



Sottoscrittori

A2A SpA, Acea Energia SpA, AET Azienda Elettrica Ticinese, Anigas, Axpo Italia SpA, CSEA Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, CdP Cassa Depositi e Prestiti, CVA Trading Srl, Dolomiti Energia SpA, E.ON Italia SpA, Edison SpA, Engie, EP Produzione SpA, Erg Power Generation, HB Trading, Hera Trading Srl, 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

MERCATO ELETTRICO

- La controriforma inglese: al via la regolazione dei prezzi finali per il mercato domestico

Il lavoro portato avanti da Ofgem per definire il livello dei cap ai prezzi di energia elettrica e gas per i clienti domestici, introdotti dal Parlamento inglese lo scorso luglio, e che saranno in vigore dal 2019 al 2023, è l'ultimo atto di un percorso di riforma discusso da anni: oltremania, come in Italia, l'inerzia dei consumatori è la variabile con cui oggi tutte le politiche in materia devono confrontarsi, e che gli inglesi, in passato più decisi verso l'apertura del mercato, hanno ampiamente sottostimato.

pag. 3

- Impianti merchant o unità strategiche per la sicurezza? Riflessioni sul business model migliore per gli investimenti in batterie

Gli elevati spread tra le diverse fasi di mercato, a fronte di un'ottimizzazione della strategia di offerta che tenga conto di tutti i vincoli tecnici ed economici, consentirebbero oggi, in Italia, la remunerazione delle batterie operate in modalità merchant, se fossero ammesse a tutti i mercati. Ma per avviare gli investimenti, contenere i rischi e perché i vantaggi della maggiore flessibilità siano sfruttabili anche per la sicurezza del sistema, dovrebbe essere possibile massimizzare il valore della flessibilità, completando la riforma dei servizi di MSD e prevedendo remunerazioni anche della disponibilità di capacità, a garanzia della redditività dei nuovi investimenti. I due modelli possono infatti convivere, sempre a condizione di ottimizzare la strategia di offerta sul mercato.

pag. 7

MERCATO GNL

- Monitoraggio mercato globale

I prezzi europei del gas sono allineati ormai da qualche mese al prezzo del GNL asiatico: previsioni ancora al rialzo.

pag. 12

GARE GAS

- Monitoraggio gare gas

Ufficiale l'assegnazione della prima gara ATEM, quella di Milano I.

pag. 15

LE OPERAZIONI DI M&A PER LE RINNOVABILI

Un nuovo spazio dedicato all'analisi delle dinamiche strutturali nel mercato delle fonti rinnovabili.

pag. 18

INDICATORI

- Dati di mercato

pag. 20

- Dati settori incentivati e regolati

pag. 21

INDICI

- ITEC e Magi

pag. 22

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Sergio Ascari, Domenico Biasi,
Virginia Canazza, Giacomo
Ciapponi, Paolo Ciliento, Federico
Clementi, Federica Davò, Guido
Gatti, Tommaso Franci, Ana
Georgieva, Melania Mercadante,
Marco Pellegrino, Giorgio Perico,
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**.

Prossime pubblicazioni

- *Energy Outlook* n. 9, Ottobre 2018

Ultime pubblicazioni

- *Energy Outlook* n. 8, Giugno 2018
- La filiera degli usi finali di GNL in Italia - 2017, Marzo 2018

MERCATO ELETTRICO

LA CONTRORIFORMA INGLESE: AL VIA LA REGOLAZIONE DEI PREZZI FINALI PER IL MERCATO DOMESTICO

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Ofgem consultation document](#)
- [Domestic Gas and Electricity \(Tariff Cap\) Act 2018](#)
- [CMA - Energy Market Investigation \(Final report 2016\)](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Fine della tutela di prezzo: il punto sull'evoluzione dei mercati al dettaglio](#) (Newsletter 223)
- [Il superamento della tutela di prezzo nel 2019 è legge: come ci stiamo preparando?](#) (Newsletter 213)
- [Fine tutela: nuovi interventi per favorire il passaggio al mercato libero](#) (Newsletter 209)

Il lavoro portato avanti da Ofgem per definire il livello dei cap ai prezzi di energia elettrica e gas per i clienti domestici, introdotti dal Parlamento inglese lo scorso luglio, e che saranno in vigore dal 2019 al 2023, è l'ultimo atto di un percorso di riforma discusso da anni: oltremanica, come in Italia, l'inerzia dei consumatori è la variabile con cui oggi tutte le politiche in materia devono confrontarsi, e che gli inglesi, in passato più decisi verso l'apertura del mercato, hanno ampiamente sottovalutato.

Lo scorso luglio il Parlamento inglese ha approvato l'introduzione di *cap* - temporanei - ai prezzi finali di energia elettrica e gas per i clienti domestici, dando mandato al regolatore Ofgem di attuare la riforma approvata. Si tratta dell'ultimo atto di un processo di riforma e di messa in discussione del funzionamento del mercato *retail* di energia elettrica e gas durato diversi anni e visto da molti come un importante segnale di ripensamento del paese che per primo, alla fine del secolo scorso, ha avviato la strada della liberalizzazione dei mercati energetici, segnando la via poi adottata dal resto d'Europa.

Di riforma del mercato *retail* si parla nel Regno Unito più o meno dal 2010. I primi tentativi di promuovere la competizione, in un mercato tradizionalmente dominato da sei fornitori storici che hanno beneficiato di una posizione dominante locale ereditata dal vecchio sistema monopolistico, hanno puntato sulla diffusione delle informazioni e sulla semplificazione del sistema tariffario. La reticenza a cambiare fornitore o tariffa è stata, infatti, inizialmente imputata alla difficoltà per i consumatori di orientarsi in una giungla di offerte e di sconti che rendevano spesso non confrontabili i prezzi dei diversi fornitori. Già in questa constatazione risiede un primo ripensamento: che la pluralità e la possibilità di scegliere tariffe "personalizzate" in base alle diverse esigenze fosse un vantaggio per i consumatori di per sé era stato uno dei mantra della liberalizzazione. Per lungo tempo è stato quindi in vigore un limite al numero di offerte e una regolazione piuttosto dettagliata delle possibili modalità di presentazione di sconti e offerte.

Tra il 2014 e il 2016 è stata condotta da parte dell'Autorità antitrust una massiccia indagine sul funzionamento dei mercati energetici. Questa indagine, che come vedremo è alla base di una vera rivoluzione del mercato, ha innanzitutto bollato come poco efficaci, e anzi forse controproducenti, le limitazioni imposte al numero di offerte presentabili da ogni fornitore (che erano quattro). Pur avendo rivoluzionato l'operatività dei fornitori che avevano profondamente rivisto la gamma delle loro offerte, nessun miglioramento della competitività del mercato è stato registrato nel periodo in cui queste limitazioni sono state attive.

UNA PANORAMICA DEL MERCATO RETAIL INGLESE

Come primo passo per favorire la comprensione delle dinamiche di un mercato divenuto negli anni molto complesso e sfaccettato, l'indagine antitrust ha identificato e classificato i consumatori inglesi in base ad alcune caratteristiche dei contratti stipulati con i loro fornitori, caratteristiche che tendono a essere abbastanza stabili, nel senso che raramente ci si muove da un gruppo all'altro, e che hanno un significativo impatto sul livello di competitività e dei prezzi. Questa classificazione riguarda la tipologia di tariffa, la modalità di pagamento e il tipo di fornitore.

La **tipologia di tariffa**. Quasi tutte le offerte sul mercato inglese sono a termine, ossia le condizioni previste, in particolare quelle di prezzo, sono garantite per un determinato periodo di tempo, normalmente uno o due anni. L'unica tariffa "eterna" è detta *Standard Variable Tariff* (SVT) ed è la tariffa di default che i fornitori applicano ai nuovi clienti che non esprimono una scelta oppure quando scade il contratto negoziato senza che venga scelta una nuova offerta e in cui sono ricaduti anche i clienti che nel tempo non hanno mai espresso una preferenza dalla fine del monopolio. Nel 2015, circa il 70% dei clienti dei sei fornitori tradizionali (che a loro volta coprivano il 90% del mercato) ricadeva nella SVT. Il livello della tariffa è scelto liberamente dai fornitori, così come discrezionali sono gli aggiornamenti e le variazioni, tipicamente effettuati una o due volte all'anno, con l'unica limitazione della notifica al cliente con 30 giorni di anticipo.

TAG

consumers, electricity, natural gas, retail elettrico, retail market

La SVT è tipicamente la tariffa meno conveniente: se inizialmente alcune soluzioni negoziate, ad esempio quelle a prezzo fisso, presentavano un premio rispetto alla SVT, nel tempo le tariffe negoziate sono divenute nettamente più vantaggiose: nel periodo di osservazione dell'indagine, i ricavi per i fornitori dai clienti in SVT erano più alti rispetto a quelli da clienti con tariffe negoziate in media dell'11% per l'energia elettrica e del 15% per il gas.

La modalità di pagamento. Tre sono le modalità di pagamento possibili. Le prime due sono abbastanza standard: si tratta della modalità più diffusa anche in Italia, detta nel Regno Unito "a credito", ossia con pagamento successivo all'erogazione della fattura, o nell'altrettanto standard modalità detta "a debito" ossia con addebito automatico su conto corrente da parte del fornitore, normalmente mensile. Una modalità non presente nel nostro paese, ma diffusa nel Regno Unito, è quella del contratto prepagato. La scelta di ricadere in questi contratti è di solito indipendente dal consumatore: infatti, nel caso in cui i clienti si dimostrino cattivi pagatori, i fornitori propongono (o spesso impongono) l'installazione di appositi contatori che funzionano solamente con una *smart card* o una chiavetta prepagata, acquistabile presso diversi rivenditori (negozi di alimentari, supermercati, etc). Questa soluzione è in alcuni casi scelta anche per appartamenti affittati per breve tempo, come quelli per turisti o per studenti. Per chi acquista o affitta una nuova casa in cui è installato un contatore prepagato, può non essere semplice passare a un contatore standard, richiedendo tempo e talvolta il costo del nuovo contatore. Il numero di clienti con questa tariffa è aumentato nel tempo - dal 7% del 1996 al 16% nel 2015. Per questi consumatori la scelta tariffaria è molto ridotta: il numero di offerte diverse dalla SVT è limitato e gli sconti garantiti da una scelta attiva sono inferiori (mediamente un terzo) rispetto a quelli ottenibili da coloro che hanno modalità di pagamento standard. La scelta dell'addebito automatico può garantire, invece, sconti del 5% in più mediamente rispetto alla modalità di pagamento a credito.

Il tipo di fornitura. Sconti maggiori sono garantiti anche ai clienti che scelgono la fornitura di tipo *dual fuel*. O meglio, poiché gli sconti ottenibili grazie a una scelta attiva sono superiori per energia elettrica rispetto a quelli per il gas, chi sceglie il *dual fuel* può ottenere sconti in linea con quelli elettrici anche per la fornitura di gas.

CONCLUSIONI DELL'INDAGINE E RIMEDI

La conclusione dell'indagine è netta. Il mercato elettrico funziona e garantisce prezzi competitivi solo a certe condizioni: l'inerzia dei consumatori, che per diversi motivi non approfittano dei possibili sconti, rappresenta un fallimento di mercato e conferisce potere ai fornitori, che come conseguenza sono in grado di applicare prezzi non competitivi.

