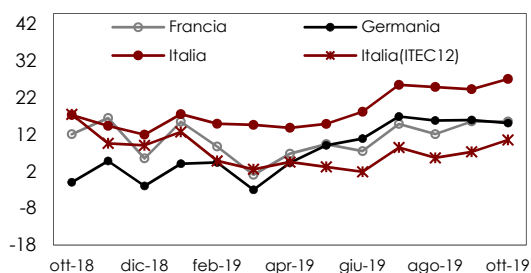
GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA



Medie mensili. Ultimo dato al 22/10/2019

Fonte: elaborazione REF-E su dati Thomson Reuters

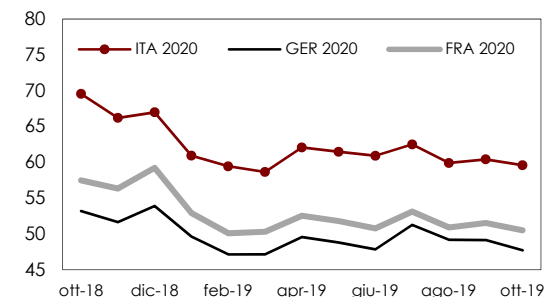
ENERGIA ELETTRICA: SPARK SPREAD IN EUROPA
(€/MWh)



Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili
Ultimo dato al 22/10/2019

Fonte: elaborazioni REF-E

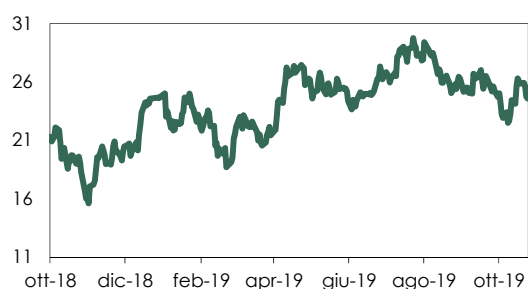
ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 22/10/2019

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

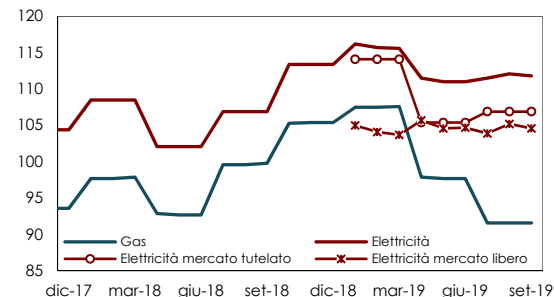
PREZZO DELLA CO2
(€/tCO2 eq.)



Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 24/10/2019

Fonte: Reuters su EEX

NIC - INDICI DI INFLAZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA
E DEL GAS



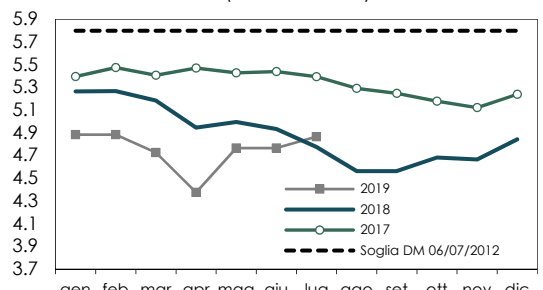
Ultimo dato: settembre 2019

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ISTAT

DATI SETTORI INCENTIVATI E REGOLATI

CONTATORE GSE RINOVABILI

Costo cumulato annuo (miliardi di euro)

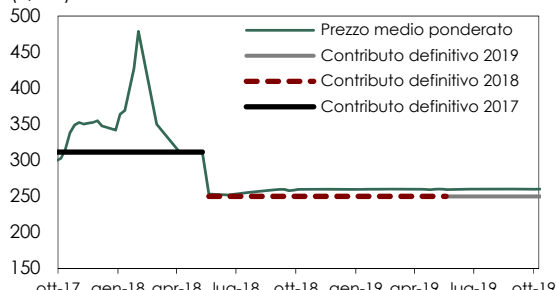


Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico. Ultimo dato 31/07/2019

Fonte: GSE

TEE: PREZZI DI BORSA E CONTRIBUTO TARIFFARIO

(€/TEE)

