



### Soci Sostenitori

A2A SpA, AET Azienda Elettrica Ticinese, Anigas, AXPO Italia SpA, Banca Imi SpA, CCSE Cassa Conguaglio Settore Elettrico, Confindustria, CVA Trading Srl, E.ON Italia SpA, Edison SpA, Erg SpA, Utilitalia, GdF Suez Energia Italia SpA, Hera Trading Srl, Innowatio SpA, Iren Mercato SpA, Repower Italia SpA, RWE Innogy Italia SpA, Sorgenia SpA, Telecom Italia SpA, Tenaris Dalmine, Terna SpA, Tirreno Power SpA

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

### Responsabile della Newsletter

Claudia Checchi

Tel. 02 43441044

e-mail: claudia.checchi@ref-e.com

## MERCATO ELETTRICO

- Partito il V periodo regolatorio per le reti elettriche

*In attesa di istruire meglio i nuovi meccanismi (totex e menu regolatori), la rimodulazione dei vecchi - in direzione di una maggiore responsabilizzazione delle imprese e di un maggiore controllo sulle spese - lascia comunque spazio a nuove forme incentivanti per gli investimenti più innovativi.*

**pag. 3**

- Riforma tariffaria: impatti contenuti per gli utenti con bassi consumi

*La riduzione dei costi di approvvigionamento previsti e del gettito necessario a coprire oneri di rete e di sistema ha contribuito a contenere gli effetti negativi della riforma delle tariffe domestiche sugli utenti con bassi livelli di consumo. Allo stesso tempo, per i clienti domestici con consumi elevati la spesa non cresce più in modo progressivo rispetto ai livelli di consumo, anche se mancano ancora alcuni importanti passaggi per raggiungere la piena aderenza ai costi.*

**pag. 8**

- Ulteriori 6 anni di import virtuale: una ricostruzione del meccanismo

*La stima del contributo richiesto dagli shipper per svolgere il servizio risulta in linea con il valore della capacità annuale in import (che approssima il valore atteso dello spread di prezzo) più un margine per il rischio che questo spread aumenti rispetto al suo valore atteso.*

**pag. 10**

## ENERGIE RINNOVABILI ED EFFICIENZA

- Obiettivi comunitari 2030: processo di governance o prima armonizzazione di politiche e strumenti

*L'implementazione di strumenti di supporto comunitari per rinnovabili ed efficienza eviterebbe alla Commissione Europea il delicato ruolo di regia delle politiche nazionali per il conseguimento degli obiettivi 2030, ma sembra ad oggi poco probabile.*

**pag. 14**

## GAS NATURALE

- Monitoraggio gare gas

*Il termine del 31 dicembre per l'applicazione delle sanzioni al primo e al secondo gruppo ha favorito la corsa di fine anno alla pubblicazione dei bandi di gara.*

**pag. 17**

## INDICATORI

- Dati di mercato

**pag. 19**

- Dati settori incentivati e regolati

**pag. 20**

#### Direttore responsabile

Claudia Checchi

#### Gruppo di lavoro

Giulia Ardito, Sergio Ascarì,  
Donatella Bobbio, Virginia  
Canazza, Giacomo Ciapponi, Mario  
Cirillo, Michele Dalena, Marco  
Franceschini, Tommaso Franci,  
Ana Georgieva, Giulia Mazzanti,  
Giorgio Perico, Beatrice Petrovich,  
Silvia Prati, Alan Ben Seralvo

#### Editore

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

#### Presidente

Pia Saraceno

#### Segreteria, Editing e grafici

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

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

*Non è, pertanto, consentito modificare, duplicare, distribuire, divulgare, vendere, trasmettere, riprodurre, pubblicare su qualsiasi mezzo, sotto qualsiasi forma o per qualsivoglia ragione, in tutto o in parte, i contenuti della pubblicazione senza l'autorizzazione scritta di REF-E. Agli abbonati è consentita la stampa di una copia della pubblicazione per uso esclusivamente personale e non commerciale senza, tuttavia, apportarne alcuna modifica.*