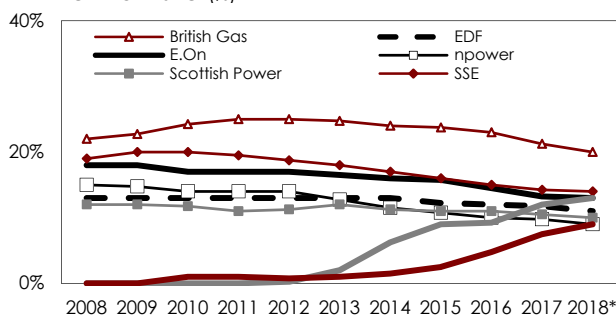
I rimedi proposti dall'antitrust sono svariati (una trentina in tutto) e riguardano molti aspetti del mercato (inclusa ad esempio la revisione della regolazione del *settlement*), ma due in particolare hanno riguardato il mercato *retail* e risultano in prospettiva interessanti anche per l'Italia.

In primo luogo, è stata prevista l'imposizione di un *cap* ai prezzi applicabili per i contratti prepagati. Il livello dei prezzi è stato calcolato da Ofgem secondo la metodologia prevista dall'Autorità antitrust, che prevede sostanzialmente il riconoscimento dei costi di filiera con un margine predefinito per il fornitore, e applicato da aprile 2017, con aggiornamenti semestrali (aprile e ottobre di ogni anno). Da febbraio 2018 il *cap* è stato esteso ai consumatori che hanno richiesto il *Warm Home Discount*, un programma di contrasto alla povertà energetica simile al nostro bonus sociale, ma a cui i fornitori potevano aderire volontariamente scegliendo tra forme di supporto alternative. Il *cap* è temporaneo fino al 2020, anche in previsione dell'introduzione degli *smart meter*, che eviterà ai prepagati di avere un misuratore diverso e consentirà l'accesso a un maggior numero di opzioni tariffarie anche a questi clienti.

Una seconda iniziativa è stata quella del censimento dei clienti non attivi. Ofgem è stata incaricata di creare un *database* dei clienti che aderiscono alla SVT (con la possibilità di richiedere l'esclusione per questioni di *privacy*) e di proporre campagne informative mirate per i clienti che risultavano in SVT da più di tre anni. La prima iniziativa di test è stata portata avanti insieme a un fornitore *incumbent* (E.On) verso circa 10 mila consumatori residenti in una stessa area. Inizialmente, a ogni consumatore in SVT è stata inviata una lettera personalizzata che mostrava la possibilità di risparmiare passando a

una tariffa migliore, successivamente il servizio è stato digitalizzato, pubblicizzando la possibilità di accedere a un software di comparazione, selezionato tra quelli presenti sul mercato, offrendo assistenza per il calcolo della tariffa migliore e per la gestione delle operazioni di *switching*. Questa operazione ha convinto a cambiare fornitore quasi 900 consumatori in otto settimane. Il secondo test ha avuto più successo: si è trattato di un'operazione di *switching* collettivo, in cui un operatore indipendente ha selezionato una tariffa e l'ha offerta per tre mesi all'inizio di questo anno a 50 mila consumatori, selezionati tra i più resistenti al cambiamento in quanto in SVT da più di tre anni, proponendo diverse modalità di calcolo dei risparmi e di gestione dello *switching*, da quella on-line a quella telefonica. Il 22.5% dei soggetti coinvolti ha cambiato fornitore, ma solo la metà ha scelto la tariffa collettiva; i rimanenti, per metà, hanno comunque scelto la nuova tariffa attraverso il servizio on-line messo a disposizione, gli altri hanno scelto in maniera autonoma. Molti dei consumatori che hanno approfittato di questa occasione (circa un quarto) avevano più di 75 anni.

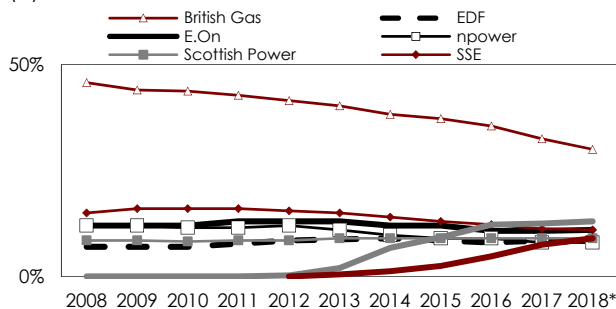
FIGURA 1. UK: QUOTE DI MERCATO FORNITORI DI ENERGIA ELETTRICA DOMESTICI (%)



* 1 Trimestre 2018

Fonte: REF-E su dati Ofgem

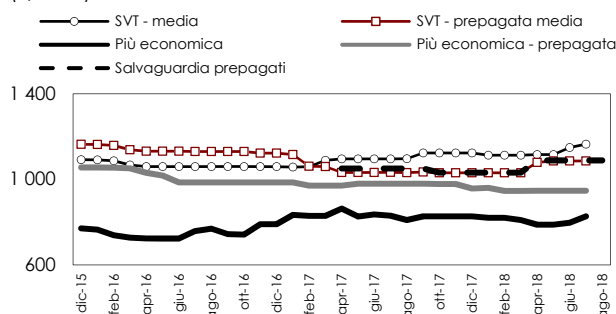
FIGURA 2. UK: QUOTE DI MERCATO FORNITORI GAS DOMESTICI (%)



* 1 Trimestre 2018

Fonte: REF-E su dati Ofgem

FIGURA 3. SPESA ANNUA PER CONSUMATORE DUAL FUEL (£/anno)



Fonte: REF-E su dati Ofgem

LE CONSEGUENZE

La pubblicazione dei risultati dell'indagine, molto assertivi nel denunciare le problematiche del mercato e le soluzioni possibili, hanno aperto un dibattito pubblico che ha probabilmente di per sé aumentato l'attenzione dei consumatori sul tema energetico. In effetti negli ultimi anni la situazione sembra essere in qualche modo evoluta: solo dal 2014 infatti la quota di mercato dei sei *incumbent* ha iniziato a calare, e per la prima volta nel primo trimestre 2018 è scesa collettivamente sotto l'80%, sia per l'energia elettrica sia per il gas, con sette nuovi operatori con quote di mercato significative (medie nelle **Figure 1 e 2**) e una sessantina operatori di dimensioni minori. Conseguentemente la quota di clienti in SVT è scesa al 53%, di cui solamente il 32% da più di tre anni.

I recenti progressi non hanno, tuttavia, convinto il Governo a desistere dall'idea, ormai da tempo annunciata, di estendere la protezione di prezzo a un maggior numero di consumatori.

L'introduzione della salvaguardia (o *price cap*) per i prepagati ha portato questa categoria di consumatori, che storicamente era quella a cui venivano applicati i prezzi più alti, a spendere meno dei consumatori con forme di pagamento con addebito, senza tuttavia togliere spazio al mercato libero, che ha continuato a offrire sconti rispetto alla tariffa di riferimento in linea, in termini percentuali, con quelli presenti prima dell'imposizione del *cap*: nella **Figura 3** è riportata la spesa standard calcolata da Ofgem per un consumatore in *dual fuel* sotto diverse ipotesi tariffarie, dove le offerte non prepagate si riferiscono appunto a quelle con pagamento con addebito, e le medie fanno riferimento alle offerte dei principali operatori presenti sul mercato.

Il documento attualmente in consultazione da parte di Ofgem per la definizione del livello del *cap* e per la metodologia di aggiornamento, propone modalità simili a quelle già usate per il *cap* dei prepagati, e tiene in considerazione i costi delle diverse fasi della filiera, stimati per il periodo di applicazione, i rischi tipici del settore e un margine dato (c'è tempo fino all'8 ottobre per rispondere alla consultazione), che porterebbero il *cap* allo stesso livello di quello già vigore. La proposta iniziale consentirebbe un risparmio per quasi il 90% dei consumatori in SVT che, ai valori attuali, si aggirerebbe attorno a 80 £/anno complessivi per energia elettrica e gas (circa il 7% della bolletta), ma i valori proposti dovranno fare i conti con i recenti aumenti dei prezzi delle *commodities*.

Il livello del *cap* proposto è stato giudicato relativamente "coraggioso" - alcuni si attendevano un livello più elevato - e l'operazione è destinata a mettere sotto pressione gli operatori tradizionali. Il margine mediamente concesso dal *cap* per il venditore è del 2.8% (circa 32 £/anno per cliente), contro una media del 4.2% nel 2017. Una possibile

reazione da parte dei venditori tradizionali per mantenere intatto il margine potrebbe essere quella di innalzare il livello delle tariffe negoziate, a scapito di un'ulteriore perdita di quote di mercato a favore dei nuovi entranti. Tra i timori principali c'è, naturalmente, quello che il *cap* sia controproducente al fine di aumentare la consapevolezza dei consumatori e incentivarne un comportamento attivo. Questo potrebbe precludere il superamento delle problematiche che hanno portato all'introduzione del *cap* e infondere il timore di una conferma della salvaguardia anche successivamente al 2023, anno in cui attualmente è previsto il ritorno al mercato totalmente libero. Una prima reazione di alcuni fornitori *incumbent* (tra cui British Gas, E.On e Scottish Power) è stata quella di abolire la SVT, che non sarà più a disposizione dei nuovi clienti (rimanendo tuttavia per i sottoscrittori attuali): la presenza di contratti *rolling* e senza termine sarebbe, secondo questa visione, la causa principale dell'inerzia dei clienti finali, che solo di fronte al termine del contratto sarebbero incentivati a ricercare le occasioni migliori.

Nel Regno Unito, come in Italia, l'inerzia dei consumatori finali di energia elettrica e gas continua a essere il tratto caratterizzante del mercato *retail* e attorno al quale si confrontano le politiche più recenti. La ricostruzione che questo articolo ha tentato delle vicende più recenti sembra dimostrare come in questo paese, più che in altri, le implicazioni di questa variabile siano state ampiamente sottostimate. I cambiamenti annunciati vanno in direzione opposta a quelli in corso nel nostro paese, dove è in atto un processo di rimozione dei prezzi salvaguardati. Il contesto è profondamente, e sotto molti aspetti diverso, in primis proprio nella valutazione delle conseguenze dell'inerzia, che in Italia è stata invece tenuta in considerazione. Uno dei punti in comune è che entrambe le riforme si confronteranno con prezzi delle materie prime che, dopo anni di ribassi prima e incertezze poi, hanno iniziato a salire con decisione portandosi su livelli che non si vedevano da tempo e che probabilmente verranno confermati per diversi mesi. In passato i prezzi elevati difficilmente hanno fatto da leva contro l'inerzia dei consumatori, ma la prossima stagione potrebbe essere fondamentale per testare il grado di maturità del mercato.

IMPIANTI MERCHANT O UNITÀ STRATEGICHE PER LA SICUREZZA? RIFLESSIONI SUL BUSINESS MODEL MIGLIORE PER GLI INVESTIMENTI IN BATTERIE

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 422/2018/R/eel](#)
- [Delibera 402/2018/R/eel](#)
- [Delibera 300/2017/R/eel](#)
- [DCO 298/2016/R/eel](#)
- [Delibera 574/2014/R/eel](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Imminente la partenza dei progetti pilota UVAM e UPR, chiave della riforma MSD](#) (Newsletter 223)

Gli elevati spread tra le diverse fasi di mercato, a fronte di un'ottimizzazione della strategia di offerta che tenga conto di tutti i vincoli tecnici ed economici, consentirebbero oggi, in Italia, la remunerazione delle batterie operate in modalità merchant, se fossero ammesse a tutti i mercati. Ma per avviare gli investimenti, contenere i rischi e perché i vantaggi della maggiore flessibilità siano sfruttabili anche per la sicurezza del sistema, dovrebbe essere possibile massimizzare il valore della flessibilità, completando la riforma dei servizi di MSD e prevedendo remunerazioni anche della disponibilità di capacità, a garanzia della redditività dei nuovi investimenti. I due modelli possono infatti convivere, sempre a condizione di ottimizzare la strategia di offerta sul mercato.

