



Sottoscrittori

A2A SpA, Acea Energia SpA, AET Azienda Elettrica Ticinese, Aimag SpA, Anigas, Axpo Italia SpA, CSEA Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, CdP Cassa Depositi e Prestiti, CVA Trading Srl, E.ON Italia SpA, Edison SpA, Enel Italia SpA, Engie, EP Produzione SpA, Erg Power Generation, Hera Trading Srl, Iren SpA, Repower Italia SpA, Sorgenia SpA, TIM SpA, Tenaris Dalmine, Terna SpA, Tirreno Power SpA

Le posizioni espresse nella Newsletter, salvo quanto diversamente specificato, sono da attribuirsi esclusivamente ai ricercatori REF-E

Responsabile della Newsletter
Claudia Checchi
Tel. 02 43441044
e-mail: claudia.checchi@ref-e.com

GAS NATURALE

- Europa e ricorsi guidano le scelte per il trasporto gas

La pubblicazione del Codice di Rete Europeo - insieme alle pronunce della giustizia amministrativa - guida le scelte dell'Autorità, che propone un transitorio di due anni non privo di novità anche strutturali: una diversa ripartizione dei costi tra entry ed exit, una maggiorazione delle componenti in capacità, una rimodulazione degli incentivi agli investimenti e del regulatory lag. Cambiamenti con effetti incerti sui livelli, ma che potrebbero avere impatti redistributivi. Scenario stabile per il WACC 2019, ma sempre più incerto per gli investitori, che oltre a rinunciare alla maggiorazione per il lag regolatorio e a parte della maggiorazione incentivante, potranno dover affrontare l'introduzione del meccanismo output based nel 2020 e un maggiore affidamento alle analisi costi-benefici.

pag. 3

ENERGIE RINNOVABILI ED EFFICIENZA

- TEE: la riforma del contributo tariffario punta sulla responsabilizzazione dei soggetti obbligati

I rialzi dei costi dell'incentivazione all'efficienza energetica si sono tradotti in un rafforzamento dei meccanismi che dovrebbero incentivare la domanda ad acquistare efficientemente. L'incentivo risiede nel non contemplare la copertura a piè di lista dei costi di acquisto per i soggetti obbligati, mentre i recenti interventi, oltre ad aver raddoppiato il massimo premio/penalità, puntano sulla riduzione artificiosa del parametro di riferimento che i soggetti obbligati sono chiamati a "battere", fissato su una media dei prezzi degli anni passati. Ma la struttura della domanda e dell'offerta per il mercato dei TEE si è radicalmente modificata negli ultimi anni, per via degli interventi normativi eccezionali, e continuerà a modificarsi in futuro, per via dell'andamento crescente degli obblighi e della continua revisione delle modalità di rilascio dei TEE. Il rischio (che è quasi una certezza nel momento storico attuale) è che il potere incentivante del meccanismo rimanga molto basso e che questo si trasformi nella presenza di un contributo netto in capo ai soggetti obbligati.

pag. 7

- Mobilità elettrica: stato dell'arte, scenari di diffusione, impatti

La ricerca scientifica e la diffusione sempre maggiore stanno aumentando le prestazioni e riducendo i costi delle auto elettriche: la tecnologia al litio si è affermata nelle applicazioni automotive e la ricerca è concentrata su tecnologie ad alta energia specifica. L'abbattimento dei costi delle batterie, ancora elevati, richiede tuttavia economie di scala che difficilmente si potranno raggiungere in assenza di specifiche politiche di promozione. Gli scenari di consenso sulla diffusione della mobilità elettrica in Italia mostrano quindi visioni ancora divergenti, anche se il contributo alla riduzione delle emissioni di CO₂ e all'efficienza energetica rimane un punto di forza di questa tecnologia.

pag. 10

GARE GAS

- Monitoraggio gare gas

Aspettando la scadenza, attesa per fine mese per la presentazione delle offerte di Torino 2, altri ATEM hanno di nuovo rinviato i termini.

pag. 16

INDICATORI

- Dati di mercato

pag. 18

- Dati settori incentivati e regolati

pag. 19

INDICI

- ITEC e Magi

pag. 20

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

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

Editore

REF-E srl
Via Gioberti 5 - 20123 Milano
www.ref-e.com - info@ref-e.com

Presidente

Pia Saraceno

Segreteria, Editing e grafici

Dalia Imperatori
Tel. +39 02 43441022
Fax +39 02 43441027
E-mail: dalia.imperatori@ref-e.com

La presente pubblicazione è riservata ai soli abbonati per uso personale e non commerciale.

Non è, pertanto, consentito modificare, duplicare, distribuire, divulgare, vendere, trasmettere, riprodurre, pubblicare su qualsiasi mezzo, sotto qualsiasi forma o per qualsivoglia ragione, in tutto o in parte, i contenuti della pubblicazione senza l'autorizzazione scritta di REF-E.

Agli abbonati è consentita la stampa di una copia della pubblicazione per uso esclusivamente personale e non commerciale senza, tuttavia, apportarne alcuna modifica.

Ogni violazione verrà perseguita a norma di legge e autorizzerà REF-E a sospendere l'invio della pubblicazione senza alcun avviso.

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

REF-E opera nel mercato energetico con ricerche e consulenze personalizzate, osservatori indipendenti, attività di formazione e affianca aziende, istituzioni, organismi governativi nei processi decisionali.

L'autorevolezza e l'indipendenza di **REF-E** costruite nel tempo sul mercato dell'energia sono oggi riconosciute da aziende e istituzioni.

REF-E mette a disposizione dei suoi clienti analisi della concorrenza e della regolazione, scenari di previsione sui prezzi, supporto nella scelta degli investimenti e delle più importanti decisioni strategiche, garantendo indipendenza, professionalità e competenza, favorendo il dialogo tra aziende e istituzioni in Italia e nel mondo.

Periodici

- [Newsletter Osservatorio Energia](#) è il mensile di analisi delle trasformazioni del settore energetico in Italia e in Europa. Propone approfondimenti sull'evoluzione normativa, le trasformazioni societarie, le problematiche connesse alla creazione di mercati regolamentati, l'andamento delle tariffe e il livello dei prezzi sulle principali borse europee dell'energia elettrica e del gas. Fornisce le previsioni dell'andamento dei principali indicatori di mercato.
- [Energy Outlook](#) è il quadrimestrale di previsione dello sviluppo a medio termine del mercato elettrico e del gas sulla base del modello di simulazione Elfo++. Delinea l'evoluzione della domanda e dell'offerta, fornendo previsioni su: costi di produzione, prezzi concorrenziali (nazionali e zonali), possibili effetti delle strategie degli operatori alla luce delle condizioni strutturali e della normativa.

Pubblicazioni

- Il [Rapporto Energia](#) è una pubblicazione annuale sull'evoluzione e le prospettive dei settori elettrico, gas e delle fonti rinnovabili. Presenta i mercati attraverso un'analisi della regolamentazione e della struttura in Italia e in Europa. Elabora scenari a medio termine.
- Il [Rapporto Settimanale sulla borse energetiche](#) aggiorna costantemente i prezzi e i volumi nei mercati italiani ed europei.
- I [Working paper](#) sono studi dettagliati che trattano temi di attualità, a partire dalla letteratura teorica. Approfondiscono tematiche rilevanti per il dibattito sulle politiche in atto, così come aspetti metodologici e analitici riguardanti l'analisi dei mercati, le problematiche autorizzative e istituzionali, la costruzione di scenari.

Servizi

- I [Database](#) garantiscono l'accesso privilegiato a numerose e complesse informazioni organizzate, raccolte in anni di esperienza e costantemente aggiornate.
- I [Seminari](#) di discussione sono lo strumento dedicato all'approfondimento degli scenari dei mercati energetici, consentono confronti e dibattiti alla luce delle innovazioni legislative e normative.
- Le consulenze telefoniche permettono di essere sempre in contatto con i ricercatori **REF-E**.

NEWS

Ultime pubblicazioni

- [Working paper](#) "Smart meter: aspetti tecnologici, economici e regolatori della gestione intelligente della rete" - n. 15/Marzo 2017
- Rapporto annuale 2016, Rapporto REF-E, Febbraio 2017
- La filiera degli usi finali del GNL in Italia - 2016, Rapporto, Dicembre 2016
- [Working paper](#) "Sistemi di distribuzione chiusi e sistemi semplici di produzione e consumo: tentativo di "reductio ad unum" di un quadro regolatorio complesso" - n. 14/Novembre 2016

GAS NATURALE

EUROPA E RICORSI GUIDANO LE SCELTE PER IL TRASPORTO GAS

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 413/2017/R/gas](#)
- [Delibera 373/2017/R/gas](#)
- [Delibera 714/2016/R/gas](#)
- [Delibera 550/2016/R/gas](#)
- [Regolamento \(UE\) 2016/460](#)
- [Sentenza Consiglio di Stato 3735/2015](#)
- [Sentenza Consiglio di Stato 2888/2015](#)
- [Sentenza TAR Milano 995/2013](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [La riforma del costo di trasporto per le centrali termoelettriche](#) (Newsletter 201)
- [Il servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio all'asta](#) (Newsletter 197)
- [Quarto periodo regolatorio all'insegna della continuità, aspettando la distribuzione](#) ((Newsletter 171-172)

TAG

natural gas, regulation

La pubblicazione del Codice di Rete europeo - insieme alle pronunce della giustizia amministrativa - guida le scelte dell'Autorità, che propone un transitorio di due anni non privo di novità anche strutturali: una diversa ripartizione dei costi tra entry ed exit, una maggiorazione delle componenti in capacità, una rimodulazione degli incentivi agli investimenti e del regulatory lag. Cambiamenti con effetti incerti sui livelli, ma che potrebbero avere impatti redistributivi. Scenario stabile per il WACC 2019, ma sempre più incerto per gli investitori, che oltre a rinunciare alla maggiorazione per il lag regolatorio e a parte della maggiorazione incentivante, potranno dover affrontare l'introduzione del meccanismo output based nel 2020 e un maggiore affidamento alle analisi costi-benefici.

La consultazione per il V periodo del trasporto del gas naturale (DCO 413/2017) è influenzata dalla presenza di elementi ingombranti per l'Autorità. Il primo è il protrarsi all'infinito dei ricorsi della giustizia amministrativa sui criteri dei periodi regolatori precedenti e in corso, l'altro è la pubblicazione del Codice di Rete Europeo per l'armonizzazione delle strutture tariffarie del gas (Regolamento EU 460/2017). Sfuma invece, sempre di più, il concetto di periodo regolatorio: sebbene il presente periodo (IV) sia prolungato di due anni (2018-2019), non mancano proposte in grado di incidere sia concettualmente che in pratica sulla struttura tariffaria già dal transitorio, tra tutte una diversa ripartizione dei costi tra *entry* e *exit*, una maggiorazione delle componenti in capacità, una rimodulazione degli incentivi agli investimenti e del *regulatory lag*. D'altro canto, i due anni di attesa per il V periodo regolatorio sono già dichiarati insufficienti per prevedere un passaggio a forme di regolazione più radicalmente diverse (come il Totex) dal 2020. Le indicazioni vanno in direzioni opposte sul livello delle tariffe, per cui a oggi non è prevedibile stimare se i criteri del transitorio potranno portare ad aumenti o contenimenti delle stesse. Di certo potrebbero esserci rimodulazioni con effetti redistributivi.