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

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

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

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

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

#### Periodici

- [Newsletter Osservatorio Energia](#) è il mensile di analisi delle trasformazioni del settore energetico in Italia e in Europa. Propone approfondimenti sull'evoluzione normativa, le trasformazioni societarie, le problematiche connesse alla creazione di mercati regolamentati, l'andamento delle tariffe e il livello dei prezzi sulle principali borse europee dell'energia elettrica e del gas. Fornisce le previsioni dell'andamento dei principali indicatori di mercato.
- [Previsivo Osservatorio Energia](#) è il quadrimestrale di previsione del mercato elettrico sviluppato sulla base del modello Elfo++, *leader* in Italia in questo settore, ideato da **REF-E** per i suoi clienti. Delinea l'evoluzione della domanda e dell'offerta, fornendo previsioni sui costi di produzione, prezzi concorrenziali (nazionali e zonali), possibili effetti delle strategie degli operatori, alla luce delle condizioni strutturali e della normativa.
- [Natural Gas Outlook](#) è il quadrimestrale di previsione del mercato del gas sulla base dei modelli previsivi **REF-E**. Delinea l'evoluzione della domanda e dell'offerta, fornendo previsioni sui prezzi delle principali formule di indicizzazione e sui prezzi al PSV, sull'utilizzo dello stoccaggio e delle altre infrastrutture, sull'evoluzione delle quote di mercato.

#### 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

- [Energia Verde 2015](#) - Rapporto sullo stato e le prospettive per la promozione dell'energia rinnovabile - Novembre 2015
- [Working paper](#) "Natural gas consumption in the household sector: the impact of energy efficiency and fuel switching" - n. 13 / Ottobre 2015
- [Working paper](#) "La filiera degli usi finali del GNL" - n. 12 / Luglio 2015

## MERCATO ELETTRICO

### PARTITO IL V PERIODO REGOLATORIO PER LE RETI ELETTRICHE

#### RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 646/2015/R/ee](#)
- [Delibera 653/2015/R/ee](#)
- [Delibera 654/2015/R/ee](#)
- [Delibera ARG/eit 87/10](#)

*Avviato un quadriennio “interlocutorio”: in attesa di istruire meglio i nuovi meccanismi proposti (quali totex e menu regolatori) sopravvivono i vecchi ma rivisti in modo da facilitare la transizione e consentire una regolazione più in linea con le nuove esigenze e condizioni di mercato. Tutti gli interventi vanno in direzione di una maggiore responsabilizzazione delle imprese e di un maggiore controllo sulle spese, con cambiamenti principali nel campo dell’incentivazione agli investimenti, dove non manca lo spazio per nuove forme destinate agli investimenti più innovativi.*

Dopo un anno di lavori, dieci documenti di consultazione (più due per il WACC) e con la pubblicazione di tre delibere e cinque Testi integrati<sup>1</sup>, da gennaio è partito il V periodo regolatorio per le reti elettriche. Nonostante la prima parte del periodo regolatorio - allungato a otto anni, ma suddiviso in due sotto periodi - sia per definizione un periodo “interlocutorio”, in cui la maggioranza delle riforme proposte (*Newsletter 190 e 192*) è stata rimandata al secondo quadriennio, non mancano le novità, anche rilevanti, in un percorso di progressivo adattamento della regolazione alle nuove esigenze e sfide del mercato. Senza pretesa di esaustività, data la mole di questioni e argomentazioni sollevate dall’Autorità in quest’anno di preparazione e dagli operatori che hanno partecipato alle consultazioni, si approfondiscono di seguito alcuni tra gli elementi più innovativi del nuovo periodo regolatorio.

#### ARTICOLI CORRELATI

- [Stabilità e promozione degli investimenti alla base della revisione della remunerazione per i servizi regolati](#) (*Newsletter 193-194*)
- [La garanzia dei ricavi e il rischio volume](#) (*Newsletter 192*)
- [Le nuove sfide della regolazione tariffaria](#) (*Newsletter 190*)
- [Una revisione globale del WACC: quali possibili effetti?](#) (*Newsletter 189*)
- [Quarto periodo regolatorio all'insegna della continuità, aspettando la distribuzione](#) (*Newsletter 171/172*)

### COSTI OPERATIVI

Il meccanismo del *price cap* è uno di quelli maggiormente imputati come “datati”. Pensato nel periodo delle liberalizzazioni e privatizzazioni - in cui l’esigenza principale era quella di recuperare efficienza e dare alle imprese regolate, e che operano in regime di monopolio, incentivi simili a quelli forniti dalla competizione - questo meccanismo è oggi considerato inadeguato rispetto alle esigenze più complesse di un mercato più maturo. Tuttavia, oltre a essere il meccanismo scelto dal legislatore, è anche quello che ha consentito un effettivo miglioramento dell’efficienza delle imprese e attorno al quale tutta la regolazione attuale è stata costruita, oltre a essersi dimostrato sufficientemente flessibile per essere adattato all’evoluzione del settore. Sebbene ormai il suo ruolo sia marginale, e sostanzialmente utilizzato solamente per gestire le ripartizioni tra utenti e imprese delle maggiori efficienze conseguite sui costi operativi e da tempo non sia più usato nell’aggiornamento dei costi di capitale, un suo superamento non è di facile attuazione. Viene quindi riproposto in maniera quasi del tutto invariata, con un *x-factor* che:

- per la distribuzione passa da 2.8% a 1.9%, con la differenza che il primo valore era applicato al servizio di distribuzione puro, il secondo include invece anche i costi di commercializzazione a cui non viene più data evidenza separata
- per la trasmissione scende da 3% a 1%.