IL POTENZIALE RUOLO DELLE BATTERIE

L'evoluzione del sistema elettrico, sia a livello nazionale che europeo, verso un mix generativo composto da una quota sempre maggiore di fonti rinnovabili non programmabili, impone ai regolatori e ai gestori della rete di aggiornare i requisiti necessari a garantire adeguatezza e sicurezza, aumentando progressivamente la quota di risorse destinate a fornire servizi di flessibilità al sistema.

I sistemi di accumulo di energia elettrica rappresentano la soluzione con le potenzialità più interessanti in termini di applicazioni possibili e sviluppo tecnologico atteso. Il range di applicazioni che questi sistemi possono garantire, dipendentemente dalla specifica tecnologia adottata e dalle caratteristiche tecniche che ne derivano, varia infatti dai servizi di rete (regolazione di frequenza, regolazione di tensione, *black start*, risoluzione congestioni) all'ottimizzazione dei consumi di energia (*time shifting*, *demand response*, autoconsumo).

La possibilità di poter asservire a una pluralità di scopi rende questi sistemi uno strumento duttile e flessibile sia in ottica di gestione efficiente e sicura del sistema elettrico, sia in ottica merchant a livello di strategie operative implementate sui mercati.

Tra le soluzioni attualmente esistenti, la tecnologia su cui sono concentrati i maggiori sforzi in termini di sviluppo e manifattura è quella delle batterie elettrochimiche agli ioni di litio. Le caratteristiche anodiche del litio favoriscono un'ampia gamma di configurazioni a livello elettrochimico, nonché una serie di prestazioni del prodotto finito (efficienza e velocità di carica/scarica, intensità energetica) che rendono l'utilizzo di questa categoria di batterie appropriato in ambito *power intensive*, ovvero in condizioni in cui è necessario erogare elevati livelli di potenza per brevi lassi di tempo, ma possibile anche in caso di applicazioni *energy intensive*, ovvero in condizioni in cui è richiesto il rilascio di energia per tempi prolungati e a potenze contenute. Il continuo perfezionamento in ottica di ottimizzazione delle prestazioni e abbattimento dei costi di produzione, relativo alle soluzioni agli ioni di litio a cui si è assistito nell'ultimo decennio, deriva prevalentemente dal forte interesse dimostrato nei confronti della tecnologia dal settore automotive prima ancora che dall'industria legata al mondo delle infrastrutture e della produzione energetiche. Proprio alla luce dell'intensità di capitali stimata per gli anni a venire, l'IRENA indica una riduzione attesa dei costi per questi sistemi di accumulo di circa il 60% entro il 2030¹, partendo da un CapEx che a oggi si aggira mediamente attorno ai 500 €/MWh.

Il potenziale dei sistemi di accumulo può essere sfruttato però in corrispondenza di un mercato organizzato in modo da stimolare gli investimenti. Il *business model* alla base dell'investimento è tuttavia ancora in costruzione e si lega in modo particolare all'organizzazione del mercato dei servizi. In altre parole il sistema deve essere organizzato in modo da remunerare adeguatamente le *performance* di flessibilità che vengono messe a disposizione.

IL VALORE DELLA FLESSIBILITÀ

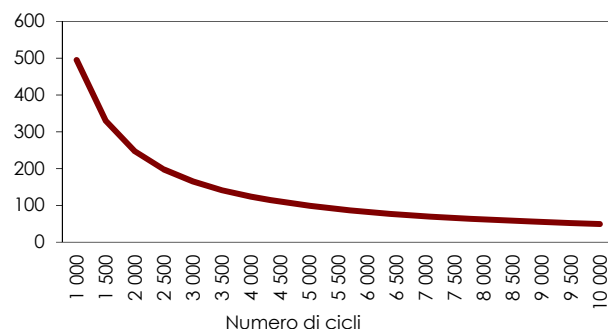
In termini di diffusione e operatività delle batterie, il mercato britannico è il più avanzato in Europa avendo istituito una serie di strumenti e servizi disegnati appositamente per

¹ Electricity Storage Report 2017 (2017).

TAG

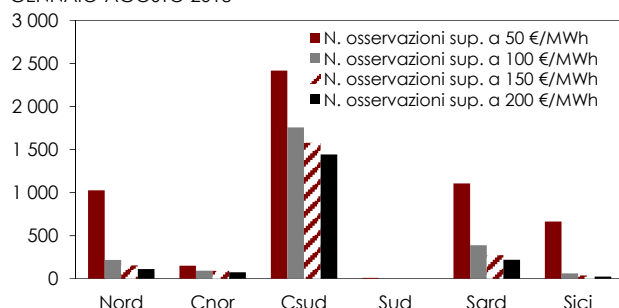
bess, market design, uvam

FIGURA 1. COSTO PER CICLO C-RATE 0.5 (€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E

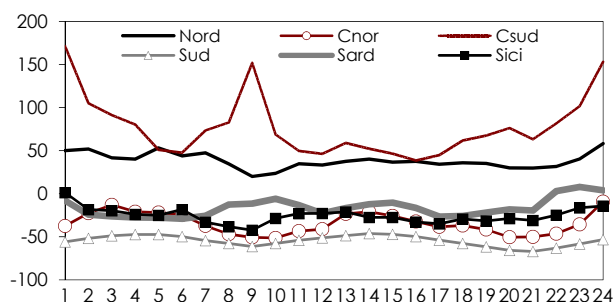
FIGURA 2. OSSERVAZIONI ORARIE SPREAD MGP-MB, GENNAIO-AGOSTO 2018



Nel calcolo è escluso il servizio di riserva secondaria

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

FIGURA 3. ANDAMENTO MEDIO ORARIO SPREAD MGP-MB, GENNAIO-AGOSTO 2018



Nel calcolo è escluso il servizio di riserva secondaria

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

favorirne l'integrazione e la remunerazione delle prestazioni. Ad esempio sono stati previsti la remunerazione del servizio di risposta primaria superveloce alle variazioni di frequenza e la possibilità di accedere al mercato della capacità. Questo assetto regolatorio ha rapidamente attratto molti investimenti, dimostrando l'interesse da parte degli operatori verso questo nuovo mercato. Tuttavia, si sono innescati controeffetti competitivi che si sono tradotti in un ribasso, rispetto ai livelli attesi, dei prezzi di mercato per la *firm frequency response* e in una limitazione del premio ottenibile sul mercato della capacità (il *clearing price* è diminuito di oltre il 60% rispetto all'anno scorso facendo registrare un nuovo livello minimo nell'asta di febbraio, equivalente a circa 9.50 €/kW).

Questa esperienza sembra sottolineare che per remunerare adeguatamente le batterie sia necessario sfruttare non solo la remunerazione che i TSO sono disposti a fornire per il maggior contributo alla sicurezza garantita rispetto alle fonti tradizionali, ma anche la più tradizionale remunerazione derivante dallo sfruttamento degli *spread* di prezzo che vengono a formarsi tra le diverse fasi del mercato (ad esempio tra mercato del giorno prima e mercato del bilanciamento) o tra diverse ore del giorno.

Poiché il mercato italiano presenta tradizionalmente livelli di *spread* abbastanza elevati, abbiamo provato a verificare gli *economics* di un modello di *business* basato proprio sui differenziali di prezzo e quindi su un modello *merchant* anche per le batterie.

OPPORTUNITÀ DERIVANTI DA STRATEGIE ATTIVE SUI MERCATI

Prendendo come campione la tecnologia di riferimento degli ioni di litio, REF-E ha stimato il costo di un singolo ciclo di carica/scarica effettuato da una batteria di potenza pari a 1 MW, *c-rate*² 0.5 (così che la batteria risulti in grado da sola di rispettare i vincoli meno stringenti sulla fornitura dei servizi del progetto pilota sulle UVAM) e DoD³ pari all'80%, parametrizzato al variare della vita utile dell'*asset*, espressa sotto forma di numero cicli utili complessivi di carica/scarica (Figura 1).

Prendendo come *benchmark* una vita utile di circa 4,500-5,000 cicli, il costo unitario del singolo ciclo si aggira, sotto le ipotesi evidenziate, poco al di sopra dei 100 €/MWh.

Le recenti dinamiche del mercato dei servizi ancillari (MSD ex-ante e MB) mostrano (anche se non in tutte le zone di mercato) differenziali di prezzo rispetto ai mercati dell'energia (MGP ed MI) che mediamente (e più specialmente in alcune ore del giorno) risultano superiori al costo stimato per ciclo. In Figura 2 è riportata (per zona di mercato) la frequenza dell'occorrenza di alcuni livelli di *spread* tra MGP e MB (per servizi a salire) relativa ai dati orari dei primi otto mesi del 2018, mentre in Figura 3 è riportato (per zona di mercato) l'andamento medio orario dello *spread* MGP-MB (per servizi a salire) relativo al medesimo periodo temporale.

I mercati italiani sembrerebbero dunque prezzare la flessibilità in modo tale da poter remunerare le batterie. Tuttavia, per estrarre questo valore, è necessario ottimizzare la strategia da implementare a mercato tenendo conto di una serie di fattori:

- esistono una serie di vincoli tecnici (relativi alle tempistiche e alle efficienze di carica e scarica) che devono essere tenuti in considerazione in modo che il sistema di accumulo si trovi nello stato giusto al momento giusto (ossia carico quando il sistema remunera convenientemente l'immissione di energia in rete e viceversa

² Il *c-rate* è il rapporto tra potenza ed energia della batteria. Un *c-rate* pari ad 1 indica che, a piena potenza, la batteria impiegherebbe 1 ora per caricarsi o scaricarsi completamente. Nel caso in esame un *c-rate* di 0.5 si traduce in una capacità di accumulo di 2 MWh.

³ La profondità di scarica (*Depth of Discharge*, DoD) indica il limite inferiore di riempimento della batteria. Nel caso della tecnologia agli ioni di litio, operare a profondità di scarica troppo alte influisce sull'efficienza e la vita utile della batteria. Imporre un limite alla scarica della batteria implica però la rinuncia all'utilizzo di parte della capacità di accumulo nominale, perciò bisognerà sovradimensionare il sistema di accumulo per ovviare al problema.

scarico quando il sistema remunera maggiormente il prelievo di energia in rete);

- Oltre ai vincoli tecnici devono poi essere rispettati anche quelli economici, il che implica una piena ed attiva partecipazione ai mercati e la messa a punto di logiche strategiche per far fronte al forte rischio di mancata accettazione delle offerte, specialmente sul mercato dei servizi ancillari, che potrebbero almeno in parte attenuare la profittabilità attesa.

I modelli di simulazione mostrano che l'ottimizzazione della strategia di programmazione della batteria su più fasi del mercato (MGP, MI, MSD, MB), ipotizzando la completa abilitazione dei sistemi di accumulo anche al mercato dei servizi, può, sotto certe condizioni e stando alle previsioni di prezzo attuali, garantire la completa remunerazione dell'investimento.

Questo *business model*, nonostante l'attrattiva attuale dei mercati, che segnalano un elevato valore della flessibilità, presenta tuttavia una serie di rischi.

La progressiva penetrazione dei sistemi di accumulo dovrebbe gradualmente smorzare i segnali di mercato, fino ad un livello di equilibrio oltre il quale il mercato non sarebbe più in grado di remunerare adeguatamente l'investimento. In questo senso, la strategia merchant potrebbe favorire quindi i cosiddetti *first movers*, ma proprio per questo appare oggi altamente rischiosa.

La prospettiva di ottenere una remunerazione fissa per la capacità resa disponibile a priori da questo tipo di tecnologia rimane dunque necessaria per garantire la stabilità della remunerazione richiesta dagli investitori. Peraltro, le due tipologie di *business model* (quello *merchant* e quello basato sulla fornitura di servizi di capacità alla rete) non sono necessariamente alternativi: anche in questo caso l'ottimizzazione (vincolata) della strategia può far sì che le potenzialità della batteria siano sfruttabili e sfruttate per ambedue gli scopi.