IL CONTENZIOSO E LE COMPONENTI DI CAPACITÀ

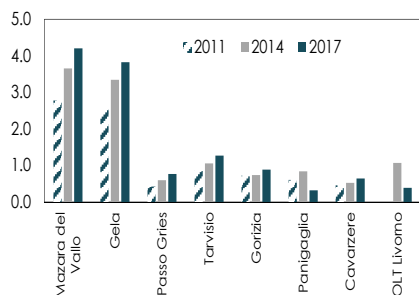
Nel corso del 2013 una Sentenza del TAR di Milano (Sentenza 995/2013) aveva in parte annullato i criteri e le tariffe del III periodo regolatorio (2010-2013), giudicati discriminatori e di ostacolo alla normale concorrenza tra operatori, per via dell'elevata differenziazione tra i costi dei diversi punti di entrata, con una particolare penalizzazione per le zone al Sud Italia. Tale differenziazione era l'effetto combinato della decisione di aumentare le componenti fisse della tariffa (che rappresentano il 90% dei costi riconosciuti) e di quella di passare a un criterio di remunerazione degli autoconsumi delle centrali di compressione, basato sui costi effettivi differenziati per punto di entrata. La conferma da parte del Consiglio di Stato (Sentenza 2888/2015) delle conclusioni del TAR non aveva fermato l'Autorità, che, avendo già riproposto nel IV periodo regolatorio i principi incrinati, ha da un lato opposto un ulteriore ricorso per sopraggiunti nuovi elementi che invaliderebbero la sentenza, e dall'altro tentato una riparazione del tutto formale (che nulla cambiava nella sostanza) attraverso la trasformazione del contributo in natura per gli autoconsumi (*xfuel*) in un uguale contributo monetario (*CVifuel* Delibera 550/16). Le motivazioni del ricorso dell'Autorità non sono note, ma potrebbero risiedere nell'appoggio che ha trovato nel Codice di rete europeo. Questo infatti sostanzialmente conferma la validità dei criteri tariffari adottati dall'Autorità affermando il modello *entry-exit* con differenziazione dei costi attribuiti a ogni punto, in base a un criterio che può tenere in considerazione anche la distanza, come l'architettura preferita per l'armonizzazione. Ma non solo, il Codice afferma espressamente che i costi delle imprese di trasporto dovrebbero essere coperti attraverso tariffe fisse basate sulla capacità. Tariffe variabili sono ammesse solamente in relazione ai costi effettivamente legati ai flussi, quindi variabili. Tale previsione dà quindi spunto all'Autorità per provare nuovamente (il tentativo era già stato fatto in occasione della discussione sull'avvio del IV periodo regolatorio) a incrementare la quota dei costi ricoperti con tariffe fisse, in particolare portando sul fisso anche i costi operativi fissi, a oggi tutti in capo al corrispettivo variabile *CV*. Una misura che, se applicata, contribuirebbe, molto probabilmente, a incrementare i differenziali tra i costi associati ai diversi punti di *entry*, contrariamente a quanto richiesto invece dalla

sentenza del tribunale amministrativo. Al tempo stesso, tuttavia, viene anche proposto il livellamento dei corrispettivi per la copertura degli autoconsumi (*yfuel* poi *CVfuel*) per i punti di *entry*. Una norma che asseconda il Codice di Rete, secondo cui i costi variabili devono essere indifferenziati, ma con un impatto minimo, vista la bassa incidenza dei costi di autoconsumo.

A fronte della sostanziale stabilità del corrispettivo variabile negli anni (attorno a 0.35 €/cent/mc) le tariffe in capacità hanno subito aumenti rilevanti, sia in *entry* sia in *exit*, con un divario tra il punto in *entry* più costoso (Marzara del Vallo) e quello più economico (Passo Gries) che è aumentato di oltre 1 €/cent/mc (Figure 1 e 2).

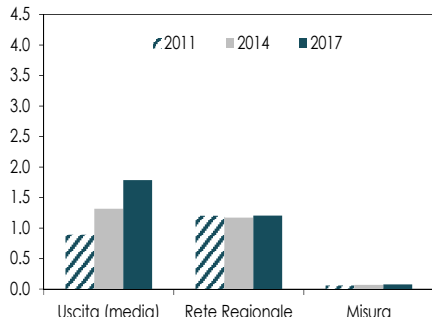
Il secondo procedimento, che ha portato al parziale annullamento delle tariffe del IV periodo regolatorio, riguarda invece il mancato recepimento da parte dell'Autorità della prescrizione normativa sulla necessità di favorire la flessibilità ed economicità per i grandi consumatori (Sentenza 3735/2015). In questo caso l'Autorità ha ottemperato attraverso il meccanismo sperimentale di allocazione della capacità per impianti termoelettrici (DCO 373/2017). Questo meccanismo, piuttosto che proporre tariffe digressive, fa perno sulla flessibilità, consentendo ai consumatori termoelettrici di prenotare capacità per periodi inferiori all'anno, in deroga a quanto previsto per gli altri punti di prelievo che possono prenotare solo capacità annuale, riducendo contemporaneamente le elevate penalità previste in caso di supero della capacità prenotata. Il meccanismo è ancora nella sua fase iniziale: infatti solo da gennaio, ad anno termico ormai avviato e con prenotazioni annuali ormai effettuate, è stata data la possibilità di prenotare capacità infra-annuale, ma solamente con prodotti giornalieri. Pochi naturalmente gli operatori che hanno utilizzato il meccanismo. Nel recente DCO l'Autorità ha proposto di avviare in maniera sempre sperimentale, ma più decisa, il meccanismo dal prossimo anno termico, prevedendo la possibilità di prenotare anche prodotti trimestrali e/o mensili e riducendo ulteriormente le penali di supero, che verrebbero applicate solo nel caso in cui si superasse la capacità prenotata in tutta l'area, instaurando così meccanismi di "prestito implicito" tra i diversi impianti termoelettrici presenti in un'area della capacità prenotata. Un ulteriore fattore di critica del meccanismo è stato quello relativo ai moltiplicatori per il costo dei prodotti infra-annuali. Calcolato con l'idea di garantire la continuità dei ricavi per i trasportatori, il moltiplicatore ne è risultato molto alto: 10 per il prodotto giornaliero e, nelle proposte del nuovo DCO, tra 1.5 e 2.5 per i prodotti trimestrali e mensili. Sebbene il meccanismo rappresenti un'importante leva di flessibilità, il criterio di dimensionamento del moltiplicatore lascia tuttavia prevedere poche prospettive di risparmio per gli operatori termoelettrici. Ulteriori previsioni del DCO riguardano la soluzione di problematiche tecniche sollevate dal nuovo meccanismo, quale quello di come trattare i casi in cui un operatore non prenoti nessuna capacità su base annuale (l'idea è prevedere l'obbligo di una prenotazione annuale in ogni caso per evitare la discatura) e quello di come applicare il corrispettivo di misura (la proposta è di applicarlo *ex-post* in base all'utilizzo effettivo massimo di capacità).

FIGURA 1. TARIFFE DI CAPACITÀ IN ENTRATA
(€/anno/mc/giorno)



Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 2. TARIFFE DI CAPACITÀ IN USCITA
(€/anno/mc/giorno)



Fonte: elaborazioni REF-E

UN TRANSITORIO MOLTO INNOVATIVO

CAMBIA LA STRUTTURA

Le ulteriori previsioni per i prossimi due anni, che potrebbero avere un impatto immediato, sono quelle che riguardano la ripartizione dei costi. La prima proposta di portata innovativa è quella di superare il criterio della ripartizione a metà dei costi complessivi tra i punti di *entry* e quelli di *exit*, in favore di una maggiore allocazione sui punti di *exit* (60 contro 40). L'idea è quella di spostare parte dei costi di rete a valle del PSV per ridurre lo *spread* tra PSV e TTF, favorendo la competitività dei mercati all'ingrosso. Una competitività che tuttavia poco gioverebbe ai clienti finali, inclusi quelli di dimensioni maggiori come i termoelettrici, che dovrebbero, come è naturale, pagare comunque tutti i costi sia di *entry* sia di *exit*. Potrebbero invece esserci effetti redistributivi, e stavolta potrebbero andare nella direzione di ridurre le differenze tra punti di *entry* localizzati in zone diverse del paese, andando incontro alle richieste degli importatori da Sud avallate dal TAR, anche se molto dipende dai flussi utilizzati per il calcolo delle tariffe. Un aumento dei costi a valle del PSV d'altra parte si trasferirebbe invece sui prezzi dell'energia elettrica, aumentando la parte di *spark spread* spiegata dai costi di rete e che non remunera il produttore termoelettrico. Questa previsione non è peraltro ispirata dal Codice di Rete, che invece immagina proprio il criterio dell'equa ripartizione tra punti di *entry* e di *exit* come guida per l'armonizzazione. In prospettiva, quando e se l'Italia diverrà un paese di transito per flussi alternativi a quelli russi

provenienti dal Sud e diretti verso il Nord Europa, caricare maggiori costi sugli *exit* implica caricare maggiormente le esportazioni rispetto alle importazioni.

ANTICIPAZIONI PER IL V PERIODO

Alla fine del transitorio questa previsione potrebbe essere integrata con altre due proposte che sono invece ispirate dal Codice. La prima riguarda la rete regionale, i cui costi dovrebbero rientrare nel complessivo costo da ripartire su *entry/exit* invece che solo in *exit* come accade oggi. L'Autorità tuttavia paventa anche la possibilità che almeno parte della rete regionale sia ricondotta nell'ambito della distribuzione, soprattutto quella degli operatori minori. Con più di 24,000 km, la rete regionale rappresenta oggi la sezione più estesa (il 70%) della rete di trasporto nazionale. La sua proprietà è per la parte maggiore (più del 90%) in mano a Snam Rete Gas, mentre il secondo operatore è SGI, due soggetti non integrati con la distribuzione. Anche alla luce dei sempre più rilevanti ritardi nella realizzazione della riforma delle concessioni per la distribuzione, il trasferimento proposto non sembra possibile nell'immediato e comunque prevedibilmente si limiterebbe a porzioni minori della rete non in grado di influenzare significativamente i costi. Il trasferimento di parte dei costi della rete regionale sui punti di *entry* potrebbe avere invece un impatto importante. Anche in questo caso, sarà tuttavia necessario vedere come verranno ripartiti i maggiori costi in base alla simulazione dei flussi del giorno di punta.