I nuovi valori sono fissati in modo da riassorbire:

- le maggiori efficienze residue del terzo periodo, per le quali era previsto un percorso di otto anni
- le maggiori efficienze conseguite nel quarto periodo su un lasso di tempo accorciato a quattro anni.

L’effetto della riduzione del periodo di assorbimento è quello di una riduzione del surplus lasciato alle aziende, simile a quello che si sarebbe avuto con la proposta, non confermata, di passare a una ripartizione dei recuperi non simmetrica e spostata sul consumatore.

Non è stata ammessa la richiesta degli operatori di concedere la prevedibile maggiorazione dei costi operativi per gestire la normativa sul *de-branding*, né quella di includere costi tradizionalmente esclusi, quali quelli assicurativi. Troppo elevati sono, secondo l’Autorità, i rischi di incentivare comportamenti non efficienti. D’altro canto l’Autorità ha rinunciato all’idea di imporre nuovi recuperi di efficienza al settore della distribuzione, paventata in consultazione.

<sup>1</sup> TIT: Testo Integrato della Trasmissione; TIME, Testo Integrato della Misura dell’Energia Elettrica; TIC, Testo Integrato della Connessione e due testi integrati sulla qualità, rinominati “della regolazione output-based”, uno per la trasmissione uno per la distribuzione.

## COSTI DI CAPITALE

In quella che tradizionalmente è la variabile più rilevante per le aziende, si ha come al solito la maggiore attività di *tuning* delle regole. La RAB rappresenta infatti la base per valutare il valore degli *asset* delle aziende regolate.

### LAG-REGOLATORIO RIDOTTO

In linea con quanto già fatto nel settore gas, viene attuata una riduzione del *lag* regolatorio a un anno. L'accorciamento delle vite utili dei nuovi investimenti, soprattutto quelli dedicati alla gestione dell'integrazione delle rinnovabili e alla introduzione di funzionalità *smart* ha reso in tempi recenti maggiormente costoso per le imprese il ritardo regolatorio. Questo aveva portato nel precedente periodo a concedere alle imprese un aumento del WACC dell'1% a copertura dei mancati ricavi. Tale aumento viene quindi annullato, mentre le maggiorazioni a cui si ha diritto su investimenti fatti nel IV periodo regolatorio sono riconosciute forfettariamente nella nuova RAB.

La nuova impostazione è gestita in modo diverso per i due settori: per la distribuzione verranno pubblicate tariffe provvisorie, basate sui preconsuntivi, seguite da tariffe definitive a consuntivo, mentre per la trasmissione eventuali modifiche rispetto ai preconsuntivi verranno recuperate nelle tariffe dell'anno successivo.

### DEGRADO DEI CONTRIBUTI

In coerenza con quanto previsto per il settore del gas, viene introdotto il degrado dei contributi. Questi, inclusi i contributi privati precedentemente sottratti dai costi operativi, saranno portati in detrazione delle immobilizzazioni nette solamente per la parte non degradata, deducendo conseguentemente dalle quote di ammortamento quelle relative al degrado dei contributi. Proprio questo secondo effetto rende la norma sfavorevole per le imprese: in passato infatti i contributi venivano portati a detrazione delle immobilizzazioni nette, per cui l'ammortamento era completamente remunerato anche sui cespiti che avevano goduto di contributi. Tuttavia viene concesso che una quota del 10% del valore del contributo non sia sottratta alle quote di ammortamento. Tale quota, che rimane quindi all'azienda, da una parte è finalizzata alla remunerazione degli oneri amministrativi necessari per l'erogazione del contributo, dall'altra dovrebbe incentivare le imprese a ricercare l'erogazione di contributi da parte di soggetti pubblici. Rimane esclusa la quota del 20% dei preventivi di connessione privati, che remunera le spese generali, che continua a essere sottratta dai costi operativi.