Il maggiore vincolo rimane dunque quello regolatorio, che a oggi pone ancora elevate barriere all'entrata per le batterie.

IL PUNTO SULLA REGOLAZIONE IN ITALIA

Il documento di riferimento principale per l'integrazione delle batterie nel mercato elettrico italiano rimane l'ormai datata delibera 574/2014, che invece di prevedere una specifica normativa tecnica e regolatoria per la connessione di una nuova tecnologia, con caratteristiche non direttamente comparabili alle fonti già connesse alla rete in immissione o prelievo, cercava in qualche modo di assimilare gli accumuli proprio alle fonti esistenti.

In via generale, i sistemi di accumulo vengono equiparati a impianti programmabili di cogenerazione ad alto rendimento alimentati da fonti non rinnovabili. Se integrati con altri gruppi di generazione però, i sistemi di accumulo non concorrono nella definizione della programmabilità dell'unità di produzione nel suo complesso (se ad esempio una batteria viene integrata come gruppo di generazione di un impianto eolico, l'unità di produzione che ne deriva rimane di tipo non programmabile). Infine, il funzionamento in immissione e in assorbimento di questi sistemi è equiparato a quello delle unità di pompaggio nel caso di sistemi di accumulo *stand alone* che non condividono il punto di connessione con unità di consumo.

A oggi, nonostante l'aggiornamento delle norme CEI 0-16 e 0-21 sui requisiti tecnici di connessione e misura dell'energia a cui la delibera vincolava alcune scelte tecniche, sia stato effettuato, il periodo transitorio determinato dalla delibera non è stato ancora superato. Per i sistemi di accumulo, dunque, trovano ancora applicazione le regole procedurali ed economiche contenute nel Codice di Rete di Terna a cui devono sottostare le unità cogenerative.

ACCESSO AI MERCATI E PROGETTI PILOTA

Le condizioni di accesso ai mercati potrebbero però cambiare e divenire più permissive in virtù di quanto previsto dai regolamenti dei progetti pilota indetti da Terna nell'ambito dell'apertura del mercato dei servizi di dispacciamento a quelle tipologie di unità che prima non potevano accedervi (DCO 298/2016, delibera 300/2017 e successive).

Infatti, nel caso in cui un sistema di accumulo venga installato e configurato come un

TABELLA 1. REQUISITI PREVISTI DAL CODICE DI RETE E REQUISITI PREVISTI PER I PROGETTI PILOTA SULLE UPR E LE UVAM

Tipologia di servizio	Requisiti indicati nel Codice di Rete	Requisiti stabiliti per il progetto pilota UPR	Requisiti stabiliti per il progetto pilota UVAM
Risoluzione delle congestioni	10 MW in 15 minuti (le unità idroelettriche devono garantire continuità del servizio per almeno 4 ore)	5 MW in 15 minuti (le unità idroelettriche devono garantire continuità del servizio per almeno 2 ore)	1 MW in 15 minuti, servizio sostenuto da tutte le unità per almeno 2 ore
Bilanciamento	3 MW in 15 minuti (le unità idroelettriche devono garantire continuità del servizio per almeno 4 ore)	2 MW in 15 minuti (le unità idroelettriche devono garantire continuità del servizio per almeno 2 ore)	1 MW in 15 minuti, servizio sostenuto da tutte le unità per almeno 2 ore
Riserva terziaria rotante	10 MW in 15 minuti, servizio sostenuto da tutte le unità per almeno 2 ore	5 MW in 15 minuti, servizio sostenuto da tutte le unità per almeno 2 ore	1 MW in 15 minuti, servizio sostenuto da tutte le unità per almeno 2 ore
Riserva terziaria di sostituzione	10 MW in 120 minuti, servizio sostenuto da tutte le unità senza limitazioni di durata	5 MW in 120 minuti, servizio sostenuto da tutte le unità per almeno 8 ore	1 MW in 120 minuti, servizio sostenuto da tutte le unità per almeno 8 ore

Fonte: elaborazioni REF-E

gruppo di generazione facente parte di una unità di produzione in grado di accedere alternativamente al progetto pilota sulle Unità Virtuali Abilitate Miste⁴ (UVAM) o a quello sulle unità di produzione rilevanti non già abilitate a MSD⁵, i vincoli che questo dovrebbe rispettare per essere abilitato a fornire i servizi previsti dai regolamenti sarebbero più blandi rispetto a quanto altrimenti previsto dal Codice di Rete per le unità tradizionali (tra cui vi sono appunto anche i cogenerativi).

Nella **Tabella 1** è riportato il confronto tra i requisiti (variazione minima della potenza, tempo di reazione massimo e durata minima della modulazione) previsti per la fornitura dei servizi erogabili e remunerati stabiliti per i due progetti pilota e i requisiti previsti invece dal Codice di Rete.

Al momento, esiste un solo progetto pilota a mercato per cui sia stato previsto un utilizzo ad-hoc dei sistemi di accumulo, ovvero quello delle UPI (Unità di Produzione Integrate⁶), in cui è previsto che la fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza possa avvenire tramite sistemi di accumulo opportunamente integrati a unità rilevanti. In questo caso, Terna permette che il sistema di accumulo esegua la fornitura del servizio in vece dell'unità rilevante preesistente, dando così la possibilità all'operatore della stessa di monetizzare sui mercati anche le quantità di energia precedentemente destinate alla fornitura del servizio. L'investimento nel sistema di accumulo viene remunerato proprio attraverso il potenziale incremento di marginalità ottenibile dall'operatore sui mercati massimizzando le quantità offerte.

Al di fuori del contesto di mercato, altri progetti riguardanti gli accumuli sono quelli portati avanti da Terna nell'ambito del Piano di Difesa per la Sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale 2012-2015, con cui il gestore della rete di trasmissione aveva previsto l'installazione di 40 MW di sistemi di accumulo di diversa natura tecnologica al fine di utilizzare le potenzialità introdotte dai rapidi tempi di risposta permessi da questo tipo di soluzioni per incrementare i margini di sicurezza di gestione delle reti in alta tensione delle isole Sicilia e Sardegna, e del Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale 2011, attraverso cui era stata invece pianificata la realizzazione di 35 MW di progetti di tipo *energy intensive* su larga scala afferenti a porzioni di rete a 150 kV del Sud Italia che risultano critiche a causa dell'elevato numero di congestioni di rete derivanti dalla forte penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili.

POTENZIALI BARRIERE REGOLATORIE

Al di là dei progetti pilota, che oltretutto non sono incentivati e lasciano i singoli operatori esposti a tutti i rischi finanziari e di mercato, l'accesso ai mercati più remunerativi rimane, per le batterie, ostacolato dalla presenza di barriere sia economiche che tecniche. Alcuni dei servizi che potrebbero essere offerti dalle batterie con livelli

⁴ Regolamento del progetto pilota approvato dall'Autorità con la delibera 422/2018/R/eel del 2 agosto.

⁵ Regolamento del progetto pilota pubblicato da Terna il 3 agosto scorso.

⁶ Regolamento del progetto pilota approvato dall'Autorità con la delibera 402/2018/R/eel del 26 luglio.

di *performance* superiori rispetto alle unità tradizionali (come la risposta primaria superveloce alle variazioni di frequenza o la regolazione di tensione), infatti, non sono attualmente previsti o remunerati in maniera dedicata e l'abilitazione alla fornitura della regolazione secondaria e terziaria implica il rispetto di stringenti requisiti tecnici, legati ad esempio ai vincoli di durata dell'erogazione della potenza massima, che dal punto di vista di un sistema di accumulo incidono fortemente sul dimensionamento della capacità di storage del sistema e, conseguentemente, sui costi di investimento e la competitività a mercato dell'*asset*.

La possibilità di ottenere una remunerazione esplicita della capacità di accumulo costituirebbe un passo avanti importante verso la sostenibilità dei *business plan* dei progetti e alimenterebbe la propensione degli investitori a puntare sullo sviluppo delle tecnologie *storage*. In Europa un prototipo da cui trarre esempio in questo senso è certamente rappresentato dal Regno Unito, dove National Grid e Ofgem hanno permesso la diffusione degli accumuli su larga scala principalmente attraverso l'istituzione di servizi di rete dedicati che potessero essere erogati da questi sistemi (come la *firm frequency response*) e l'abilitazione alla partecipazione degli accumuli al *capacity market*.

Nel contesto italiano, l'assenza di un impianto regolatorio che ammetta la remunerazione esplicita della capacità resa disponibile al sistema per l'erogazione di specifici servizi di rete, la presenza di requisiti tecnici stringenti sui servizi ancillari richiesti dal gestore di rete e la ridotta segmentazione dei prodotti scambiati a pronti su MSD, sono condizioni che potrebbero ostacolare a lungo lo sviluppo e la piena partecipazione ai mercati delle nuove tecnologie di storage.

È chiaro, dunque, che un importante passo avanti verso la promozione della diffusione di queste tecnologie potrebbe avvenire attraverso l'affinamento delle regole previste nel Codice di Rete, che si dimostrano attualmente predisposte sulla base delle prestazioni degli impianti convenzionali e non tengono ancora conto anche delle caratteristiche tecniche delle nuove tecnologie, e, contemporaneamente, attraverso l'organizzazione di progetti pilota dedicati esplicitamente ai sistemi di storage per la fornitura di specifici servizi di rete.

MERCATO GNL

MONITORAGGIO MERCATO GLOBALE

CRESCONO GLI SCAMBI DI GNL SUI MERCATI INTERNAZIONALI

- Ad agosto, gli scambi di GNL a livello mondiale hanno dato seguito, seppur in misura più contenuta, a un ulteriore incremento registrato a luglio (+3.5% su giugno, per un equivalente di circa 36 Gmc), totalizzando un aumento mensile assoluto di circa 0.5 Gmc (+1.2% su luglio). La richiesta proveniente dai paesi estremo orientali (+5.1%) continua a confermarsi il principale driver dietro l'aumento della domanda globale di gas liquefatto, specialmente per effetto degli incrementi provenienti da Cina e Sud Corea, causati da un maggior impiego del comparto termoelettrico a gas dovuto ai picchi estivi di domanda elettrica e alla continuazione delle pratiche di acquisto preventivo in vista della stagione invernale. In Sud America, la stagione invernale ha contribuito, come previsto, alla crescita dei consumi di gas e delle importazioni di GNL (+26.3% rispetto al mese scorso). In aumento anche le importazioni complessive a livello europeo (+4.5%), nonostante sia stimato che oltre il 30% dei volumi transitati presso i porti del Vecchio Continente sia stato oggetto di operazioni di trasbordo. Sono invece diminuite le importazioni da parte dei paesi del Sud e Sud Est Asiatico (-10.6%) e del Centro America (-29.7%). Lato esportazioni, si segnala la crescita dell'export australiano che, dopo il l'aumento registrato tra giugno e luglio (+14.5%), è arrivato a superare quota 8.8 Gmc ad agosto. Con circa il 96% delle esportazioni destinate ai paesi dell'Estremo Oriente, i produttori australiani hanno visto incrementare la propria market share nella zona fino al 39%. In aumento anche i volumi esportati complessivamente dal Qatar (+4% circa) e dai paesi del Sud e Sud Est Asiatico (+11.3%), i cui invii sono rimasti sempre concentrati sui mercati orientali. In calo l'export statunitense (-21.6%), a cui, complici le attuali tensioni tra Stati Uniti e Cina e alla maggior richiesta proveniente dai più vicini paesi sud americani, è seguito il crollo delle esportazioni nei paesi orientali (-30% nel complesso).