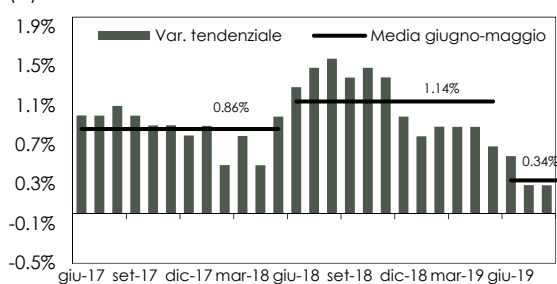


Ultimo dato Ottobre 2019

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, ARERA

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



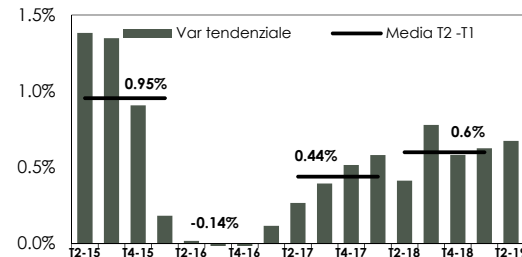
* Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati

Ultimo dato Settembre 2019

Fonte: Istat

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI* - VALORI AGGIORNATI

(%)



*Deflatore investimenti fissi lordi. Ultimo dato T2-2019

Edizione dati Istat: ottobre 2019

Fonte: Istat

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

Componente	IV-18	I-19	II-19	III-19	IV-19
Energia, dispac. e commerc.	11.88	10.83	8.41	8.89	9.49
Costi infrastrutture e UC	3.87	3.92	3.92	3.92	3.92
Oneri generali di sistema	3.22	4.21	4.95	4.81	4.70
Totale - tasse escluse	18.97	18.96	17.28	17.62	20.80

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA PMI (BTA5) (€/cent/kWh)

Componente	IV-18	I-19	II-19	III-19	IV-19
Energia, dispac. e commerc.	10.05	9.46	6.86	7.42	8.04
Costi infrastrutture e UC	2.76	2.79	2.79	2.79	2.79
Oneri generali di sistema	6.61	7.79	5.56	5.41	5.38
Totale - tasse escluse	19.43	20.04	15.21	15.62	16.21

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

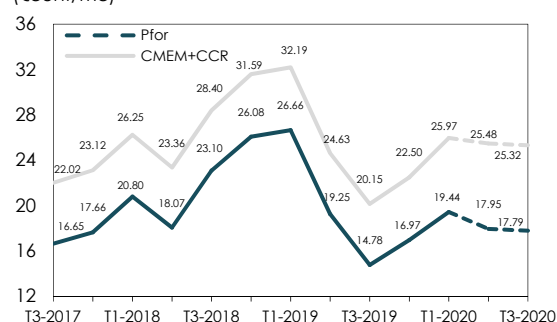
GAS NATURALE: PREZZI IN TUTELA DOMESTICI (€/cent/mc)

Componente	IV-18	I-19	II-19	III-19	IV-19
Approvvig. e vendita	36.67	37.29	29.72	25.25	27.51
Costi di trasporto	4.88	4.80	3.97	3.92	4.59
Costi di distribuzione	9.21	9.54	9.54	9.54	9.54
Oneri generali di sistema	2.36	3.09	4.37	4.37	4.37
Totale - tasse escluse	53.12	54.72	47.61	43.07	46.01

Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

GAS NATURALE: APPROVVIGIONAMENTO IN TUTELA (€/cent/mc)