### CIRCOLANTE RIVISTO

La percentuale utilizzata per determinare il capitale circolante netto in modo parametrico è stata ridotta. In precedenza si usava una quota dell'1% delle immobilizzazioni nette, effettivamente superiore allo 0.8% utilizzato in altri settori regolati. A fronte di verifiche sarebbe emerso un valore effettivo molto più contenuto, addirittura pari allo 0.2% delle immobilizzazioni nette escluse quelle in corso. L'Autorità in questo caso ha confermato una riduzione ma non ha pubblicato il valore della nuova quota, per il quale si dovrà probabilmente attendere la pubblicazione della relazione AIR.

### RISCHIOSITÀ RIDOTTA SOLO PER TRASMISSIONE

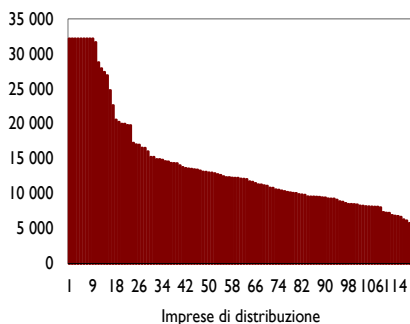
L'introduzione di una normativa specifica e comune a tutti i settori per la determinazione del WACC (*Newsletter 193*) ha lasciato alla regolazione settoriale solamente la definizione del livello del parametro di rischio tipica. In questo caso, e in base ai dati raccolti su un campione di imprese ritenute rappresentative dall'Autorità, è stato leggermente rivisto il livello del  $\beta$  levered per il solo settore della trasmissione, portandolo da 0.575 a 0.553 (riduzione del 3.8%). In tal modo il WACC, fissato per i prossimi tre anni, passa:

- da 6.3% a 5.3% per la trasmissione (sarebbe stato 5.5% senza la revisione del  $\beta$ )
- da 6.4% a 5.6% per la distribuzione.

### VALUTAZIONE PARAMETRICA PER LE PICCOLE IMPRESE

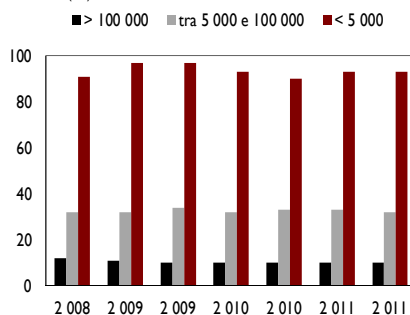
La valutazione dei costi di capitale diventa parametrica per le imprese di distribuzione che servono meno di 100,000 clienti. Anche queste imprese possono accedere al regime individuale non parametrico, su richiesta, ma solo rispettando specifici livelli di qualità. Conseguentemente anche le tariffe di riferimento, non ancora pubblicate, saranno per

FIGURA 1. TARIFFE DI RIFERIMENTO PER LA BASSA TENSIONE 2015 (€/PDR)



Fonte: AEEGSI

FIGURA 2. IMPRESE DI DISTRIBUZIONE PER NUMERO DI PDR (N.)



Fonte: AEEGSI

alcune imprese specifiche, per altre parametriche. La definizione dei valori parametrici è rimandata ma verrà fatta entro luglio 2016. Sarà comunque basata sui costi medi delle imprese con più di 100,000 utenti, per incentivare l'efficienza delle piccole, e solo in relazione ai costi di misura sarà basata sui costi medi nazionali. La manovra nasce infatti dall'osservazione di costi molto differenziati tra le imprese di distribuzione (**Figura 1**). Su un totale di 135 imprese di distribuzione attive, solo 10 hanno un numero di clienti superiore a 100,000, mentre la maggioranza (70% del totale) serve ancora oggi meno di 5,000 PDR, numeri stabili e che non mostrano negli ultimi anni alcuna tendenza verso una possibile concentrazione del settore (**Figura 2**).

#### IMMOBILIZZAZIONI IN CORSO ESCLUSE DALLA RAB DI TERNA

Le immobilizzazioni in corso non verranno più contabilizzate nel valore delle immobilizzazioni nette della trasmissione, avendo secondo l'Autorità raggiunto livelli troppo elevati e non fornendo questa regola un giusto incentivo alla velocizzazione degli investimenti. Questo nuovo approccio verrà però attuato in modo graduale. Le immobilizzazioni in corso d'opera potranno infatti continuare a essere contabilizzate nella RAB:

- per gli investimenti già effettuati nel 2015
- per gli investimenti effettuati nei prossimi anni ma ancora soggetti all'aumento incentivante del WACC
- senza che possa essere superato il tetto del totale delle immobilizzazioni in corso esistenti a fine 2015, escluse quelle relative al cavo Sorgente-Rizziconi.