Un seconda proposta ispirata al Codice di Rete è quella che prevede la possibilità di ulteriori sconti per le tariffe in *entry* dai punti di stoccaggio e dai terminali di rigassificazione del GNL. Oggi le tariffe di *entry* dai terminali sono già più basse di quelle dei punti di interconnessione con le *pipeline*. Uno sconto in questo caso andrebbe a incentivare le importazioni via GNL rispetto a quelle via *pipelines*, contribuendo a ridurre il problema per l'Italia di tariffe di rigassificazione più alte della media europea e che scoraggia l'utilizzo dei terminali anche quando i prezzi della materia prima si avvicinano. Un problema noto all'Autorità che ha infatti proposto l'allocazione della capacità dei terminali tramite meccanismi di asta (DCO 714/2016).

INCENTIVI E TEMPISTICHE

Ulteriori modifiche nel transitorio:

- il superamento della remunerazione del *lag regolatorio* attraverso una maggiorazione del WACC dell'1%, in favore della riduzione a un anno di tale *lag*, come già attuato per altri settori
- iniziare un percorso di superamento degli incentivi agli investimenti a pioggia e basato sulla maggiorazione del WACC, come per altri settori. La maggiorazione del WACC è stata infatti superata per la distribuzione sia elettrica sia gas, mentre è stata mantenuta per la trasmissione elettrica, ma limitatamente a una lista di investimenti selezionati e vagliati dall'Autorità e che dovrebbe essere pubblicata a breve. Nel caso del trasporto la maggiorazione viene ridotta all'1% e garantita solamente per quei progetti che dimostrino una *cost-benefit* positiva, e che siano già inclusi nei piani di sviluppo della rete. Questa ultima previsione lascerebbe supporre che sia in ogni caso possibile ammettere investimenti solo in relazione ai progetti inclusi nei piani già pubblicati, con l'esclusione quindi dei progetti presentati in futuro (ma che ragionevolmente farebbero fatica a essere realizzati nei prossimi due anni)
- viene modificato il volume di riferimento per il calcolo del corrispettivo variabile, utilizzando invece del valore dell'ultimo anno solare quello degli ultimi 12 mesi disponibili al momento del computo. Ciò consentirebbe di tenere in considerazione i *trend* più recenti come sembra saggio data la volatilità mostrata di recente dai consumi di gas
- vengono anticipate le scadenze per l'invio all'Autorità delle informazioni e dei calcoli da parte delle imprese di trasporto. Questo per venire incontro al Codice di Rete che prevede il coinvolgimento nella fase di consultazione sia di ACER sia delle Autorità di regolazione dei paesi limitrofi. L'invio delle tariffe da parte di Snam all'Autorità viene quindi anticipato solo di un qualche giorno per il prossimo anno, ma di diversi mesi, con invio a metà maggio, a partire dal 2018 (ossia per le tariffe del 2019).

PRIME VALUTAZIONI SU REVISIONE DEL WACC 2019

L'aggiornamento del WACC, come previsto, è rimandato al 2019 quando verrà effettuata la revisione infra periodo dei parametri comuni a tutti i settori. Al momento le tendenze che si possono individuare non consentono di prevedere una direzione univoca per il WACC.

Il R_f nominale, basato sui rendimenti dei Titoli di Stato di un *basket* di paesi europei, si è generalmente abbassato rispetto al periodo utilizzato per il calcolo dei valori Attuali (ottobre 2014 - settembre 2015), e nell'aggiornamento potrebbe essere escluso il Belgio che è stato declassato nei *rating* (ma solo dall'agenzia Fitch). Tuttavia, nel calcolo del WACC attuale è già attivo il *floor* al *risk free* reale dello 0.5%, ulteriori ribassi non hanno quindi effetto.

È invece aumentato il parametro che misura il rischio Italia (CPR), e se l'aggiornamento venisse effettuato oggi si supererebbe la soglia di tolleranza del 20%; il CPR salirebbe quindi da 1% a 1.27%, con un aumento di circa 0.3% del WACC.

Ci sono tuttavia anche spinte al ribasso che potrebbero compensare queste spinte al rialzo. In particolare, l'annunciato innalzamento del livello del *gearing*, oggi a 0.44, potrebbe compensare questo aumento.

Anche la riduzione della pressione fiscale (la legge di Stabilità 2016 ha portato l'aliquota IRES nominale al 24%), potrebbe abbassare l'aliquota T , con effetto depressivo per il WACC; a parziale compensazione potrebbe però essere abbassato anche lo scudo fiscale tc . Le logiche di aggiornamento di questi parametri non sono tuttavia del tutto riproducibili.

A oggi lo scenario più probabile sembra quello di conferma del WACC a livello attuale anche per il prossimo aggiornamento del 2019, anche se i valori dei sottostanti che verranno usati sono quelli che vanno da ottobre 2017 a settembre 2018.

LA SARDEGNA: UNA NUOVA RETE

Anche il DCO, come molti in questo periodo, prende in considerazione la possibilità concreta che parta infine la metanizzazione della Sardegna. Sebbene difficilmente i progetti, a oggi ancora in fase pre-FID, siano realizzabili nei prossimi due anni, l'Autorità inizia a ragionare sui principi che potrebbero regolare un eventuale tratto di rete nazionale del gas isolato (unico caso finora) dal resto del sistema. Le indicazioni non sono comunque molte. Viene confermato che il calcolo di eventuali tariffe di una rete isolata non può essere attuato con i normali parametri usati per la rete esistente, che si basano (anche) sulla distanza tra tutti i punti di *entry* e quelli di *exit* del sistema. Le tariffe della rete isolata dovranno, quindi, rispecchiare i costi sottostanti e non sono ipotizzate socializzazioni dei costi sull'intero sistema. Non sono però escluse eventuali forme di perequazione che consentano di allineare le tariffe del tratto isolato a quelle del resto del sistema. La differenza tra i due casi dovrebbe riguardare sostanzialmente il metodo di copertura dei costi: in caso di socializzazione i costi vengono spalmati sulle tariffe in capacità *entry* e *exit* degli altri punti; in caso invece di perequazione i costi vengono recuperati con una componente variabile (una CV o esistente o nuova, come già avviene per i costi non coperti di rigassificazione e stoccaggio). Poco cambia invece per l'investitore, per il quale rilevano invece più le norme sugli incentivi agli investimenti, di cui si è già detto, e che potrebbero comunque essere sostanzialmente modificate, con un passaggio definitivo a modalità *output based*, dal 2020.

ENERGIE RINNOVABILI ED EFFICIENZA

TEE: LA RIFORMA DEL CONTRIBUTO TARIFFARIO PUNTA SULLA RESPONSABILIZZAZIONE DEI SOGGETTI OBBLIGATI

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 435/2017/R/efr](#)
- [DCO 312/2017/R/efr](#)
- [Delibera 292/2017/E/efr](#)
- [Delibera 172/2017/E/efr](#)
- [Delibera EEN 9/11](#)
- [DM 11 gennaio 2017](#)

I rialzi dei costi dell'incentivazione all'efficienza energetica si sono tradotti in un rafforzamento dei meccanismi che dovrebbero incentivare la domanda ad acquistare efficientemente. L'incentivo risiede nel non contemplare la copertura a piè di lista dei costi di acquisto per i soggetti obbligati, mentre i recenti interventi, oltre ad aver raddoppiato il massimo premio/penalità, puntano sulla riduzione artificiosa del parametro di riferimento che i soggetti obbligati sono chiamati a "battere", fissato su una media dei prezzi degli anni passati. Ma la struttura della domanda e dell'offerta per il mercato dei TEE si è radicalmente modificata negli ultimi anni, per via degli interventi normativi eccezionali, e continuerà a modificarsi in futuro, per via dell'andamento crescente degli obblighi e della continua revisione delle modalità di rilascio dei TEE. Il rischio (che è quasi una certezza nel momento storico attuale) è che il potere incentivante del meccanismo rimanga molto basso e che questo si trasformi nella presenza di un contributo netto in capo ai soggetti obbligati.

PREZZI ALTI E NOVITA' REGOLATORIE

L'anno d'obbligo 2016 appena concluso sarà probabilmente ricordato come l'anno dell'esplosione dei prezzi dei certificati bianchi. Fin dall'inizio dell'anno solare infatti questi si sono tenuti al di sopra dei 100 €/TEE, prezzo attorno al quale si sono assestati storicamente, ma da novembre il trend rialzista si è fatto più intenso, toccando punte di 270 €/TEE, impattando notevolmente sui costi dell'incentivazione all'efficienza energetica per i clienti finali. Questo andamento è stato oggetto di un'indagine conoscitiva da parte dell'Autorità, che ha escluso che il rialzo dei prezzi sia dovuto a comportamenti speculativi sul mercato, individuando come principali cause le innovazioni normative e attuative e le inefficienze del meccanismo attuale (*Newsletter 208*) (**Figura 1**).

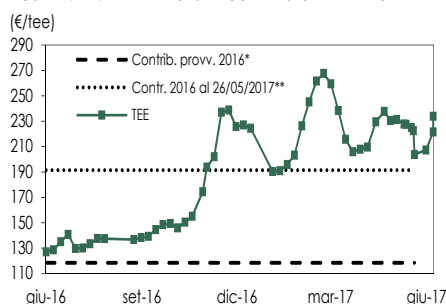
La pubblicazione del decreto interministeriale, da tempo attesa e che regola il funzionamento del meccanismo da oggi fino al 2020, (decreto interministeriale 11 gennaio 2017), ha infatti modificato le dinamiche di domanda e offerta e le attese degli operatori (*Newsletter 204-205*). La forte diminuzione dell'offerta dei TEE, dovuta alla rimodulazione delle regole di rilascio degli stessi, con l'abolizione dei coefficienti moltiplicatori, è senza dubbio l'elemento che maggiormente ha esercitato una pressione al rialzo sui prezzi, contestualmente all'aumento degli obblighi per i distributori di gas ed energia elettrica. Il decreto ha affidato all'Autorità il compito di ridefinire il meccanismo del contributo tariffario dovuto ai soggetti obbligati, prevedendo esplicitamente l'inserimento di un valore massimo di riconoscimento, di tenere conto anche dei certificati bianchi scambiati sui mercati bilaterali e di prevedere l'introduzione di una sessione intermedia per l'annullamento dei TEE.