IN MESSICO ATTESI NUOVI PROGETTI

- Grandi cambiamenti infrastrutturali sono attesi nel settore gas messicano da qui all'inizio del 2019. CF Energia, che gestisce le importazioni di GNL presso i terminali di Manzanillo (4.7 Gmc/a) e Altamira (6.6 Gmc/a), prevede di annullare le importazioni a partire dai primi mesi del prossimo anno, quando i gasdotti Sur de Texas-Tuxpan e Manzanillo-Guadalajara entreranno in attività e renderanno superfluo l'utilizzo attivo dei due terminali. Sono previste modifiche anche per l'impianto di rigassificazione Costa Azul (9.3 Gmc/a), gestito attualmente da IEnova ma scarsamente utilizzato, che dovrebbe essere convertito in impianto di liquefazione. Il GNL conserverà un ruolo importante solo nella regione della Bassa California del Sud, poco collegata al resto del paese in termini di infrastrutture. L'americana New Fortress Energy si è infatti aggiudicata l'appalto per la costruzione di un terminale di importazione nel porto di Pichilingue, vicino alla città di La Paz, che dovrebbe entrare in attività nel corso del 2020.

PROSEGUE LA STRATEGIA CINESE DI APPROVVIGIONAMENTO DI GNL

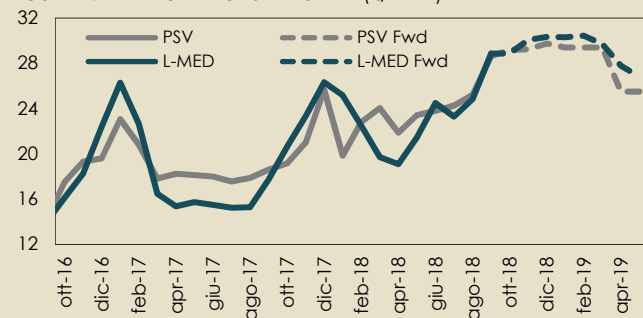
- Dalla Cina giunge la notizia di un nuovo contratto in vigore già a partire dall'autunno 2018 per l'importazione di circa 4.6 Gmc/a di GNL della durata di 22 anni sottoscritto tra la controllata statale PetroChina e Qatargas, con clausola di destinazione flessibile all'interno di un paniere di porti predefinito. Questo accordo appare significativo in ottica delle sanzioni che Pechino potrebbe porre sul GNL statunitense in risposta all'escalation della guerra dei dazi attualmente in atto con Washington. È probabile che le intensificazioni dei rapporti che la Cina sta esercitando con Qatar e Russia abbiano come fine un approvvigionamento sicuro e duraturo di gas naturale, riducendo oltremodo la necessità di far riferimento ai mercati spot e ai rischi insiti nella volatilità di breve termine. Intanto in Germania aumenta l'ottimismo verso la realizzazione dei primi terminali di rigassificazione del paese: per il primo impianto, che dovrebbe essere realizzato nei pressi di Amburgo su iniziativa della *joint-venture* olandese German Lng Terminal (Gasunie, Vopak), si prevede una decisione finale d'investimento già entro il 2019; la seconda struttura, ipoteticamente situata a nord di Brema, potrebbe invece vedere l'ingresso come investitore del fondo d'investimento sovrano del Qatar, paese che ha già annunciato di voler effettuare investimenti importanti nel paese (specialmente nel settore energetico).

ALLINEAMENTO TRA LE QUOTAZIONI HUB E GNL IN EUROPA

- A partire dal mese di agosto, le quotazioni spot del gas in Europa hanno registrato una forte impennata guidata in particolare da un aumento dei consumi termoelettrici, ma sostenuta anche da una domanda di gas per stoccaggio nei paesi nord-europei che si è rivelata particolarmente intensa durante il mese di settembre. Il gas al PSV, che durante il mese in corso è arrivato a toccare prezzi anche superiori ai 32 €/MWh su base *day-ahead*, continua ad avere un andamento allineato alle quotazioni dell'indice L-MED rappresentative del GNL con consegna nel mediterraneo (**Figura 1**) ma fortemente dipendente dalle dinamiche asiatiche. L'indice non fa presumere la possibilità di arrivo di carichi *spot* in Italia nei prossimi mesi, mercato quest'ultimo che ha in parte beneficiato degli obblighi di riempimento di gas in stoccaggio e che ha quindi spalmato in maniera uniforme la domanda durante la stagione estiva. Il superamento delle quotazioni di gas europee al TTF rispetto a quelle del JKM Netback (**Figura 2**), indice di riferimento per i prezzi dei carichi *spot* di GNL in arrivo sui mercati asiatici scontato per i prezzi di *shipping* verso l'Europa, indica che la forte domanda europea delle ultime settimane sta rendendo conveniente, per i venditori, l'invio di carichi verso l'Europa, a discapito dell'Asia che ha

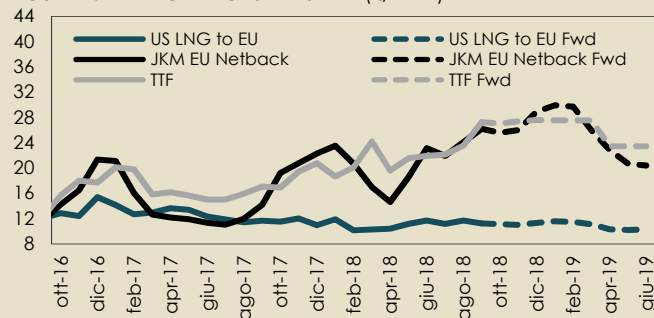
invece registrato una lieve discesa delle quotazioni di GNL, seppur queste rimangano sostenute e alle soglie dei 33 €/MWh. I prezzi *forward*, che pur incorporano l'incertezza delle componenti meteorologiche sui prossimi mesi invernali, risultano ancora sostenute e fanno presumere, a parità di quotazioni del petrolio, un possibile rilassamento delle tensioni registratesi nella seconda metà di settembre, con un potenziale allineamento verso i prezzi asiatici. L'attrattiva del gas americano, le cui quotazioni all'Henry Hub rimangono stabili intorno ai 3 \$/MMBtu, si è rafforzata ulteriormente nelle ultime settimane e avrà potenziali ripercussioni quando, all'attuale capacità operativa di liquefazione di circa 30 Gmc/a in gran parte già contrattualizzata su base *long-term*, si aggiungeranno circa 46 Bcm/a entro il 2019 e ulteriori 14 Bcm/a al 2020, per una capacità complessiva di circa 90 Bcm, parte della quale sarà destinata al mercato *spot*.

FIGURA 1. PREZZI GNL E GAS NATURALE (€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 2. PREZZI GNL E GAS NATURALE (€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

VOLUMI DI GNL SCAMBIATI PER AREA GEOGRAFICA - AGOSTO 2018 (Mmc)

Destinazione	Provenienza											Totale
	Oceania	Africa del Nord	Africa dell'Ovest	Africa del Sud	Nord America	Centro America	Sud America	Europa	Medioriente	Sud e Sud Est Asiatico	Estremo Oriente	
Nord Europa	0	0	291	0	0	0	0	1 107	509	0	0	1 907
Sud Europa	0	725	426	0	162	229	157	334	1 310	0	0	3 343
Est Europa	0	0	0	0	0	0	0	0	248	0	0	248
Nord America	0	0	0	0	0	159	0	0	0	0	0	159
Centro America	0	0	178	0	403	297	0	0	0	0	0	878
Sud America	0	0	532	0	493	694	0	114	285	0	0	2 118
Medioriente	93	89	270	0	0	168	0	183	503	0	0	1 306
Sud e Sud Est Asiatico	288	0	811	0	76	88	0	184	2 595	355	0	4 396
Estremo Oriente	8 463	190	291	93	880	93	182	1 239	5 240	4 845	0	21 516
Oceania	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Africa	0	0	0	0	0	0	0	180	374	0	0	554
Totale	8 844	1 004	2 798	93	2 014	1 727	340	3 340	11 065	5 201	0	36 424

Fonte: elaborazioni REF-E

IMPORTAZIONI

FIGURA 3. NORD EUROPA: IMPORTAZIONI GNL (Mmc)

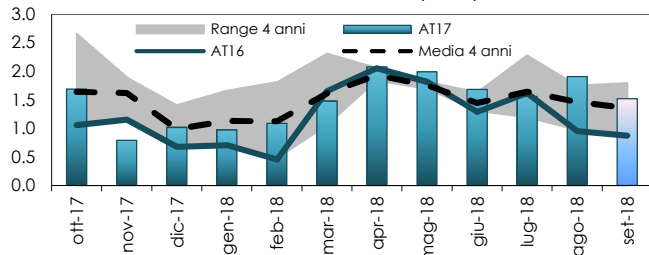


FIGURA 4. SUD EUROPA: IMPORTAZIONI GNL (Mmc)

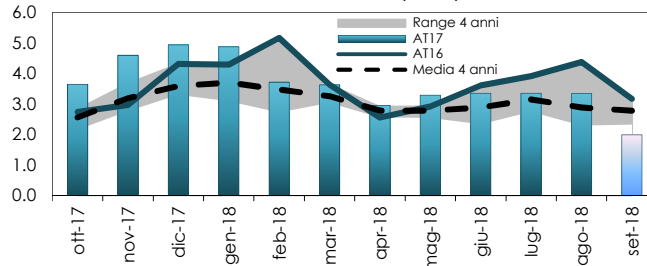


FIGURA 5. SUD E SUD EST ASIATICO: IMPORTAZIONI GNL (Mmc)

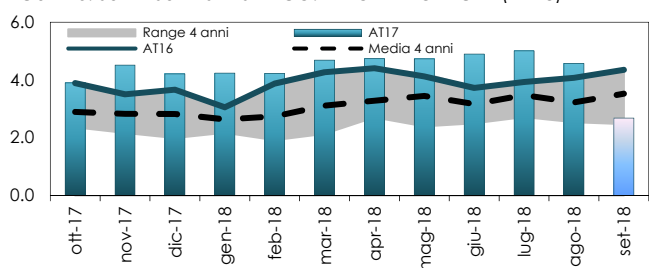
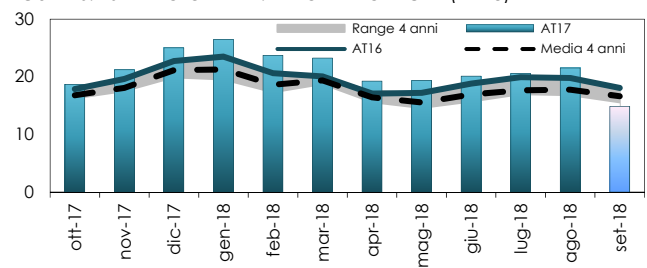


FIGURA 6. ESTREMO ORIENTE: IMPORTAZIONI GNL (Mmc)



ESPORTAZIONI

FIGURA 7. NORD AMERICA: ESPORTAZIONI GNL (Mmc)

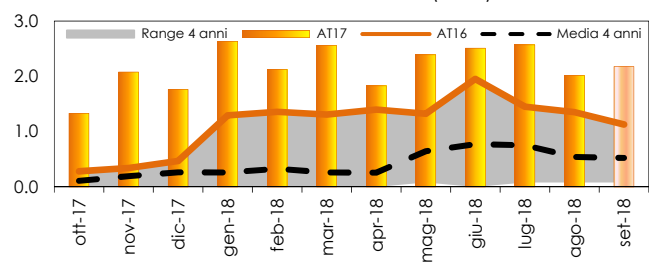


FIGURA 8. OCEANIA: ESPORTAZIONI GNL (Mmc)

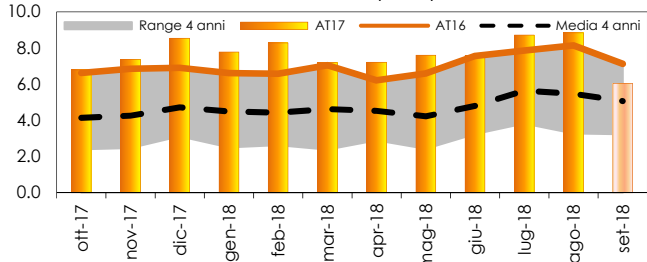


FIGURA 9. MEDIO ORIENTE: ESPORTAZIONI GNL (Mmc)