Le immobilizzazioni in corso continuano invece a essere riconosciute nella RAB dei distributori (come anche nel settore gas, a esclusione dello stoccaggio). Per le immobilizzazioni in corso non incluse sarà possibile un riconoscimento degli interessi passivi in corso d'opera capitalizzati, con un tetto massimo, dato da un tasso di interesse pre-definito (che dovrebbe essere in linea con quello usato per il WACC, e posto pari al 2% reale), e assumendo un rapporto debito/equity pari a 4. Sono questi gli unici costi finanziari ammessi nella RAB, essendo in genere tutti i costi finanziari riconosciuti nel WACC.

#### INCENTIVI AGLI INVESTIMENTI

Nonostante il meccanismo di incentivazione di maggiorazione del WACC sia destinato a essere superato da più moderni meccanismi *output-based*, esso sopravvive per la trasmissione per i prossimi anni - la maggiorazione sarà dell'1% per 12 anni - anche se molto rivisto e contestualizzato per sottoporlo a specifici criteri e controlli. In particolare le opere incentivate dovranno essere proposte da Terna e approvate dall'Autorità, avere già uno stato di avanzamento del 25%, data di completamento prevista entro 2019, e soprattutto rispettare avanzamenti e costi preventivati. In un prossimo futuro l'Autorità dovrà anche verificare che l'analisi costi benefici per queste opere restituisca un esito positivo con un rapporto di 1.5. Questo nonostante sia richiesto che le opere siano state già inserite nel Piano di Sviluppo (PdS). L'introduzione di ulteriori criteri potrebbe essere spiegata sia con la necessità di richiedere parametri più stringenti per l'incentivazione che per l'introduzione del PdS, sia perché i PdS hanno tempi di approvazione ormai quasi più lunghi di quelli di realizzazione delle opere: a giugno 2015 è stato, infatti, approvato il PdS 2012.

A fronte dell'abolizione del meccanismo di accelerazione degli investimenti (delibera 87/10), che prevedeva riduzioni o maggiorazioni dell'incentivo a seconda del rispetto a meno di predefinite *milestones* di realizzazione, viene previsto un ulteriore elemento incentivante, dato dalla possibilità per Terna, per opere realizzate nei tempi e con costi inferiori ai preventivi approvati dall'Autorità, di trattenere il 20% dei risparmi conseguiti. Tale incentivo è probabilmente volto a evitare il fenomeno che vede costi e tempistiche regolarmente sottostimati, e che potrebbe portare a deviazioni nelle analisi costi-benefici. La tendenza a aumentare i costi per beneficiare dell'incentivo dovrebbe essere controbilanciata proprio dal rischio di non rientrare nell'analisi costi-benefici. La difficoltà di implementare le analisi costi benefici con regole oggettive e trasparenti rimane il punto debole delle incentivazioni basate su valutazioni *ex-ante*: la questione è ancora una volta rimandata a approfondimenti successivi.

## GARANZIA DEI RICAVI

La protezione dal rischio volume per Terna è stata, come previsto, rivista. Nel precedente periodo regolatorio Terna risultava, esposta alla fluttuazione dei ricavi solo per lo 0.5%, quota sotto la quale non scattava il meccanismo di integrazione dei ricavi. A fronte della soppressione di questo meccanismo è stata però prevista l'istituzione di componenti fisse anche per i punti di interconnessione con la rete di distribuzione (le componenti fisse sui punti di prelievo connessi alla rete di trasmissione erano già state introdotte nel corso del precedente periodo). Queste sono state parametrize in modo da coprire il 90% dei costi totali, quote che dovrebbe rappresentare la parte dei costi operativi variabili (20% del totale) e dei costi legati all'extra remunerazione del capitale. Ne consegue che in caso di errori di previsione della domanda inferiori al 5%, la quota dei ricavi sarà superiore a quella garantita dal vecchio meccanismo, mentre in caso di errori superiori il meccanismo sarà più penalizzante del precedente. La difficoltà di ricostruire le potenze installate è stata superata grazie all'utilizzo, sia per la definizione delle tariffe che per la loro applicazione, delle potenze massime di prelievo storiche, aggiornate annualmente. Si tenterà anche di migliorare il parametro di quantità utilizzato per la taratura delle componenti variabili: al momento viene ribadito l'utilizzo di un parametro storico, tuttavia c'è l'apertura verso l'utilizzo di parametri previsivi.