Il processo di consultazione (DCO 312/2017) e la pubblicazione del provvedimento finale (Delibera 435/2017) hanno destato non poche preoccupazioni per i soggetti obbligati: i timori di rialzi eccessivi dei costi per i consumatori si sono infatti tradotti in un rafforzamento dei meccanismi (già presenti in passato) che dovrebbero incentivare la domanda ad acquistare efficientemente. L'incentivo risiede nel non contemplare la copertura a piè di lista dei costi di acquisto per i soggetti obbligati, lasciando così un rischio in capo al distributore, rischio che è stato incrementato con le nuove regole. L'idea sottostante sembra essere che la domanda sia in grado di influenzare il prezzo, e che questa, a fronte di sufficienti incentivi, avrebbe potuto in qualche modo arginare i rialzi osservati di recente. In realtà, la possibilità di influenzare il prezzo per i soggetti obbligati, che hanno per costruzione una domanda rigida rispetto al prezzo e che si confrontano invece con un'offerta elastica, è, sia in teoria sia in pratica, molto limitata, e d'altro canto l'Autorità stessa non ha rilevato comportamenti abusivi alla base degli incrementi osservati. La possibilità che un'ulteriore responsabilizzazione dei soggetti obbligati possa influenzare significativamente il prezzo, rimane quindi da dimostrare. Inoltre, il rafforzamento dell'incentivo, oltre ad aver raddoppiato il massimo premio/penalità, punta sulla riduzione artificiosa del parametro di riferimento che i soggetti obbligati sono chiamati a "battere", fissato su una media dei prezzi degli anni passati. Ma la struttura della domanda e dell'offerta per il mercato dei TEE si è radicalmente

ARTICOLI CORRELATI

- [Prezzi TEE: verso un nuovo equilibrio guidato dai cambiamenti normativi](#) (*Newsletter 182*)
- [Meccanismo TEE: nuove regole e mercato esplosivo](#) (*Newsletter 204-205*)

FIGURA 1. TEE: PREZZI DI BORSA E CONTRIBUTO TARIFFARIO



* AEEGSI, DMEG/EF/11/2016

** Calcolo REF-E su dati GME

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, AEEGSI

TAG

energy efficiency, public policy

modificata negli ultimi anni, per via degli interventi normativi eccezionali, e continuerà a modificarsi in futuro, per via dell'andamento crescente degli obblighi e della continua revisione delle modalità di rilascio dei TEE. Il rischio (che è quasi una certezza nel momento storico attuale) è che il potere incentivante del meccanismo rimanga molto basso e che questo si trasformi nella presenza di un contributo netto in capo ai soggetti obbligati.

IL MECCANISMO PRE-RIFORMA

Le regole per la definizione del contributo tariffario, ossia del rimborso a cui i soggetti obbligati hanno diritto a fronte dell'acquisto di TEE sul mercato, prevedono che all'inizio di ogni anno d'obbligo (ossia del periodo in cui i distributori devono comprare i TEE da annullare in un anno e che va da giugno a maggio) si definisca un contributo provvisorio per dare una prima indicazione agli operatori su quale sarà il contributo riconosciuto alla fine del periodo. Il valore provvisorio veniva inizialmente definito partendo dal contributo definitivo dell'anno precedente, corretto per la variazione percentuale della spesa media dei clienti domestici, ovvero l'inflazione. Il contributo definitivo era poi calcolato sulla base dei prezzi medi di mercato dell'anno. Il meccanismo incentivante risiedeva nella presenza di una franchigia (parametro k) sul contributo definitivo che si attivava in caso di discrepanze rilevanti (nello specifico pari a 13.3 €/TEE) tra il contributo provvisorio e il prezzo medio dell'anno. In altre parole, se i prezzi medi risultavano diversi da quelli dell'anno precedente il contributo poteva variare di ± 2 €/TEE rispetto ai prezzi medi, con un rischio per i soggetti obbligati di ricevere un rimborso diverso dal loro costo di acquisto, anche nel caso in cui avessero acquistato esattamente ai prezzi medi di mercato.

LA RIFORMA DEL CONTRIBUTO TARIFFARIO

Come detto, la riforma impone innanzitutto una revisione del meccanismo di calcolo del contributo provvisorio e della franchigia in modo da aumentare il rischio sui soggetti obbligati.

In primo luogo, per il calcolo del contributo provvisorio viene utilizzato non più il valore di mercato dell'anno precedente ma, a regime, quello dei due (tre nel DCO) anni precedenti, mentre, solo per il contributo provvisorio 2017, una media pesata dei due anni, con un maggiore peso per il 2016. In questo modo, gli andamenti più recenti del prezzo non vengono riflessi nel contributo provvisorio e, questa regola di per sé aumenta già per definizione il rischio che contributo provvisorio e prezzo di mercato si discostino, soprattutto in presenza di *trend* di prezzo rilevanti.

In secondo luogo, viene rivista la formula della franchigia. Perché si attivi, è necessario uno scostamento maggiore (da 13 a 19 €/TEE), tuttavia il livello della franchigia viene aumentato a regime a 4 €/TEE, provvisoriamente mantenuto a 2 €/TEE per il 2017. D'altro canto, dati i valori recenti di mercato, l'attivazione della franchigia per il prossimo anno è altamente probabile: il contributo provvisorio è infatti, in base alle nuove regole, 160 €/TEE (sarebbe stato 150 a regola definitiva), mentre il prezzo medio attuale è di circa 195 €/TEE. La soglia dei 19 euro verrà quindi, molto probabilmente, superata e la franchigia si attiverà il prossimo anno. Se il calcolo del contributo provvisorio non fosse cambiato, il valore sarebbe stato di circa 195 €/TEE, molto più allineato ai prezzi di mercato dell'ultimo periodo, e che avrebbe forse evitato l'attivazione della franchigia.

Una situazione che potrebbe ripresentarsi in futuro, data la scarsa rappresentatività dei prezzi degli anni passati delle possibili condizioni di mercato dei TEE, in un contesto in cui domanda e offerta possono subire annualmente variazioni anche rilevanti (revisione dell'obbligo, revisione delle modalità di rilascio dei TEE, ecc.)

UN PREZZO DI RIFERIMENTO PER OGNI SESSIONE

Per ridurre la volatilità tra sessioni, l'Autorità ha escluso dal calcolo del contributo definitivo le transazioni che avvengono a prezzi che variano più del 12% tra una sessione e l'altra. Il GME è stato chiamato (e si è già attivato per apportare le modifiche alla piattaforma) a pubblicare i valori massimi e minimi da guida per i soggetti obbligati. Le transazioni concluse a prezzi al di fuori della fascia consentita, saranno valide, ma non contabilizzate nel contributo definitivo. Questa norma cerca di limitare la volatilità del prezzo da una sessione all'altra, dissuadendo i soggetti obbligati ad acquistare a prezzi

al di fuori della fascia del 12%. Di per sé potrebbe avere poco impatto sui consumatori finali, che già pagano una media dei prezzi e non hanno conseguenze dalla volatilità. Inoltre se il prezzo mostra un *trend* questa regola non lo impedisce, ma può contribuire a renderlo più smussato nel tempo evitando picchi e valli della serie storica. Tuttavia, non ha particolari controindicazioni, anzi potrebbe rappresentare un'utile guida per i distributori, evitare di acquistare a prezzi artificialmente alti o bassi per brevi periodi.

ULTERIORI DISPOSIZIONI

Un'ulteriore modifica riguarda la possibilità di trasferire gli acquisti da un anno d'obbligo all'altro. Infatti è possibile spostare gli acquisti fino a un massimo del 40% a un anno successivo. Con le nuove regole i distributori riceveranno in ogni caso un rimborso pari al contributo definitivo dell'anno di emissione del TEE, invece che quello di acquisto (criterio di competenza invece che di cassa precedente). In questo caso, l'effetto è premiare strategie attendiste che portano a ridurre il costo di acquisto e penalizzare quelle che comportano un aumento. A fronte della difficoltà di previsione del prezzo dei TEE (non esistono indicatori o mercati derivati a cui rifarsi) è tuttavia possibile che questa norma abbia di fatto l'effetto di dissuadere i soggetti obbligati dallo sfruttare la bancabilità. Anche perché in un contesto in cui gli obblighi aumentano, è ragionevole attendersi nel tempo un rialzo anche dei prezzi, a meno di evoluzioni tecnologiche che rendano ulteriori risparmi di energia meno costosi di quelli effettuati in passato.

Infine, gli scambi sul mercato *over-the-counter*, vengono sì considerati, come richiesto dal decreto, ma solo in relazione ai volumi senza considerarne il prezzo e di fatto limitandone fortemente l'impatto nel calcolo del contributo.

Con la pubblicazione del provvedimento finale, il GME ha prontamente aggiornato le regole di funzionamento del mercato dei TEE e ha inserito sul suo portale la pubblicazione dei valori - massimo e minimo - il cui superamento darà luogo a transazioni non incluse nel calcolo del contributo tariffario. Questo non ha tuttavia evitato che l'ultima sessione presentasse un aumento del prezzo medio rispetto alla precedente.

MOBILITÀ ELETTRICA: STATO DELL'ARTE, SCENARI DI DIFFUSIONE, IMPATTI

Contributo di Simone Zagliani

La ricerca scientifica e la diffusione sempre maggiore stanno aumentando le prestazioni e riducendo i costi delle auto elettriche: la tecnologia al litio si è affermata nelle applicazioni automotive e la ricerca è concentrata su tecnologie ad alta energia specifica. L'abbattimento dei costi delle batterie, ancora elevati, richiede tuttavia economie di scala che difficilmente si potranno raggiungere in assenza di specifiche politiche di promozione. Gli scenari di consenso sulla diffusione della mobilità elettrica in Italia mostrano quindi visioni ancora divergenti, anche se il contributo alla riduzione delle emissioni di CO₂ e all'efficienza energetica rimane un punto di forza di questa tecnologia.

La mobilità elettrica è uno degli elementi cardine delle strategie di sviluppo energetico sul quale le istituzioni, i costruttori e le *utility* stanno attualmente focalizzando l'attenzione.

Con il termine “auto elettrica” (EV) si indicano sia le vetture ibride *plug-in* (PHEV, *Plug-in Hybrid Electric Vehicle*) sia i veicoli *full electric* (BEV, *Battery Electric Vehicle*).

L'inasprimento delle norme antinquinamento sulle emissioni di gas serra, conseguente alla necessità di arginare il peggioramento della qualità dell'aria nei centri urbani e di rispondere agli accordi sovranazionali in materia di contenimento dell'innalzamento della temperatura media globale, la forte dipendenza del settore dei trasporti dal petrolio, l'emergere di una coscienza ambientalista nei consumatori, sono tutti fattori che contribuiscono alla recente ascesa dei mercati dei veicoli elettrici.

Contemporaneamente, l'offerta di veicoli a batteria e ibridi *plug-in* si è ampliata, comprendendo sia vetture per il mercato di massa sia auto premium. Nei prossimi anni sono attesi nuovi modelli, sempre più competitivi e performanti, come frutto di ingenti investimenti di ricerca da parte dei principali attori del settore automotive.

L'attuale diffusione è ancora contenuta: al 2015, la quota di auto elettriche si è attestata allo 0.1% del parco auto mondiale. Tuttavia, la percentuale è in costante aumento. Le immatricolazioni a livello mondiale hanno visto un incremento del 70% nel 2015 rispetto all'anno precedente, arrivando a toccare la quota dello 0.6% sul totale di nuove registrazioni. La quota media europea è superiore, attestandosi all'1.2% del mercato auto.

I risultati ottenuti nei paesi in cui la quota di mercato dei veicoli elettrici raggiunge valori superiori all'1%, sono la conseguenza dell'avvio di politiche esplicitamente volte a sostenere la mobilità elettrica. I meccanismi introdotti non sono limitati esclusivamente a contributi al momento dell'acquisto, ma comprendono incentivi all'uso dei veicoli elettrici e sistemi di supporto all'installazione di infrastrutture di ricarica, siano esse pubbliche o private. Tali esperienze mostrano che un approccio efficace a promuovere la *e-mobility* richiede, quindi, interventi su più fronti, che siano in grado di porre una soluzione ai fattori che costituiscono ancora una barriera alla diffusione delle auto elettriche: costi di acquisto elevati, autonomia (in elettrico) limitata, lunghi tempi di ricarica, assenza di interoperabilità tra i punti di ricarica gestiti da differenti operatori.