PCS 38.52 MJ/mc, Previsioni (tratteggiato) su forward al 26/09/2019

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Alba e ARERA

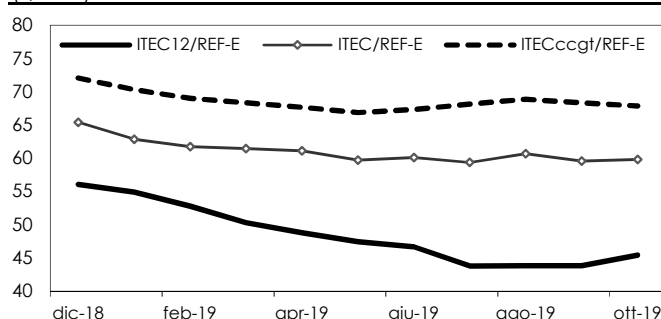
L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di ottobre è pari a 45.40 €/MWh, in aumento del 3.6% sul dato di settembre (43.82 €/MWh). L'andamento al rialzo dell'indice è legato all'andamento dei prezzi delle *commodities* sottostanti durante il mese di agosto, con tasso di cambio \$/€ in diminuzione.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di ottobre si attesta a 59.80 €/MWh, in aumento dello 0.4% sul valore consuntivo di settembre (pari a 59.58 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di ottobre si attesta a 67.86 €/MWh, in calo dello 0.7% rispetto al consuntivo del mese precedente (68.34 €/MWh). Tali andamenti sono legati alle variazioni del valore di mercato dei combustibili registrato negli ultimi mesi, al netto del tasso di cambio €/€ in diminuzione durante il mese di settembre.

Il valore *forward* per il mese di novembre dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 24 ottobre, è pari a 46.51 €/MWh, in aumento del 2.4% rispetto al consuntivo di ottobre. I valori *forward* per il mese di novembre di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 24 ottobre, sono pari a 58.95 €/MWh e 66.80 €/MWh, entrambi in calo rispettivamente dell'1.4% e dell'1.5% rispetto al consuntivo di ottobre.

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



	ITEC12/REF-E (€/MWh)	ITEC/REF-E (€/MWh)	ITECccgt/REF-E (€/MWh)
dic-18	56.04	65.39	72.04
gen-19	54.87	62.82	70.31
feb-19	52.77	61.73	68.98
mar-19	50.27	61.43	68.34
apr-19	48.77	61.08	67.65
mag-19	47.41	59.72	66.85
giu-19	46.67	60.07	67.32
lug-19	43.78	59.35	68.12
ago-19	43.83	60.65	68.86
set-19	43.82	59.58	68.34
ott-19	45.40	59.80	67.86

Fonte: elaborazione REF-E

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di novembre sono calcolati da REF-E su dati di mercato al 1/10/2019 e valori giornalieri Reuters al 24/10/2019. Valori consuntivi calcolati da REF-E su dati Reuters.

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 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.

Da agosto 2017 il *provider* dei dati, utilizzato per il calcolo dell'indice è Reuters.

REF-E si impegna a mantenere la formula di ITEC nella sua struttura attuale fino al 31 dicembre 2019.

Per ulteriori informazioni o commenti contattare:
Dr. Domenico Biasi - tel. 02 43441024 - Email: itec@ref-e.com



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.

PERCHÈ 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.

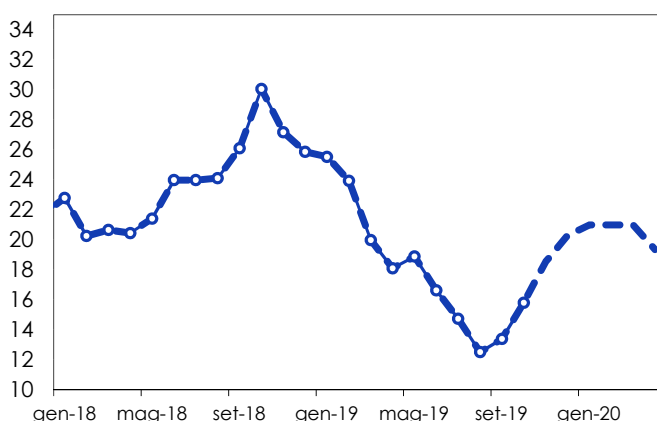
ANDAMENTO

L'indice gas MAGI consuntivo per ottobre 2019 è pari a 15.81 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano rispettivamente a 15.92 €/MWh e 15.56 €/MWh.

La quotazione del prodotto con consegna a ottobre 2019 è aumentata del 17.8% rispetto a quella per le consegne di settembre 2019 ma risulta minore rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (30.06 €/MWh). Il volume complessivo transato è diminuito rispetto a settembre 2019 (10,364 MW contro 11,612 MW), ma è aumentato il numero di transazioni registrate (352 contro 330).

Al 25 ottobre, gli scambi del prodotto con consegna a novembre 2019, relativi a un campione di 202 operazioni e un volume totale scambiato di 6,760 MW, indicano un prezzo di 17.56 €/MWh, in aumento rispetto al valore consuntivo del prodotto con consegna a settembre 2019.

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