## INCENTIVI AGLI INVESTIMENTI PER LA REALIZZAZIONE DI SMART DISTRIBUTION SYSTEMS

Anche per la distribuzione elettrica l'Autorità ha modificato in modo radicale l'approccio regolatorio fin qui adottato passando da una regolazione di tipo *rate-of-return* (fatta salva l'applicazione di elementi incentivanti sui costi operativi) a uno schema *output-based*, che meglio si concilia con l'esigenza di promuovere lo sviluppo di un'infrastruttura di distribuzione "smart", capace di integrare i crescenti volumi di generazione distribuita nel sistema elettrico.

I costi per implementare le funzionalità *smart* sono, in effetti, prevalentemente operativi (ad esempio costi legati all'acquisizione di servizi di comunicazione), e le suddette funzionalità permettono di contenere gli investimenti per il rinforzo delle reti: un meccanismo che remunera il capitale investito in ragione degli investimenti e disinvestimenti effettuati e che, al contrario, garantisce il recupero dei costi operativi rispetto a valori *target* decrescenti nel tempo per l'applicazione di fattori di riduzione/efficienza, non si rivela adatto alle caratteristiche dei nuovi investimenti.

L'approccio dell'Autorità è graduale e selettivo. Le regole già approvate valgono per la prima metà del nuovo periodo regolatorio, promuovono la realizzazione di funzionalità che non investono, ancora, in via diretta gli utenti della rete (attivi o passivi, ossia produttori o consumatori), e si applicheranno fino alla transizione completa verso un sistema di controllo dei costi complessivi dei servizi ("Totex"). Le stesse regole non creeranno, nelle intenzioni dell'Autorità, ostacoli all'introduzione di norme che garantiscano l'effettiva partecipazione delle risorse distribuite alla fornitura dei servizi di dispacciamento, né dovranno ostacolare la concorrenza nei segmenti di mercato liberi (ad esempio apparecchi domestici e dispositivi collegati). La selettività è realizzata riconoscendo incentivi ai soli interventi valutati come prioritari perché realizzati in aree critiche delle reti di distribuzione.

Nel Testo Integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica<sup>2</sup>, Il Regolatore si concentra su due segmenti del sistema di distribuzione elettrico: le aree a elevata penetrazione della generazione distribuita (GD) rinnovabile, e quelle a elevata densità abitativa. Rispetto a queste, stabilisce incentivi, obblighi informativi tra operatori e modalità di controllo.

### AREE AD ELEVATA PENETRAZIONE DELLA GD

Con riferimento alle aree a elevata penetrazione della GD, l'obiettivo è promuovere gli investimenti che migliorino<sup>3</sup>:

- l'osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse sulle reti in media tensione (MT), prevalentemente a vantaggio del responsabile del dispacciamento, ossia Terna

<sup>2</sup> Allegato A alla deliberazione 646/2015.

<sup>3</sup> Le decisioni qui descritte derivano dai risultati di sperimentazioni condotte attraverso progetti pilota di *smart grid*, i cui risultati e le relative implicazioni sugli orientamenti dell'Autorità sono illustrati nel DCO 255/2015.

- la regolazione di tensione sulle reti MT, applicata a sezioni di trasformazione da alta (AT) o altissima tensione (AAT) a media tensione, a vantaggio della capacità delle reti di permettere la connessione di ulteriore capacità di generazione distribuita (maggiore “*hosting capacity*”), grazie al loro migliore utilizzo rispetto alla situazione precedente all’intervento.

Per ciascuna delle due funzionalità sono individuati due livelli di complessità degli interventi, entrambi incentivati (anche in questo senso l’approccio può essere visto come graduale). Le funzionalità e i relativi incentivi sono sintetizzati nella **Tabella 1**.

Il meccanismo regolatorio si realizza come segue:

- gli investimenti incentivabili sono quelli realizzati in corrispondenza di cabine primarie che presentano un transito di potenza dalla rete MT a quella in AT (“controflusso”) non inferiore all’1% del tempo annuo di funzionamento
- gli *output* sulla base dei quali sono calcolati gli incentivi unitari sono i benefici netti valutati dall’Autorità a favore del sistema<sup>4</sup> e al distributore che investe nelle funzionalità innovative, è permesso di internalizzare una quota di tali benefici
- gli incentivi unitari sono moltiplicati per la capacità rinnovabile sottesa alla cabina primaria, per la funzionalità “osservabilità” e per la potenza del trasformatore, per la funzionalità “regolazione della tensione”.