BATTERIE: FAVORITA LA TECNOLOGIA AL LITIO NELLE APPLICAZIONI AUTOMOTIVE

Le batterie costituiscono il componente chiave delle vetture elettriche in termini di peso, costo e volume.

Gli accumulatori di trazione devono soddisfare differenti requisiti a seconda della tecnologia di auto elettrica: le batterie per PHEV hanno prestazioni in potenza, mentre quelle per BEV prevalentemente in energia, anche se devono essere in grado di erogare picchi di potenza.

La necessità di raggiungere opportune economie di scala ha determinato lo sviluppo e la diffusione di un tipo di accumulatori in particolare: le batterie agli ioni di litio, la

TAG

alternative fuels, climate and environment, CO₂, energy efficiency, transport

cui adozione è stata favorita anche dai progressi ottenuti mediante le applicazioni nel campo dei personal computer e della telefonia mobile.

Il termine batterie agli ioni di litio comprende molti sottogruppi, caratterizzati dalla stessa struttura di base, ma da differenti caratteristiche dei materiali di cui sono costituiti gli elettrodi e l'elettrolita.

In base allo stato dell'elettrolita, si individuano due strutture chimiche per gli accumulatori di trazione:

- litio ioni con elettrolita allo stato liquido
- polimeri di litio, con elettrolita allo stato solido.

Le celle con elettrolita liquido possono essere fabbricate in forma cilindrica, prismatica, a bottone mentre quelle con elettrolita polimerico sono piatte, e possono così adattarsi meglio allo spazio disponibile nel pianale della vettura, consentendo una maggiore libertà di progettazione (fattore di primaria importanza nelle vetture *plug-in*, in cui il *powertrain* elettrico affianca quello termico in uno spazio limitato). Inoltre, la batteria allo stato solido è più sicura riguardo a possibili fuoriuscite dell'elettrolita.

L'anodo è tipicamente costituito da grafite o da titanato di litio. In base al materiale di cui è fatto il catodo si distinguono: batterie litio nichel cobalto alluminio (NCA), litio-ossido manganese (LMO), nichel cobalto manganese (NCM), litio ferro fosfato (LFP). Per citare alcune applicazioni, si menzionano la Nissan Leaf equipaggiata con il tipo LMO e la Chevrolet Bolt con il tipo NCM.

La tecnologia delle batterie al litio si è affermata nell'ambito automotive per l'ampio intervallo di temperature di funzionamento ($-30 \div 60$ °C), per la lunga vita attesa, per l'assenza di effetto memoria, per le elevate efficienza energetica ed energia specifica, per la rapidità di carica, per il basso tasso di autoscarica e per i processi produttivi semplificati.

Di contro, oltre al costo di produzione ancora alto, le celle litio ioni presentano alcuni svantaggi. Le prestazioni e la durata sono fortemente dipendenti dalla temperatura ambiente, degradando a basse e alte temperature (il *range* ottimale va dai 25 ai 40 °C). Inoltre, possono verificarsi condizioni di pericolo in caso di sovraccarico termico e/o elettrico; è pertanto necessario prevedere un sistema di bilanciamento delle tensioni di cella, un sistema di raffreddamento/riscaldamento e un *Battery Management System* in grado di controllare le grandezze di cella e di accumulatore, e di intervenire nell'eventualità di situazioni rischiose.

EVOLUZIONE TECNOLOGICA

LA RICERCA È CONCENTRATA SU TECNOLOGIE AD ALTA ENERGIA SPECIFICA

La ricerca sugli accumulatori per autotrazione è indirizzata verso tecnologie con migliori caratteristiche in termini di energia specifica. Le strutture chimiche che hanno migliori *performance*, rispetto alle attuali batterie al litio ioni sono: le zinco-aria, le litio-zolfo e le litio-aria, caratterizzate da valori di energia specifica superiori ai 1,000 Wh/kg, contro i circa 200 Wh/kg delle batterie al litio ioni, attualmente in uso.

Tuttavia, questi valori promettenti devono essere verificati nelle condizioni operative a causa dei vincoli a livello di cella, di sistema e degli effetti della temperatura. Le nuove strutture chimiche sono ancora a uno stadio sperimentale, pertanto si rendono necessari ulteriori studi per valutarne la compatibilità con i requisiti di durata e sicurezza.

Oltre alla ricerca di chimiche innovative, sono all'attivo analisi su materiali ad alta densità di energia per formare il catodo e l'anodo delle batterie agli ioni di litio. Per l'anodo si stanno sperimentando stagno e silicio, mentre per il catodo fosfato di litio vanadio fluoruro (LiVPO_4F), che consente di raggiungere tensioni più elevate.

Già oggi sono disponibili sul mercato batterie al litio aggiornate a standard maggiori di capacità, pur mantenendo le stesse dimensioni delle versioni precedenti. Un esempio è la BMW i3 dotata di accumulatori da 33 kWh, montati nel medesimo alloggiamento di quelli a capacità inferiore (22 kWh).

COSTI ANCORA ELEVATI PER L'ABBATTIMENTO DELLE BATTERIE

Il costo del pacco batterie di trazione costituisce una ragguardevole frazione del prezzo del veicolo elettrico. Il sistema di accumulo non comprende solo le singole celle, ma anche i cavi di collegamento, il *Battery Management System*, i componenti di elettronica di potenza e i supporti.

Solitamente, i produttori di auto e di componentistica sono restii a fornire il dettaglio dei costi, tuttavia, in occasione della presentazione della Chevrolet Bolt la General Motors ha diffuso il prezzo al chilowattora delle 288 celle agli ioni di litio di cui sono costituiti gli accumulatori di trazione della vettura: 145 \$/kWh, circa 138 €/kWh al cambio attuale. A questo valore va aggiunta una percentuale nell'ordine del 20-50% per i costi di produzione dell'intero pacco. Il costo complessivo si attesta a circa il 30% del prezzo di listino della vettura.

Sebbene il costo degli accumulatori sia a oggi uno degli ostacoli principali alla produzione e alla vendita di vetture elettriche, esso ha conosciuto una forte diminuzione dal 2008 a oggi: l'andamento del prezzo al kWh delle batterie di trazione mostra una riduzione del 65% nel periodo considerato.

Le aziende costruttrici si aspettano di riuscire a ottenere ulteriori cali di prezzo nei prossimi anni, da raggiungersi mediante l'incremento dei volumi delle vetture elettriche, l'ottimizzazione dei processi di produzione e le economie di scala, la flessibilità degli impianti (in grado di fabbricare celle per BEV, per PHEV e per veicoli ibridi non *plug-in*), la maggiore competitività del mercato e il miglioramento delle prestazioni delle batterie al litio ioni.

Tesla conta di tagliare del 30% il costo del pacco batterie della Model S una volta che la fabbrica di batterie Gigafactory opererà a regime (2018), rispetto agli attuali 190 \$/kWh per il pacco completo. General Motors ha in programma di raggiungere il *target* di 100 \$/kWh (per le sole celle) nel 2022.

FIGURA 1. EMISSIONI DI CO₂ PER TECNOLOGIA IN ITALIA A CONFRONTO FIAT PUNTO E RENAULT ZOE (Gco2/km)

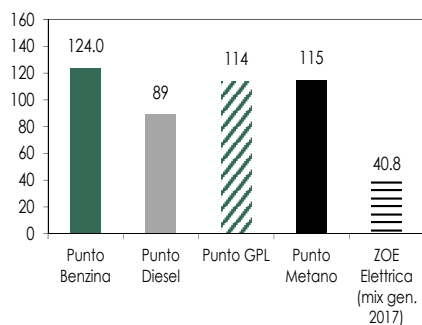
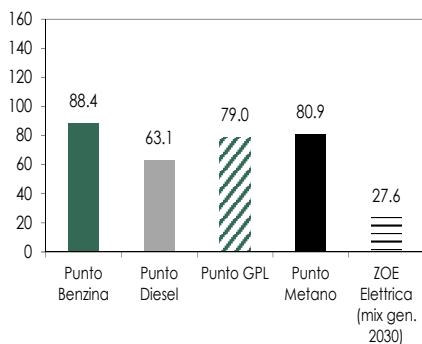


FIGURA 2. CONFRONTO EMISSIONI DI CO₂ PER TECNOLOGIA IN ITALIA AL 2030 - AUTO DI SEGMENTO B (gCO₂/km)



IL RUOLO DELL'AUTO ELETTRICA NELLA DECARBONIZZAZIONE DEI TRASPORTI

La progressiva elettrificazione dei sistemi propulsivi è la scelta verso la quale l'industria automobilistica si sta orientando per soddisfare i requisiti di emissioni di inquinanti e di gas serra imposti dalle Autorità. In particolare, i veicoli a batteria e quelli ibridi ricaricabili dalla rete elettrica rappresentano un cambiamento radicale rispetto ai *powertrain* tradizionali e offrono le maggiori opportunità di riduzione delle emissioni.

Si consideri una delle auto più diffuse in Italia, la Fiat Punto. L'auto non rappresenta lo stato dell'arte dei motori endotermici, ma è scelta in quanto offre quattro tipologie di alimentazioni: benzina, diesel, GPL, metano. Il confronto è stato effettuato prendendo in esame una vettura a batteria dello stesso segmento, la Renault ZOE. I risultati sono riportati in **Figura 1**.

I valori di emissione di anidride carbonica sono stati ricavati dai dati in esito alle prove effettuate mediante i cicli di omologazione attualmente in vigore, comunicati dalle case automobilistiche.

Per l'elettrica, il fattore di emissione è stato calcolato partendo dal *mix* di generazione attuale (2017), su dati di REF-E: 307 gCO₂/MWh. Al tubo di scarico, le emissioni di un veicolo *full-electric* sono infatti nulle.

Le differenze sono evidenti: le emissioni dell'elettrica, rispetto alla Punto alimentata a benzina, sono inferiori del 68% e del 55% rispetto alla Punto diesel.

Anche in prospettiva di un miglioramento dell'efficienza dei motori a combustione interna, a partire da oggi fino al 2030, il quadro non è destinato a cambiare (**Figura 2**).

Il fattore di emissione associato al sistema di generazione dell'energia elettrica al 2030 è stato calcolato considerando lo scenario di REF-E riguardante il *mix* di produzione: il valore ottenuto è pari a 238 gCO₂/kWh. Non è stato ipotizzato un miglioramento dell'efficienza del motore elettrico; il vantaggio in termini di emissioni dipende dal *mix* di generazione dell'energia elettrica.

È palese, che la mobilità elettrica non sia l'unica soluzione sondata per il conseguimento dei programmi di decarbonizzazione dei trasporti: biocarburanti e combustibili gassosi

sono altre tecnologie in grado di abbattere le emissioni di CO₂, anche se, come osservato, non a un livello tale da competere con la tecnologia *full-electric*.