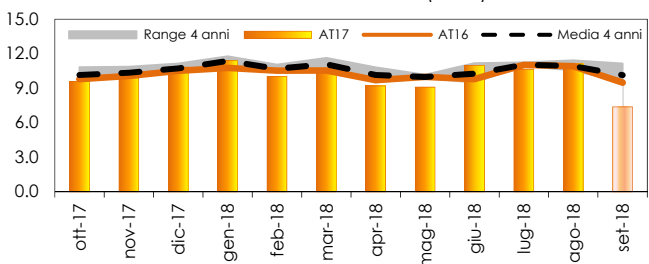
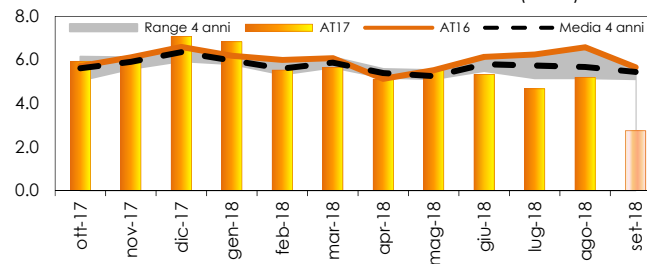


FIGURA 10. SUD E SUD EST ASIATICO: ESPORTAZIONI GNL (Mmc)



* Settembre 2018: dati parziali
Fonte: elaborazioni REF-E

AREE GEOGRAFICHE

Nord Europa: Belgio, Finlandia, Francia-Pegnord, Olanda, Norvegia, Svezia, UK / **Sud Europa:** Cipro, Francia-TRS, Portogallo, Spagna, Turchia, Italia / **Est Europa:** Lituania, Polonia, Russia

Nord America: Canada, Stati Uniti / **Centro America:** Repubblica Dominicana, Giamaica, Messico, Porto Rico, Trinidad e Tobago / **Sud America:** Argentina, Brasile, Cile, Colombia, Perù

Medioriente: Israele, Giordania, Kuwait, Oman, Qatar, Emirati Arabi Uniti, Yemen / **Sud e Sud Est Asiatico:** Brunei, India, Indonesia, Malesia, Pakistan, Repubblica di Singapore, Thailandia

Estremo Oriente: Cina, Giappone, Sud Corea, Taiwan / **Oceania:** Australia, Papua Nuova Guinea / **Africa:** Africa del Nord, Africa dell'Ovest, Africa del Sud

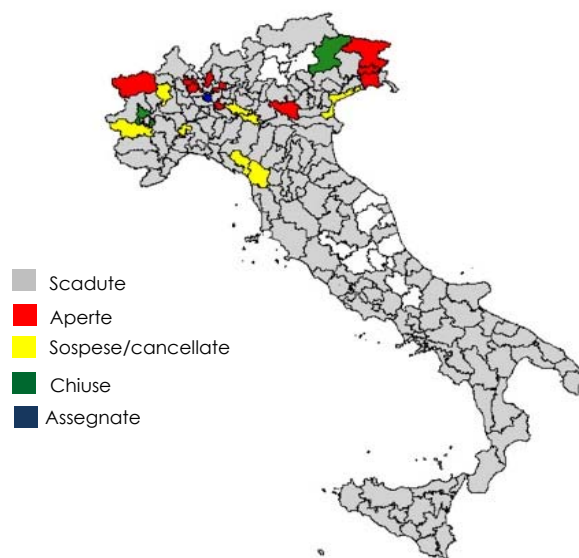
GARE GAS

MONITORAGGIO GARE GAS

M&A

- Durante l'estate si sono registrate nuove manifestazioni di interesse di vari operatori per l'istituzione di una partnership con Ascopiave. Agsm Verona al momento in attesa della nomina del nuovo A.D. di AIM Vicenza per l'avvio formale dell'operazione, ha ribadito l'interesse per una possibile fusione/alleanza tra la nuova compagnia e Ascopiave. Se questo progetto dovesse concretizzarsi, ne nascerebbe il settimo gruppo in ordine di grandezza con una quota di mercato nella distribuzione del 3.4% (contro il 2.4% di Ascopiave e lo 0.5% ciascuna di AGSM e AIM). Tuttavia, su Ascopiave molti sono i gruppi che hanno manifestato interesse in virtù della possibile riorganizzazione: F2i ha durante l'estate presentato ai soci di Asco Holding la possibilità di investimento nella compagnia tramite partecipazione all'azionariato, ma senza aver presentato alcuna offerta formale d'acquisto. Edison avrebbe invece proposto la cessione delle proprie attività di distribuzione gas in cambio dell'acquisto delle attività di vendita del gruppo. Se ne deduce una strategia di disimpegno di Edison verso la distribuzione del gas. Anche Estra, dopo essersi aggiudicata gli asset di F2i da cedere a seguito degli accordi Antitrust, sarebbe interessata alle attività di Ascopiave nella distribuzione del gas. Edison gestisce 68 concessioni in 19 ATEM e serve più di 143 mila PDR.
- Il Comune di Gaggiano, situato in provincia di Milano, ha indetto una gara pubblica per la vendita del 100% di Asga Srl, titolare della concessione per la distribuzione gas locale. La base d'asta è stata fissata a 2.8 milioni di euro e il termine per la partecipazione alla procedura è scaduto il 31 agosto 2018. Asga Srl serve 4,234 PdR (punti di riconsegna) con una rete di 34 km. La stima REF-E del valore della RAB al 2017 è di 1 milione di euro. Gaggiano è incluso nell'ATEM di Milano 3. L'ATEM ospita 51 comuni, per circa 245 mila PdR, una rete di circa 2,086 km e un valore totale di RAB pari a circa 117 milioni di euro nel 2017.
- A fine luglio il Comune di Busseto, in provincia di Parma, ha indetto una gara pubblica per la vendita del 100% di Busseto Servizi Srl che gestisce il servizio di distribuzione gas locale. Il termine per il ricevimento delle offerte è stato fissato per il 14/9/2018, con una base d'asta di 3.9 milioni di euro. La data di apertura delle offerte è stata fissata per il 21/9/2018. Busseto Servizi Srl serve 3,111 PdR con una rete di 87 km. La stima REF-E della RAB al 2017 è di 2 milioni di euro. Busseto è inserito nell'ATEM di Parma che ospita 61 comuni, per circa 213 mila PdR, una rete di 3,065 km e un valore totale di RAB stimato pari a 148 milioni di euro nel 2017.
- Il Comune di Fidenza, in provincia di Parma, ha pubblicato un bando di gara per la vendita di Rete Gas Fidenza, operatore di distribuzione gas nel comune. Il termine per il ricevimento delle offerte è fissato per il 24/10/2018, con una base d'asta di 10.5 milioni di euro. Il Comune di Fidenza ospita circa 12,500 PdR con una rete di 208 km. La stima REF-E della RAB al 2017 è di circa 1 milione di euro. Come il Comune di Busseto (si veda punto precedente), Fidenza è inserito nell'ATEM di Parma.

PUBBLICAZIONE BANDI GARE GAS: LO STATO DELL'ARTE



BANDI DI GARA

- Si è concluso ufficialmente il processo di assegnazione della concessione per l'ATEM Milano 1. La gara era stata aperta a fine 2015 ([Newsletter 196](#)) e si era chiusa a inizio 2017 ([Newsletter 206](#)). A2A ha dato notizia, tramite comunicato stampa, del fatto che la propria controllata UNARETI si è aggiudicata la concessione per la distribuzione del gas con un punteggio complessivo di 98.12 su 100. Questa concessione è la prima in Italia ad essere affidata con procedura di gara d'ambito. L'ATEM di Milano 1 ospita un totale di oltre 830,000 PdR attivi, di cui circa l'86% sono contenuti nel Comune di Milano. La concessione, della durata di 12 anni, ha un valore complessivo di 1,370 milioni di euro. Per numero di PdR, l'ATEM di Milano 1 è il secondo più grande in Italia dopo Roma 1. Ci si attende che le prossime concessioni assegnate siano Torino 2 e Belluno, le cui gare si sono concluse rispettivamente il 28 giugno 2017 e il primo settembre 17.

- A inizio agosto è stato pubblicato il bando per l'ATEM Bergamo 3 a opera dell'ente appaltante Comune di Dalmine. Il termine di presentazione della domanda di partecipazione all'*expression of interest* (EOI) è il prossimo 30 novembre 2018. L'ATEM Bergamo 3 comprende 33 Comuni e ospita circa 85 mila PdR, una rete di circa 956 Km e una RAB totale stimata di circa 42 milioni di euro. Il gruppo che controlla la maggior quota di mercato è 2i Rete Gas SpA, con oltre il 57% dei PdR nell'ATEM. Seguono Anita Srl con il 21% e A2A SpA con l'8%. Nei documenti pubblicati sono ancora mancanti alcuni dati rilevanti, tra cui i valori di rimborso ai concessionari uscenti in vari comuni. La raccolta e l'aggiornamento di questi dati potrebbe portare alla posticipazione delle date per la presentazione delle domande di partecipazione e rallentare lo svolgimento della gara.
- A inizio agosto la Provincia di Como, in qualità di stazione appaltante, ha pubblicato il bando per il servizio di distribuzione gas nell'ATEM Como 1. Il termine per la presentazione delle domande di partecipazione all'*expression of interest* è fissato per il prossimo 7 novembre 2018. L'ATEM Como 1 comprende 52 Comuni e ospita circa 106 mila PdR, con una rete di 1,371 km (dati MISE 2012) e una RAB totale stimata di circa 76 milioni di euro. Il gruppo che controlla la maggior quota di mercato è A2A SpA con oltre il 48% dei PdR nell'ATEM. Seguono 2i Rete Gas SpA con il 19% e Condotte Nord SpA con il 13%. I documenti del bando mancano ancora di alcuni dei dati più rilevanti, tra i quali i valori di rimborso ai concessionari uscenti in molteplici comuni. La raccolta e l'aggiornamento di queste informazioni potrebbe portare alla posticipazione delle date per la presentazione delle domande di partecipazione e delle offerte, rallentando così l'intero svolgimento della gara.
- Durante l'estate la Regione Calabria ha nominato i commissari ad acta per gli ATEM Reggio Calabria - Vibo Valentia e Cosenza 1. L'ATEM di Vibo Valentia conta 147 Comuni e oltre 110 mila PdR. L'Ambito Cosenza 1 comprende 77 Comuni (di cui 61 metanizzati e 40 montani) con oltre 84 mila PdR e un valore stimato della RAB di 81 milioni di euro. Tuttavia, il TAR ha annullato a fine luglio la nomina di Cuzzocrea a commissario per l'ATEM di Cosenza 1 per ragioni di incompatibilità con la carica di consigliere comunale ricoperta dallo stesso. L'eventuale procedura per la nomina del nuovo commissario presumibilmente comporterà il rallentamento dell'attività per l'avvio della gara d'ambito.

VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

GARE ASSEGNATE							
INFORMAZIONI GENERALI							
Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	Pubblicazione	Scadenza offerte	Concessionario (Gruppo)	Numero offerenti	Punteggio offerta vincente
1	MILANO 1	631/2015/R/gas	23/12/2015	16/01/2017	A2A S.p.A.	2	98,12

GARE CHIUSE							
INFORMAZIONI GENERALI							
Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Numero offerenti	
1	TORINO 2	687/2016/R/gas	59/2016/R/gas	29/12/2015	28/06/2017	1	
2	BELLUNO	455/2016/R/gas	26/2016/R/gas	27/12/2016	01/09/2017	4	

MANIFESTAZIONI D'INTERESSE SCADUTE											
INFORMAZIONI GENERALI						VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ					
Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Deadline	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
1	UDINE 1	NO		23/12/2015	29/02/2016	BASSA	●	●	●	●	●
2	UDINE 3	NO		10/02/2016	06/06/2016	BASSA	●	●	●	●	●
3	PERUGIA 2	NO		28/12/2015	29/12/2017	BASSA	●	●	●	●	●

MANIFESTAZIONI D'INTERESSE IN SCADENZA											
INFORMAZIONI GENERALI						VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ					
Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Deadline	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
1	MONZA E BRIANZA 1	NO		29/12/2015	30/10/2018	ALTA	●	●	●	●	●
2	COMO 1	NO		08/08/2018	07/11/2018	MEDIA	●	●	●	●	●
3	VARESE 2	NO		11/09/2015	30/11/2018	MEDIA	●	●	●	●	●
4	BERGAMO 3	NO		03/08/2018	30/11/2018	MEDIA	●	●	●	●	●
5	VARESE 3	NO		12/07/2017	31/03/2019	MEDIA	●	●	●	●	●
6	VERONA 2	in corso		30/12/2016	30/06/2019	BASSA	●	●	●	●	●
7	LODI 1	NO		30/12/2015	30/09/2019	MEDIA	●	●	●	●	●

GARE IN SCADENZA											
INFORMAZIONI GENERALI						VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ					
Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Deadline	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
1	VALLE D'AOSTA	906/2017/R/gas		28/03/2018	01/10/2018	BASSA	●	●	●	●	●
2	UDINE 2	399/2018/R/gas	880/2017/R/gas	04/11/2015	20/12/2018	MEDIA	●	●	●	●	●

GARE ANNULLATE O SOSPESSE												
INFORMAZIONI GENERALI								VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza EOI	Scadenza offerte	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
1	VENEZIA 1	368/2016/R/gas		28/12/2015		Annullata	MEDIA	●	●	●	●	●
2	MASSA-CARRARA	in corso	142/2017/R/gas	21/12/2015	Sospesa		MEDIA	●	●	●	●	●
3	ALESSANDRIA 2	NO	113/2016/R/gas	22/12/2015	Sospesa		MEDIA	●	●	●	●	●
4	TORINO 3	NO		22/12/2015	Sospesa		BASSA	●	●	●	●	●
5	BIELLA	NO		29/12/2015		Sospesa	BASSA	●	●	●	●	●
6	LUCCA	in corso		30/12/2016	31/08/2018	Revocata	MEDIA	●	●	●	●	●
7	CREMONA 2 E CREMONA 3	NO		24/12/2015	30/11/2018	Sospesa	BASSA	●	●	●	●	●

BANDI INVIATI ARERA												
INFORMAZIONI GENERALI								VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza EOI	Scadenza offerte	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
1	GENOVA 1	in corso	69/2018/R/gas	NO	-		ALTA	●	●	●	●	●
2	ROMA 1	650/2015/R/gas		NO	-		ALTA	●	●	●	●	●
3	FORLÌ-CESENA	517/2016/R/gas	67/2016/R/gas	NO	-		BASSA	●	●	●	●	●
4	TORINO 1	30/2018/R/gas	NO	NO	-		ALTA	●	●	●	●	●
5	LIVORNO		283/2018/R/gas	NO	-		ALTA	●	●	●	●	●
6	VICENZA 3		284/2018/R/gas	NO	-		BASSA	●	●	●	●	●

Aggiornata al 26/09/2018

Grado potenziale concorrenzialità*: ● ALTO ● MEDIO ● BASSO

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.

LE OPERAZIONI DI M&A PER LE RINNOVABILI

La capacità di generazione da fonti rinnovabili, cresciuta esponenzialmente negli ultimi anni grazie soprattutto alla presenza di incentivi e agli investimenti di molti operatori, spesso nuovi entranti nei settori energetici, è caratterizzata da una struttura di mercato estremamente frammentata. Negli ultimi anni, tuttavia, una serie di operazioni di M&A stanno ridisegnando il mercato. Da un lato i produttori tradizionali dall'altro gli investitori istituzionali sono impegnati in una vivace attività di acquisizioni che sta lentamente portando il mercato verso una sempre maggiore aggregazione.

Questo spazio della *Newsletter* nasce con l'obiettivo di monitorare queste tendenze e descrivere le caratteristiche che contraddistinguono le operazioni di M&A in questo settore.

Le informazioni raccolte riguardano gli attori delle operazioni, le tipologie degli impianti coinvolti e, ove disponibile, il valore economico delle operazioni stesse.

Da inizio anno, le operazioni concluse e da noi censite sono state quindici, di cui quattro hanno riguardato impianti con potenza complessiva superiore a 50 MW. Tra queste, nove hanno avuto a oggetto impianti fotovoltaici. Di particolare rilevanza è stato l'acquisto da parte di F2i dei 134 impianti di RTR. Questa operazione ha registrato sia il valore più alto sia il costo unitario maggiore tra quelli di cui si hanno i dati (3,892 migliaia di euro al MW). Tra le operazioni, 10 sono state portate a termine da fondi infrastrutturali (con F2i il più attivo).

Di seguito la descrizione dei principali *deal*:

- All'inizio dell'anno F2i, attraverso F2i energie rinnovabili Srl, ha sottoscritto un accordo con 3 New Srl, per l'acquisto di sei impianti fotovoltaici, corrispondenti a una capacità superiore a 50 MW. F2i è un fondo infrastrutturale italiano da circa 3,5 miliardi di euro. 3 New Srl è una società controllata al 100% dal fondo di investimento gestito da Ardian, con assets gestiti per 60 miliardi di euro.
- Nel luglio scorso Terra Firma ha ceduto la compagnia RTR a F2i. L'*enterprise value* è pari a 1.3 miliardi di euro. Tramite questa acquisizione F2i prende il controllo di 134 siti italiani di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica, corrispondenti a una capacità di 334 MW, e diventa il terzo produttore di energia elettrica da fonte solare in Europa. Terra Firma è un fondo di *private equity* inglese da 48 miliardi di euro.
- ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation SpA, ha sottoscritto un accordo con VEI Green per l'acquisto del 100% di ForVei. L'*enterprise value* è stato pari a 336 milioni di euro. ERG ha così acquisito il controllo di trenta impianti fotovoltaici corrispondenti a 89 MW. ERG è un produttore di energia elettrica rinnovabile con una produzione annua di 7 TWh. VEI Green è una società di investimento italiana dedicata al settore delle energie rinnovabili.
- F2i ha concluso l'acquisto da ENEL di 5 impianti a biomassa vegetale di questi, due sono già operativi, due sono in costruzione e dovrebbero essere operativi entro la fine dell'anno e uno è in costruzione e sarà operativo durante il prossimo anno. L'*enterprise value* corrisposto è stato pari a 1.3 miliardi di euro.

TABELLA 1. VALUTAZIONE SINTETICA M&A RINNOVABILI ELETTRICHE

TARGET	ACQUIROR	VENDOR	TIPOLOGIA IMPIANTI	ENTERPRISE VALUE (migliaia €)	POTENZA [Mw]	EV/MW
Rete rinnovabile	F2i	Terra Firma	134 fotovoltaici	1 300 000	334	3 892
Silver Ridge Power Italia Srl	Amaranto Holding Spa		25 fotovoltaici	-	106	
Forvei	Erg	Vei Green	30 fotovoltaici	336 000	89	3 775
-	F2i	Enel	2 a biomassa vegetale	335 000	47	3 131
			2 a biomassa vegetale (in costruzione)		48	
			1 in costruzione		12	
Spv	Sonnex Ltd	Ternienergia SpA	10 fotovoltaici	31 300	11	2 845
Solar Energy Italia Srl	Nextpower Italia Srl	Tep Solar Holding Ltd	1 fotovoltaico	8 600	8	1 024
Srh Augusta Prima Srl	IFA energy service Srl	Winaico Bv	1 fotovoltaico	3 235	1	3 256
Wind Farm Deliceto Srl	Innogy Italia S.P.A.	Imprese e sviluppo Srl	eolico	-	46	
-	Compagnia Valdostana delle Acque	Tozzi Sud SpA	1 eolico	-	37	
Electrawind Pontedera Srl	Compagnia Valdostana delle Acque	Electrawinds Pontedera Srl	1 eolico	-	8	
-	F2i	3 New Srl	6 fotovoltaici		52	
Alisei wind	Plc Power Srl	C&C Energy Srl	eolico	750	16	
Ensicop Srl	My Invest Srl	GIMA Srl	fotovoltaico	-	-	
-	Allianz Global Investor	Pohlin family Ramonda family	8 fotovoltaici	-	8	

Fonte: elaborazioni REF-E

- A maggio si è completata l'acquisizione della parte italiana di Silver Ridge Power da parte di Amaranto, fondo di investimento nel settore delle rinnovabili. Mediante l'acquisizione l'azienda molisana ha così rafforzato la propria presenza nel territorio italiano con 25 impianti fotovoltaici. La potenza installata complessiva è di circa 106 MW.
- Allianz, tramite il fondo Aref II Renewables Investment, ha comprato otto impianti fotovoltaici in Friuli Venezia Giulia, per una potenza complessiva di 7.5 MW.

Tra i *rumors*: il fondo infrastrutturale inglese, Glennmont Partners, ha messo in vendita 85 MW di fotovoltaico italiano. Il termine per il ricevimento delle offerte è previsto per fine ottobre. La base d'asta è di 300 milioni. Tra i soggetti selezionati dal fondo, che hanno avuto accesso alla data room, e sono passati alla seconda fase di selezione, più del 50% sono italiani; si distinguono A2A, Erg e Tages. Il fotovoltaico che verrà ceduto da Glennmont Partners è di dimensioni limitate, ma comunque interessante per gli operatori che vogliono spingere sul consolidamento nelle rinnovabili.

DATI DI MERCATO

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

	2018*	2017*	Var. %
Domanda	188 647	183 778	2.6%
Produzione netta	161 904	167 015	-3.1%
- Termoelettrico	102 626	114 286	-10.2%
- Rinnovabili**	59 278	52 729	28.1%
Saldo estero	28 196	21 967	28.4%

*Fino a Luglio ** Idroelettrico, Geotermoelettrico, Eolico e Fotovoltaico
Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

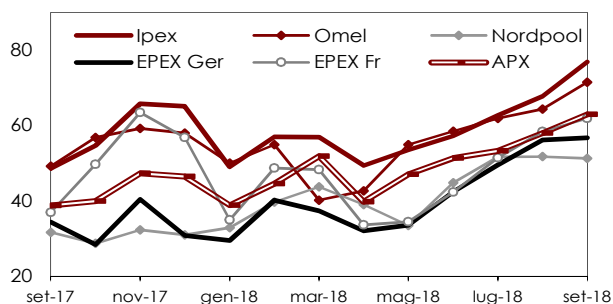
GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE
(Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2018	AS 2017	Var. %	AT 2017	AT 2016	Var. %
Industriale	10.6	10.2	3.3%	14.4	14.0	2.6%
Termoelettrico	17.1	17.8	-4.2%	24.1	25.5	-5.7%
Distribuzione	22.4	21.1	5.8%	33.6	30.9	8.8%
Altro	1.2	1.1	8.2%	1.7	1.5	12.3%
Totale	51.2	50.3	1.8%	73.8	72.0	2.5%

Valori cumulati al 23/09/2018

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

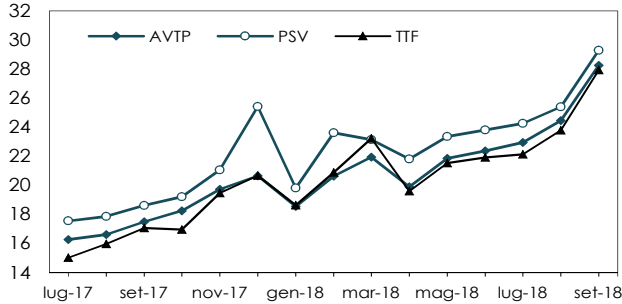
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 25/09/2018