TABELLA 1. INCENTIVI A SISTEMI DI DISTRIBUZIONE INTELLIGENTI

| Descrizione della funzionalità                                                                                                                                       | Premio per distributori                                      | Premio per il GST               |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|---------------------------------|
| Osservabilità - livello 1: invio al GST di dati e misure puntuali di generazione da fonte rinnovabile, in modalità continua e istantanea                             | 20 €/MW di capacità rinnovabile sottesa alla cabina primaria | Nessuno                         |
| Osservabilità - livello 2: invio al GST di stime accurate delle immissioni (per fonte) e dei prelievi sulla rete di distribuzione, in modalità continua e istantanea | da stabilire nel corso del 2016                              | Da stabilire nel corso del 2016 |
| Regolazione tensione - livello 1: regolazione avanzata del variatore sotto-carico del trasformatore della sezione di trasformazione AAT/MT o AT/MT                   | 250 €/MVA di potenza nominale del trasformatore              | Nessuno                         |
| Regolazione tensione - livello 2: regolazione avanzata come livello 1, integrata con attivazione del controllo locale di regolazione di tensione dell’utente         | da stabilire nel corso del 2016                              | Nessuno                         |

Fonte: AEEGSI

I valori degli incentivi unitari sono già fissati dal Testo Integrato per gli interventi di minore complessità, mentre quelli più complessi devono ancora essere definiti appieno (conseguentemente, devono essere definiti i relativi incentivi): ciò avverrà nel corso del 2016, a seguito di specifiche sperimentazioni e della valutazione di proposte degli operatori.

#### AREE URBANE

Con riferimento alle aree a elevata densità abitativa, gli incentivi saranno erogati ove i distributori proporranno di adeguare le colonne montanti degli edifici per accogliere incrementi della potenza elettrica impegnata e della contemporaneità d’uso degli apparecchi domestici. I casi rilevanti sono quelli in cui i contatori elettrici sono installati nelle abitazioni cosicché la rete di distribuzione si estende fino a queste ultime, comprendendo le colonne montanti dell’edificio; allo stesso tempo, le decisioni di intervento devono essere autorizzate dagli organi condominiali.

Nei suddetti casi, il meccanismo regolatorio incentivante si realizza come segue:

- le imprese distributrici che intendono avervi accesso formulano un piano che individui priorità, costi, risultati attesi in termini di incremento di capacità delle colonne, tempi e misure

prese per garantire la salvaguardia della concorrenza per quanto attiene i lavori di adeguamento degli impianti interni alle abitazioni

- i piani dei distributori sono approvati dall’Autorità
- ai distributori è riconosciuto un ammontare di costi addizionali per ciascun punto di prelievo localizzato negli stabili contenuti nel piano e l’incentivo è vincolato a misure collegate alle attività di adeguamento delle colonne montanti.

Anche in questo caso la definizione del meccanismo non è ancora completa: il Regolatore provvederà, nel corso del 2016, a definire i costi riconosciuti, le modalità di presentazione e approvazione dei piani, e un meccanismo premi/penalità collegato alla realizzazione degli interventi nei tempi previsti dai piani.

#### ULTERIORI SPERIMENTAZIONI

Altri incentivi alla trasformazione delle reti di distribuzione in *smart distribution systems* potranno discendere da ulteriori sperimentazioni approvate dall’Autorità con il Testo Integrato, sia in tema di reti *smart* in bassa tensione (finora le sperimentazioni si sono concentrate sulla media tensione), sia in termini di *smart city*, ossia l’implementazione di funzionalità innovative di gestione delle reti in bassa tensione in aree a elevata densità abitativa, con il coinvolgimento dei clienti finali, e la gestione avanzata di contatori di nuova generazione in integrazione con tecnologie avanzate di comunicazione.

<sup>4</sup> Si veda, in proposito il DCO 255/2015.

## RIFORMA TARIFFARIA: IMPATTI CONTENUTI PER GLI UTENTI CON BASSI CONSUMI

### RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 582/2015/R/eel](#)

*La riduzione dei costi di approvvigionamento previsti e del gettito necessario a coprire oneri di rete e di sistema ha contribuito a contenere gli effetti negativi della riforma delle tariffe domestiche sugli utenti con bassi livelli di consumo. Allo stesso tempo, per i clienti domestici con consumi elevati la spesa non cresce più in modo progressivo rispetto ai livelli di consumo, anche se mancano ancora alcuni importanti passaggi per raggiungere la piena aderenza ai costi.*

La riforma delle tariffe di rete e degli oneri generali per gli utenti domestici del sistema elettrico trova parziale attuazione a partire dal 1 gennaio 2016. Il processo di eliminazione della progressività e, più in generale, di revisione della struttura tariffaria, ha infatti preso avvio incidendo sui soli oneri di rete ed eliminando solo una quota dei sussidi tra categorie di clienti<sup>1</sup>.