Tuttavia, l'impiego di veicoli elettrici porterebbe anche a un migliore utilizzo delle capacità della rete e della generazione disponibile, se abbinato a dispositivi che in grado di realizzare la ricarica intelligente.

SCENARI

LO SVILUPPO DELLA MOBILITÀ ELETTRICA È SUBORDINATO ALL'ANDAMENTO DEI COSTI E ALLE POLITICHE DI SOSTEGNO

Gli scenari di sviluppo della quota di mercato e dello *stock* di vetture elettriche sono caratterizzati da un elevato grado di incertezza, legata alle politiche che i governi nazionali e sovranazionali intendano adottare, all'andamento dei costi di acquisto e della domanda dei consumatori.

SCENARI NAZIONALI

Gli obiettivi di sviluppo della mobilità elettrica sono uno dei pilastri per i target di decarbonizzazione in Europa, e pertanto sono sostenuti da meccanismi incentivanti.

Alcuni paesi hanno avviato programmi per favorire la mobilità elettrica, definendo importanti obiettivi per il periodo 2020-2025.

Gli Stati nordeuropei sono all'avanguardia: i governi di Danimarca, Svezia e

Norvegia si sono prefissati di raggiungere la completa decarbonizzazione entro il 2050. La Finlandia intende tagliare l'80% delle emissioni di gas serra rispetto ai valori del 1990, mentre l'Islanda ha definito una riduzione nell'ordine del 50-70%. Il supporto all'elettrificazione dei trasporti è considerato fondamentale nel progetto di azzeramento (o diminuzione) delle emissioni di GHG, e si è concretizzato mediante l'introduzione di provvedimenti incentivanti.

In **Tabella 1** sono riassunti gli obiettivi fissati dai singoli Paesi in termini di parco circolante di auto elettriche al 2020.

La Norvegia ha già superato il traguardo dei 50,000 veicoli elettrici su strada al 2015.

TABELLA 1. TARGET AL 2020 PER IL PARCO CIRCOLANTE DI EV IN UN CAMPIONE DI PAESI EUROPEI

Paese	Stock di EV al 2015 (in migliaia)	Target di EV circolanti al 2020 (in milioni)	Quota di mercato di EV tra il 2016 e il 2020 (%)	Quota di EV sul totale parco auto al 2020 (%)
Austria	5.3	0.2	13%	4%
Danimarca	8.1	0.2	23%	9%
Francia	54.3	2.0	20%	6%
Germania	49.2	1.0	6%	2%
Irlanda	2.0	0.1	8%	3%
Paesi Bassi	87.5	0.3	10%	4%
Portogallo	2.0	0.2	22%	5%
Spagna	6.0	0.2	3%	1%
Regno Unito	49.7	1.6	14%	5%

Fonte: Global EV Outlook 2016, IEA

SCENARI PER L'ITALIA

GLI SCENARI DI CONSENSO SULLA DIFFUSIONE DELLA MOBILITÀ ELETTRICA IN ITALIA MOSTRANO VISIONI DIVERGENTI

Le stime dell'evoluzione del mercato di auto elettriche per l'Italia, che caratterizzano lo scenario REF-E 2016, seguono l'andamento determinato dalle politiche in merito alla mobilità sostenibile in vigore a livello comunitario al dicembre 2014¹. In **Tabella 2**

sono riassunti i dati sul quantitativo di EV presenti sul territorio italiano nel periodo compreso tra il 2020 e il 2050, secondo le proiezioni dello scenario REF-E 2016.

Enel nel 2013 ha stimato una penetrazione di auto elettriche sul totale immatricolato in Italia compresa tra il 5-6% e il 30%, al 2020. Il parco circolante potenziale va da 850,000 a 3,800,000 esemplari.

La CIVES, Commissione Italiana Veicoli Elettrici Stradali a Batteria, Ibridi e a Celle Combustibili, ha elaborato il proprio scenario di diffusione della mobilità elettrica sulla base del vincolo comunitario di una media di 95 g/km di anidride carbonica per i modelli venduti nel 2021.

¹ A European Strategy for Low-Emission Mobility.

TABELLA 2. STOCK DI EV IN ITALIA, PER ANNO E TECNOLOGIA

TIPO	2020	2030	2040	2050
PHEV	307 216	1 250 994	2 595 759	3 211 513
BEV	35 518	284 748	1 118 290	1 922 868
TOTALE EV	342 733	1 535 742	3 714 049	5 134 382

Fonte: National Technical University of Athens

In accordo a questo scenario, il parco circolante di EV al 2020 in Italia sarà di 426.000 esemplari, equamente suddiviso tra vetture a batteria e vetture plug-in.

In accordo con questo scenario, il parco circolante di EV al 2020 in Italia sarà di 426,000 esemplari, equamente suddiviso tra vetture a batteria e vetture *plug-in*. RSE individua uno *stock* di auto elettriche in Italia pari a 10 milioni di esemplari al 2030².

Uno studio del Politecnico condotto sulla mobilità elettrica illustra le stime che si articolano su due scenari possibili, entrambi aventi come orizzonte temporale il 2020: uno scenario detto “EV *pull*”, fondato sull’ipotesi che l’affermazione della *e-mobility* passi attraverso le vendite attese nel mercato italiano di vetture elettriche sulla base delle previsioni degli operatori di settore; uno scenario “PNIRE *push*”, nel quale si impone che i volumi del mercato siano dettati dall’infrastruttura di ricarica, tenendo in considerazione la stima del numero di colonnine di ricarica installate in base al PNIRE³.

Secondo il primo scenario, i veicoli elettrici che verranno introdotti sulle strade italiane tra il gennaio 2017 e il dicembre 2020 saranno 70,000, con una quota di mercato in crescita dallo 0.3% del 2017 al 2% del 2020.

Il programma PNIRE mette a disposizione 33.5 milioni di euro entro il 2020, sufficienti per l’installazione di 4,500-13,000 punti di ricarica pubblici *normal power* e 2,000-6,000 paline *high power* accessibili al pubblico. Lo scenario “PNIRE *push*” individua 130,000 vetture elettriche circolanti al 2020, l’85% in più rispetto alla simulazione “EV *pull*”.

CONSIDERAZIONI SULLA MOBILITÀ ELETTRICA E SUGLI SCENARI PER L’ITALIA

Nonostante le dimostrate potenzialità dell’auto elettrica nella riduzione delle emissioni di GHG, in Italia l’assenza di una vera politica di supporto alla mobilità elettrica ne limita lo sviluppo

Le potenzialità associate alla diffusione mobilità elettrica sono chiare. In una prospettiva in cui si individuano maggiori necessità di spostamento di merci e persone e un incremento del tasso di urbanizzazione, lo sviluppo di un trasporto a basse emissioni di gas serra e di inquinanti è di vitale importanza per il miglioramento della qualità dell’aria e per il raggiungimento degli obiettivi di contenimento del surriscaldamento globale.

L’affermazione della mobilità elettrica coinvolge pertanto le autorità politiche, le Case automobilistiche e gli *stakeholders* del settore energetico, oltre che i consumatori. Tuttavia, ciò che manca a oggi è una decisa politica di supporto alla domanda, da ottenersi non solo mediante incentivi all’acquisto, necessari a colmare il divario di prezzo che ancora interessa la tecnologia elettrica, ma anche tramite incentivi all’utilizzo del veicolo elettrico e iniziative atte a informare gli acquirenti riguardo le potenzialità dell’auto elettrica. Nei paesi in cui queste misure sono state messe in campo, i risultati si sono verificati: emblematico è il caso della Norvegia, in cui la quota di mercato dei veicoli elettrici è stata superiore al 30% nel 2016. Di altrettanto interesse è la situazione dei Paesi Bassi, in cui la riforma del sistema di incentivi ha determinato un rapido crollo delle immatricolazioni di EV. Questo suggerisce che la richiesta di veicoli elettrici sia attualmente subordinata a politiche di supporto.

Lo scenario più verosimile stima la diffusione in Italia di 3 milioni di veicoli elettrici al 2030, equamente suddivisi tra BEV e PHEV, cui è associabile un carico elettrico annuo di circa 5 TWh, pari all’1.5% della domanda totale prevista sul Mercato del Giorno Prima (MGP) al 2030 (325.6 TWh). La componente aggiuntiva di carico elettrico dovuto al livello di penetrazione stimato di auto elettriche rappresenta quindi una frazione minima della domanda prevista, pertanto non si rileva un impatto significativo né sul sistema di generazione, né sui prezzi dell’energia elettrica sul mercato all’ingrosso.

Di contro, il ruolo dell’auto elettrica risulta rilevante nella riduzione dei consumi di energia primaria.

Nella SEN 2017, di recente pubblicazione, vengono declinati gli obiettivi europei di efficienza energetica per settore, al 2030. A livello comunitario, la riduzione dei consumi dovrà attestarsi al 30%, rispetto ai valori del 2007. Inoltre, per quanto concerne l’*Effort*

² “E... muoviti! Mobilità elettrica a sistema”, RSE (2014).

³ Previsioni sulla mobilità elettrica in “E-Mobility Report: le opportunità e i modelli di business per lo sviluppo della mobilità elettrica in Italia” a cura di Energy & Strategy Group della School of Management del Politecnico di Milano (2017).

Sharing Decision, all'Italia è stato attribuito un *target* di riduzione delle emissioni da settori non-ETS (residenziale, servizi e la parte prevalente del settore trasporti) del 33%, rispetto ai livelli del 2005.

Tali direttive implicano, nel contesto nazionale, una riduzione di consumi di energia finale da politiche attive quantificabili in 9 Mtep/anno, pari a circa 0.9 Mtep/anno da nuovi interventi nel periodo 2021 - 2030.

Si consideri un caso studio che prevede il calcolo del risparmio di energia primaria correlato alla diffusione di vetture a trazione esclusivamente elettrica per il trasporto privato di passeggeri. Per semplicità, i calcoli sono stati condotti ipotizzando di confrontare due tipologie di vetture appartenenti al segmento B (utilitarie) e aventi il livello attuale di tecnologia, seguendo la procedura indicata nella scheda tecnica 42E pubblicata dal GSE in Gazzetta Ufficiale nel 2013. Si evidenzia un risparmio lordo di 0,37 tep/anno per autovettura convenzionale sostituita con un'omologa *full-electric*. In base all'ipotesi che individua in 1,500,000 auto *full electric* al 2030, il risparmio lordo potenziale di energia primaria si attesta a 0.56 Mtep/anno.

Noti i vantaggi della mobilità elettrica, in assenza di un approccio integrato che coinvolga autorità, *utility*, case automobilistiche e acquirenti, l'andamento dettato degli scenari descritti finora sarà arduo da conseguire.