Fonte: Borse Europee

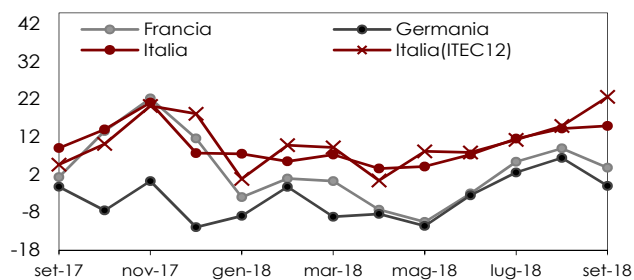
GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 25/09/2018

Fonte: elaborazione REF-E su dati Thomson Reuters

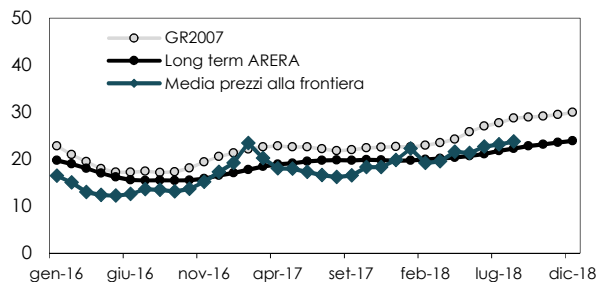
ENERGIA ELETTRICA: SPARK SPREAD IN EUROPA
(€/MWh)



Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili
Ultimo dato al 25/09/2018

Fonte: elaborazioni REF-E

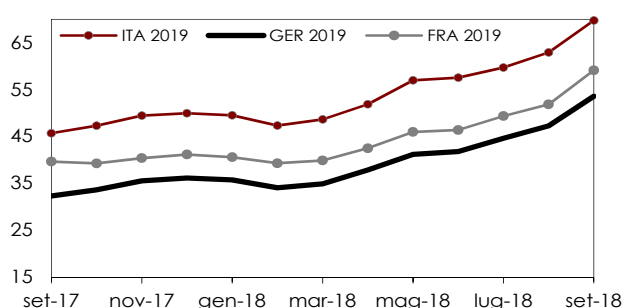
GAS NATURALE: PREZZI APPROVVIGIONAMENTO LONG-TERM
(€/MWh)



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

Fonte: elaborazioni REF-E su WGI, Thomson Reuters e ARERA
forward al 21/09/2018

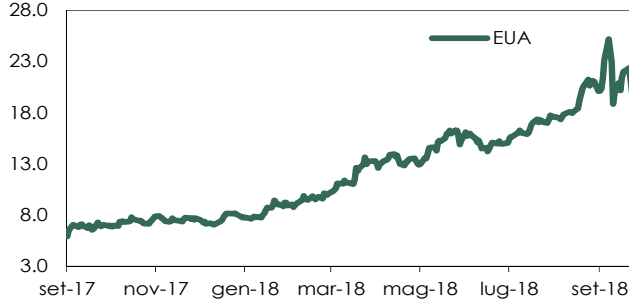
ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 25/09/2018

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2
(€/tCO2 eq.)



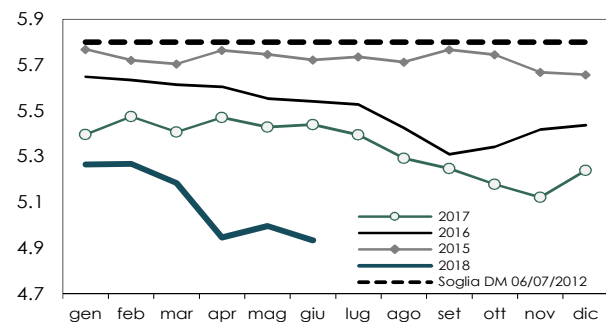
Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 25/09/2018

Fonte: Reuters su EEX

DATI SETTORI INCENTIVATI E REGOLATI

CONTATORE GSE RINOVABILI

Costo cumulato annuo (miliardi di euro)



Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico.

Fonte: GSE

TEE: PREZZI DI BORSA E CONTRIBUTO TARIFFARIO

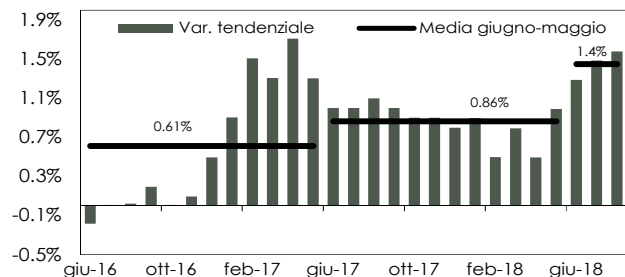
(€/TEE)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, ARERA

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)

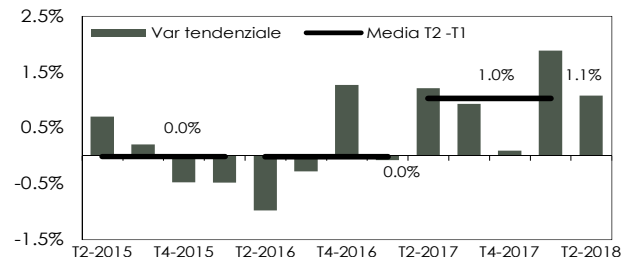


* Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati
Ultimo dato agosto 2018

Fonte: Istat

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



*Deflatore investimenti fissi lordi. Ultimo dato T1-2018

Edizione dati Istat: agosto 2018

Fonte: Istat

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

Componente	IV 2017	I 2018	II 2018	III 2018
Energia, dispac. e commerc.	9.33	10.02	8.32	10.49
Costi infrastrutture e UC	4.31	3.87	3.87	3.87
Oneri generali di sistema	3.36	4.05	4.26	3.22
Totale - tasse escluse	17.00	17.94	16.45	17.58

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

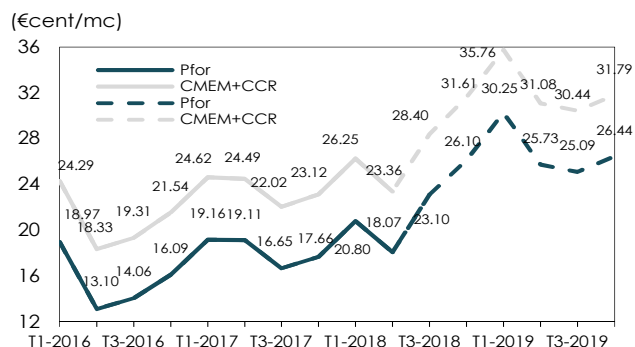
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA PMI (BTA5) (€/cent/kWh)

Componente	IV 2017	I 2018	II 2018	III 2018
Energia, dispac. e commerc.	8.47	7.51	6.47	8.82
Costi infrastrutture e UC	3.29	2.76	2.76	2.76
Oneri generali di sistema	6.86	7.16	7.47	6.61
Totale - tasse escluse	18.63	17.44	16.71	18.19

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

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



PCS 38.52 MJ/mc, Previsioni (tratteggio) su forward al 24/09/2018

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Alba e Autorità

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

Componente	IV 2017	I 2018	II 2018	III 2018
Approvvig. e vendita	28.74	31.33	28.44	33.49
Costi di trasporto	4.12	4.55	3.73	4.02
Costi di distribuzione	8.99	9.21	9.21	9.21
Oneri generali di sistema	2.73	2.62	2.62	2.36
Totale - tasse escluse	44.58	47.71	44.01	49.08

Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

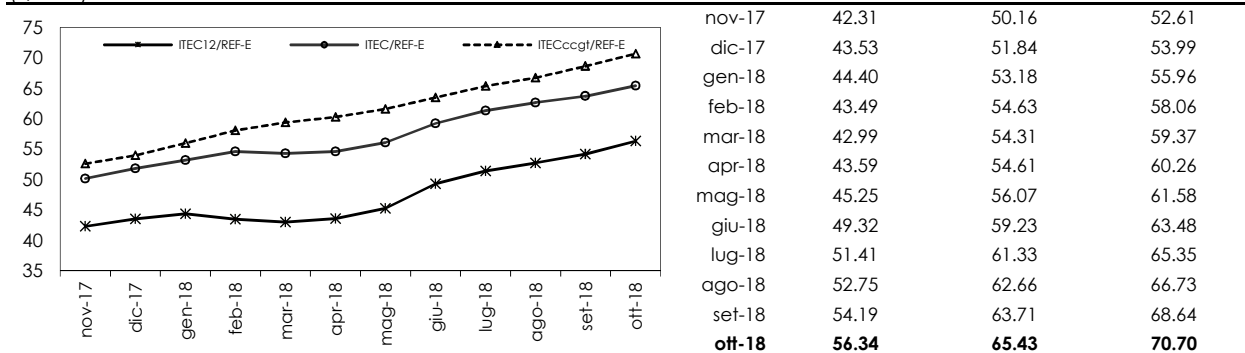
L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di settembre è pari a 54.19 €/MWh, in aumento del 2.7% sul dato di agosto (52.75 €/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 calo.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di settembre si attesta a 63.71 €/MWh, in aumento dell'1.7% sul valore consuntivo di agosto (pari a 62.66 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di settembre si attesta a 68.64 €/MWh, in rialzo del 2.9% rispetto al consuntivo del mese precedente (66.73 €/MWh). Tali andamenti sono legati alle variazioni del valore di mercato dei combustibili registrato negli ultimi mesi, al netto della riduzione del tasso di cambio €/€ registrata durante il mese di agosto.

Il valore *forward* per il mese di ottobre dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 19 settembre, è pari a 56.34 €/MWh, in aumento del 4.1% rispetto al consuntivo di settembre. I valori *forward* per il mese di ottobre di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 19 settembre, sono pari a 65.43 €/MWh e 70.70 €/MWh, il primo in aumento del 2.8%, mentre il secondo del 3.1% rispetto al consuntivo di settembre.

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 ottobre sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Reuters al 19/09/2018. 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, 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.

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 2018.

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.

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.

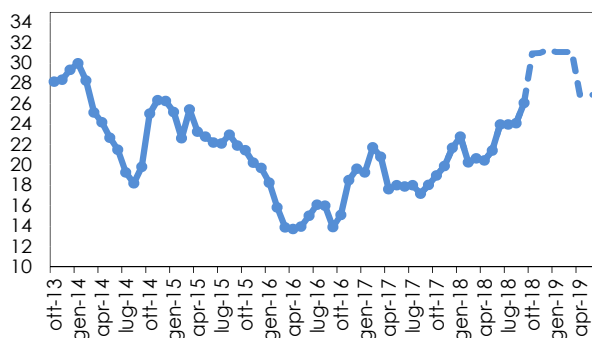
ANDAMENTO

L'indice gas MAGI consuntivo per settembre 2018 è pari a 26.10 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano rispettivamente a 26.25 €/MWh e 25.77 €/MWh.

La quotazione del prodotto con consegna a settembre 2018 è aumentata rispetto a quella per le consegne di agosto 2018 e risulta maggiore rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (18.05 €/MWh). Il volume complessivo transato (8,446 MW) è aumentato del 45% rispetto a settembre 2017, così come il numero di transazioni registrate (337 contro 261).

Al 24 settembre, gli scambi del prodotto con consegna a ottobre 2018, relativi a un campione di 280 operazioni e un volume totale scambiato di 7,088 MW, indicano un prezzo di 30.02 €/MWh, in aumento rispetto al valore consuntivo del prodotto con consegna a settembre (+15%).

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