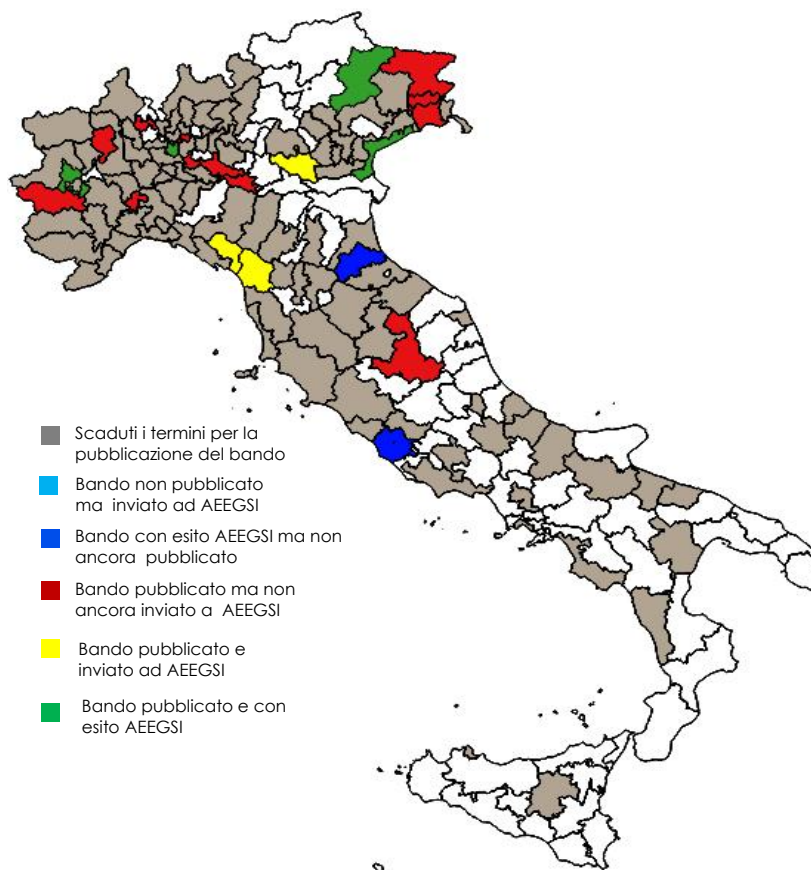
GARE GAS

MONITORAGGIO GARE GAS

A fine giugno è prevista la scadenza per la presentazione delle offerte sia per la gara di Torino 2 che per quella di Belluno. Per quanto riguarda Belluno ci si attende un rinvio in quanto a fine maggio la stazione appaltante ha pubblicato un avviso sul proprio sito nel quale preannunciava che a breve sarebbe stata emessa una versione revisionata della documentazione di gara e di conseguenza avrebbe provveduto ad una posticipazione dei termini di gara stessi.

In attesa quindi di novità lato presentazione offerte, si devono registrare nuovi rinvii. Verona 2 ha rimandato di un anno, quindi il nuovo termine per la presentazione delle domande di prequalifica è stata spostata al 30 giugno 2018. La stazione appaltante di Cremona 2 e 3 ha invece deliberato un rinvio di 6 mesi (nuovo termine: 29 dicembre 2017), anche se i termini restano ancora sospesi.

PUBBLICAZIONE BANDI GARE GAS: STATO DELL'ARTE



VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

INFORMAZIONI GENERALI						VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
ATEM	Analisi AEEGSI	Pubblicazione	Scadenza	Iter procedurale	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
UDINE 1	NO	23/12/2015	29/02/2016*	●	BASSA	●	●	●	●	●
UDINE 3	NO	10/02/2016	06/06/2016*	●	BASSA	●	●	●	●	●
MILANO 1	631/2015/R/gas	23/12/2015	16/01/2017	●	ALTA	●	●	●	●	●
TORINO 2	687/2016/R/gas	29/12/2015	28/06/2017	●	MEDIA	●	●	●	●	●
BELLUNO	455/2016/R/gas	27/12/2016	30/06/2017	●	BASSA	●	●	●	●	●
MONZA E BRIANZA I	NO	29/12/2015	31/07/2017*	●	ALTA	●	●	●	●	●
LODI 1	NO	30/12/2015	15/09/2017*	●	MEDIA	●	●	●	●	●
VARESE 2	NO	11/09/2015	30/09/2017*	●	MEDIA	●	●	●	●	●
LUCCA	in corso	30/12/2016	31/10/2017*	●	MEDIA	●	●	●	●	●
UDINE 2	NO	04/11/2015	30/11/2017	●	MEDIA	●	●	●	●	●
PERUGIA 2	NO	28/12/2015	29/12/2017*	●	BASSA	●	●	●	●	●
VERONA 2	in corso	30/12/2016	30/06/2018*	●	BASSA	●	●	●	●	●
VENEZIA 1	368/2016/R/gas	28/12/2015	Sospesa	●	MEDIA	●	●	●	●	●
MASSA-CARRARA	in corso	21/12/2015	Sospesa	●	MEDIA	●	●	●	●	●
ALESSANDRIA 2	NO	22/12/2015	Sospesa	●	MEDIA	●	●	●	●	●
TORINO 3	NO	22/12/2015	Sospesa	●	BASSA	●	●	●	●	●
CREMONA 2 E CREMONA 3	NO	24/12/2015	Sospesa	●	BASSA	●	●	●	●	●
BIELLA	NO	29/12/2015	Sospesa	●	BASSA	●	●	●	●	●
ROMA 1	650/2015/R/gas	NO	-	-	ALTA	●	●	●	●	●
FORLÌ-CESENA	517/2016/R/gas	NO	-	-	BASSA	●	●	●	●	●

Aggiornata al 23/06/2017

Iter procedurale: ● COMPLETO ● NON COMPLETO ● BLOCCATO

Grado potenziale concorrenzialità: ● ALTO ● MEDIO ● BASSO

*Termine per la presentazione dell'EOI

NOTA METODOLOGICA

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

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

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

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

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

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

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

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

DATI DI MERCATO

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

	2017*	2016*	Var. %
Domanda	102 140	102 255	-0.1%
Produzione netta	90 773	86 701	4.7%
- Termoelettrico	64 863	59 438	9.1%
- Rinnovabili**	25 910	27 263	-9.8%
Saldo estero	12 280	16 417	-25.2%

*Fino ad Aprile ** Idroelettrico, Geotermoelettrico, Eolico e Fotovoltaico

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

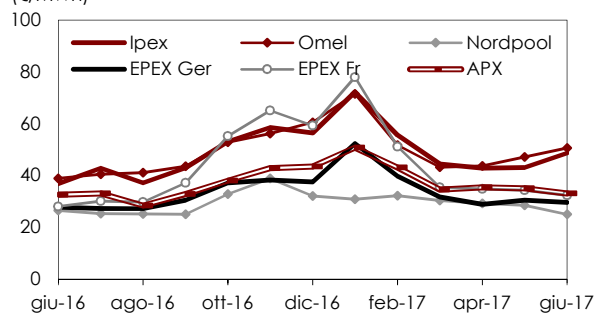
GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE
(Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2017	AS 2016	Var. %	AT 2016	AT 2015	Var. %
Industriale	6.0	5.7	5.2%	9.8	9.0	9.2%
Termoelettrico	10.1	8.6	17.0%	17.8	14.1	25.9%
Distribuzione	17.5	16.7	4.8%	27.3	26.8	1.7%
Altro	0.8	1.0	-23.4%	1.2	1.8	-32.7%
Totale	34.4	32.1	7.2%	56.1	51.8	8.4%

Valori cumulati al 31/05/2017

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

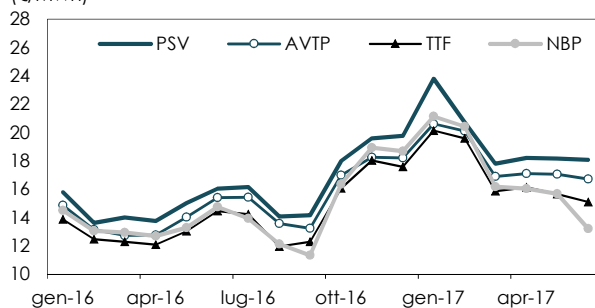
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 22/06/2017

Fonte: Borse Europee

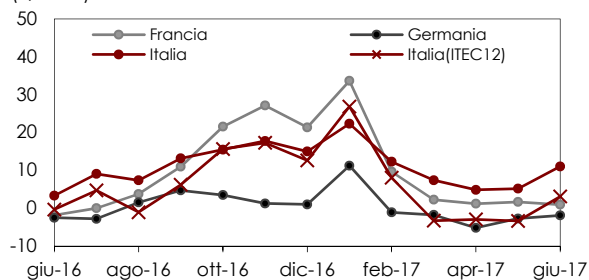
GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 22/06/2017

Fonte: elaborazione REF-E su dati Platts

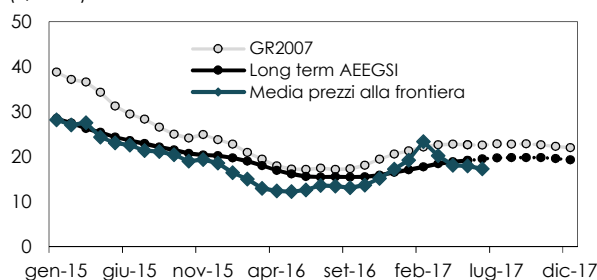
ENERGIA ELETTRICA: SPARK SPREAD IN EUROPA
(€/MWh)



Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili
Ultimo dato al 22/06/2017

Fonte: elaborazioni REF-E

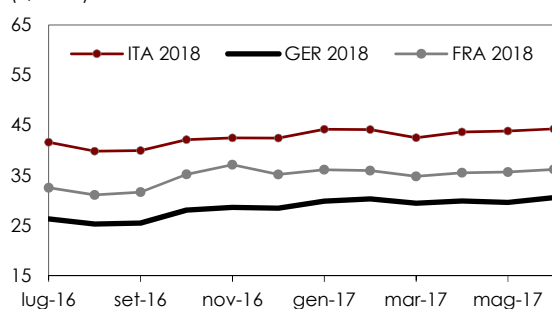
GAS NATURALE: PREZZI APPROVVIGIONAMENTO LONG-TERM
(€/MWh)



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

Fonte: elaborazioni REF-E su WGI, Platts, AEEGSI e forward al 15/06/2017

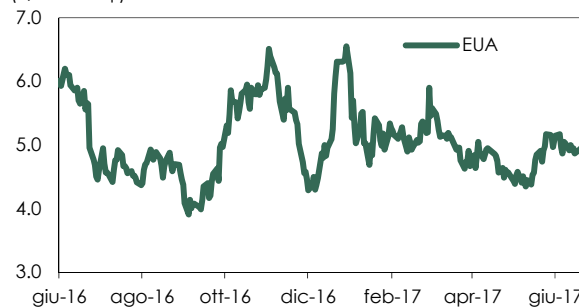
ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 22/06/2017

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2
(€/tCO2 eq.)

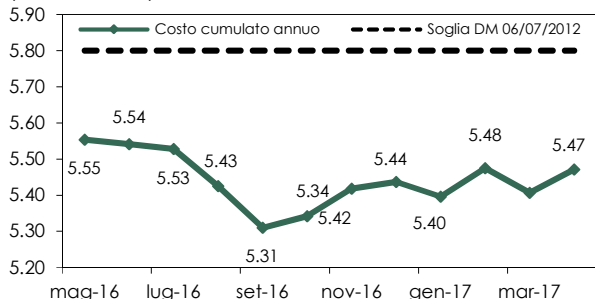


Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 23/05/2017

Fonte: Reuters su EEX

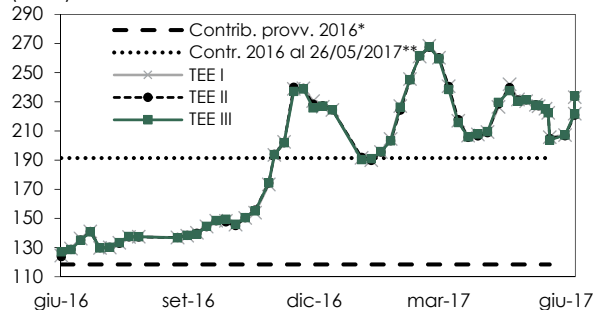
DATI SETTORI INCENTIVATI E REGOLATI

CONTATORE GSE RINOVABILI
(miliardi di euro)



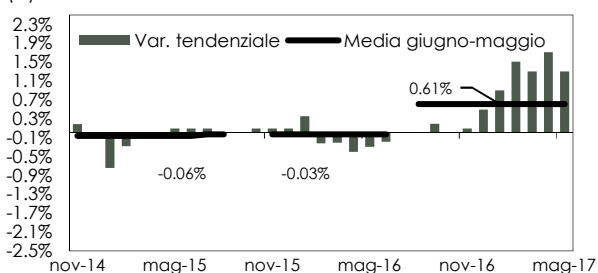
Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico. Ultimo dato al 30/04/2017

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



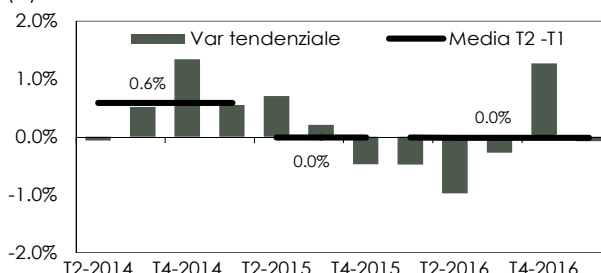
* AEEGSI, DMEG/EFRI/11/2016. ** REF-E, ultimo dato al 22/06/2017
Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, AEEGSI

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*
(%)



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

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*
(%)



*Deflatore investimenti fissi lordi. Ultimo dato T1-2017
Edizione dati Istat: giugno 2017
Fonte: Istat

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

Componente	III 2016	IV 2016	I 2017	II 2017
Energia, dispac. e commerc.	8.28	8.00	8.39	9.05
Costi infrastrutture	3.05	3.05	3.81	3.81
Oneri A UC MCT	4.84	4.92	3.94	3.77
Totale - tasse escluse	16.17	15.98	16.13	16.63

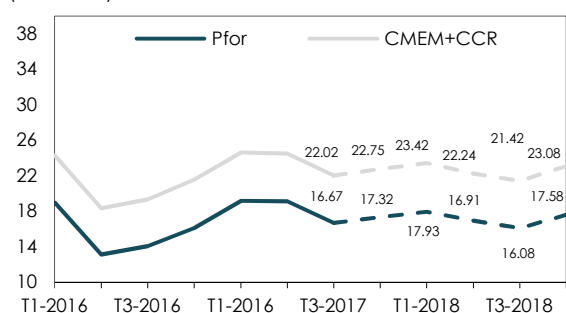
Consumi 2,700 kWh/a e potenza impegnata 3 kW
Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

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

Componente	III 2016	IV 2016	I 2017	II 2017
Energia, dispac. e commerc.	7.37	7.09	7.42	8.02
Costi infrastrutture	2.75	2.75	2.78	2.78
Oneri A UC MCT	8.23	8.31	7.66	7.28
Totale - tasse escluse	18.35	18.14	17.85	18.08

Consumi 25,000 kWh/a e potenza impegnata 15 kW
Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

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



PCS 38.52 MJ/mc, Previsioni (tratteggio) su forward al 23/06/2017
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Albasoluzioni, Platts, Autorità

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

Componente	III 2016	IV 2016	I 2017	II 2017
Approvvig. e vendita	27.16	28.71	31.08	30.11
Costi di trasporto	3.17	3.83	4.08	3.33
Costi di distribuzione	8.77	8.77	8.99	8.99
Oneri generali di sistema	3.50	2.32	2.32	2.32
Totale - tasse escluse	42.60	43.62	46.46	44.74

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

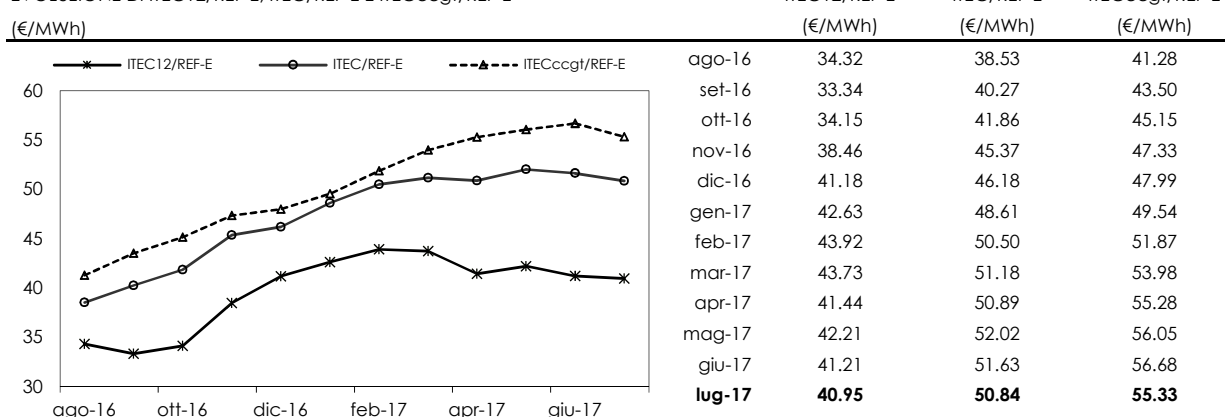
L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di giugno è pari a 41.21 €/MWh, in diminuzione del 2.4% sul dato di maggio (42.21 €/MWh). L'andamento al ribasso dell'indice è legato alla riduzione del TTF a maggio, sostenuto dall'aumento del tasso di cambio \$/€ registrato durante il mese di maggio.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di giugno si attesta a 51.63 €/MWh, in aumento dello 0.9% sul valore consuntivo di maggio (pari a 52.09 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di giugno si attesta a 56.68 €/MWh, un valore in crescita (+1.1%) sul consuntivo del mese precedente (56.05 €/MWh). Tali andamenti sono legati al rialzo del valore di mercato dei combustibili registrato negli ultimi mesi, al netto dell'aumento del tasso di cambio €/€ registrato durante il mese di maggio.

Il valore *forward* per il mese di luglio dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 22 giugno, è pari a 40.95 €/MWh, in diminuzione dello 0.6% rispetto al consuntivo di giugno. I valori *forward* per il mese di luglio di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 22 giugno, sono pari a 50.84 €/MWh e 55.42 €/MWh, il primo in diminuzione dell'1.5% mentre il secondo in aumento del 2.2% rispetto ai consuntivi di giugno.

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



Fonte: elaborazione REF-E

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di luglio sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Platts al 22/06/2017. Valori consuntivi calcolati da REF-E su dati Platts.

Cos'è ITEC12/REF-E

ITEC12/REF-E incorpora l'evoluzione nel *mix* produttivo del parco termoelettrico italiano e le mutate strategie di approvvigionamento e di indicizzazione della materia prima. Il nuovo indice, costruito utilizzando dati Platts e aggiornato mensilmente, è caratterizzato dalla semplicità della formula di indicizzazione e dalla inclusione di componenti di prezzo *spot* nella determinazione dei costi di approvvigionamento per gli impianti a ciclo combinato. La pubblicazione dell'indice è cominciata dal mese di luglio 2012.

Cos'è ITEC/REF-E

ITEC/REF-E è l'indice creato nel 2004 al fine di fornire al mercato un riferimento di costo di generazione semplice, liquido, trasparente e rappresentativo. ITEC/REF-E è utilizzato da numerosi operatori quale riferimento per i contratti di fornitura di energia elettrica, rappresentando un riferimento per il mercato.

REF-E si impegna a mantenere la formula di ITEC nella sua struttura attuale fino al 31 dicembre 2017.

ITEC/REF-E e ITEC12/REF-E: AGGIORNAMENTO DEI DATI

A partire da agosto 2017 verrà sostituito il provider dei dati per il calcolo degli indici ITEC e ITEC12.

REF-E continua a garantire la pubblicazione dei due indici nelle modalità consuete e a verificare la correttezza e affidabilità dei dati utilizzati.

Per ulteriori informazioni o commenti contattare:

Dr. Andrea Coletta - tel. 02 43441065 - 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.

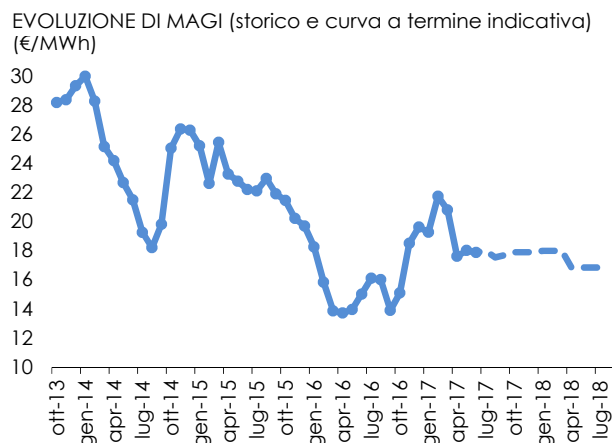
ANDAMENTO

L'indice gas MAGI consuntivo per giugno 2017 è pari a 17.89 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano rispettivamente a 17.88 €/MWh e 17.90 €/MWh.

La quotazione del prodotto con consegna a maggio 2017 è diminuita dello 0.8% rispetto a quella per le consegne di maggio 2017, ma in marcato rialzo rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (15.02 €/MWh). Sia il volume complessivo transato (8,845 MW) sia il numero di operazioni registrate (352) sono notevolmente superiori rispetto a quelli del prodotto con consegna nello stesso mese dell'anno scorso, con variazioni rispettivamente pari a 7% e 14%.

I primi scambi del prodotto con consegna a luglio 2017, relativi a un campione di 166 operazioni e un volume totale scambiato di 3,754 MW, indicano un prezzo di 18.04 €/MWh, un valore superiore a quello del prodotto con consegna a giugno. Al 23 giugno il valore del gas con consegna nel prossimo mese è di 18 €/MWh, +0.2% rispetto all'ultimo dato consuntivo.

Rispetto all'ultimo aggiornamento, le quotazioni per il gas in consegna nel III trimestre 2017 (17.75 €/MWh) hanno subito un calo rispetto alle aspettative degli ultimi mesi, così come le quotazioni per l'inverno 2017, che raggiungono i 17.9 €/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