Gli effetti della riforma, almeno per gli utenti con consumi elevati, sono significativi, anche al netto delle modifiche nei livelli tariffari che sarebbero comunque intervenuti a seguito dell'aggiornamento annuale e trimestrale delle differenti componenti.

### I TRE UTENTI-TIPO CONSIDERATI

Per interpretare gli effetti della riforma sulla spesa annua, sulla spesa unitaria e sulle differenti componenti, sono stati presi a riferimento tre utenti-tipo serviti in regime di maggior tutela.

Un utente residente con potenza impegnata di 3 kW e prelievi annui di 2,200 kWh (di seguito "Utente 3 kW"). Si tratta di uno dei casi *benchmark* identificati dall'Autorità durante il processo di definizione dei contenuti della riforma<sup>2</sup>, e indicativamente descritto come nucleo bicomponente. Il livello di prelievo è altresì prossimo a quello medio dei clienti residenti con potenza impegnata di 3 kW, che ammonta a circa 1950 kWh (AEEGSI, anno di riferimento 2014).

Un utente con potenza impegnata di 6 kW e prelievi annui di quasi 11 MWh (di seguito "Utente 6 kW"). Si tratta di un caso identificato da REF-E come rappresentativo di un utente che impiega il vettore elettrico per il riscaldamento, il condizionamento, la cucina, oltre che per i cosiddetti "usi elettrici obbligati": in particolare, l'utente impiega una pompa di calore in un edificio monofamiliare o bifamiliare (contesti abitativi in cui è più facilmente realizzabile l'installazione della tecnologia), di classe energetica bassa (è il caso più rappresentativo dello *stock* edilizio italiano) e in zona climatica E (è la fascia in cui risiede la maggior parte della popolazione in termini relativi alle altre zone).

Una piccola impresa con potenza impegnata di 15 kW e prelievi annui di circa 31 MWh (di seguito "Piccola impresa"). Questo caso è ritenuto rappresentativo sulla base dei dati di prelievo per classe di consumatori pubblicati dall'Autorità (anno di riferimento 2014). Si tratta di un'impresa che non gode dei benefici, in termini di riduzione degli oneri generali di sistema, introdotti per le PMI con il DL 91/14, che delibera la redistribuzione dei risparmi ottenuti con una serie di meccanismi (es. gli "spalmaincentivi") alle PMI connesse in BT con contratti di prelievo per potenze superiori a 16.5 kW<sup>3</sup>.

Il caso della piccola impresa è stato preso in considerazione per fornire un'indicazione dell'andamento delle componenti della bolletta elettrica sui consumatori in maggior tutela che non sono interessati dalla riforma.

### LA VARIAZIONE DELLA SPESA

Gli effetti delle modifiche nella struttura tariffaria sono evidenti per l'Utente 6 kW, la cui spesa annua (sulla base dei corrispettivi in vigore nel I trimestre 2016) si contrae sensibilmente rispetto al IV trimestre 2015 (-22%, **Figura 1**). L'Utente 3 kW sostiene,

<sup>1</sup> Nei provvedimenti di riforma (documenti di consultazione e delibera), l'AEEGSI ha indicato che le tariffe sarebbero state riviste con l'obiettivo di ridurre l'entità dei sussidi del 25%.

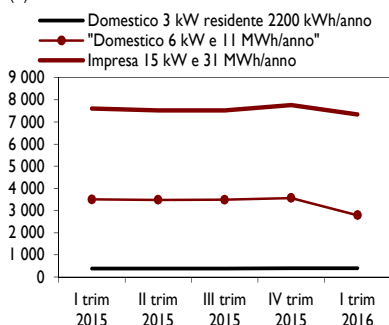
<sup>2</sup> Si fa riferimento, in particolare, all'utente *benchmark* "B" definito nel DCO 34/2015.

<sup>3</sup> Oltre a tutte le imprese connesse in MT, purché non beneficino degli incentivi per le imprese a elevata intensità di costo elettrico.

### ARTICOLI CORRELATI

- [La riforma tariffaria e il futuro modello di produzione e consumo](#) (Newsletter GME n. 89, gennaio 2016)

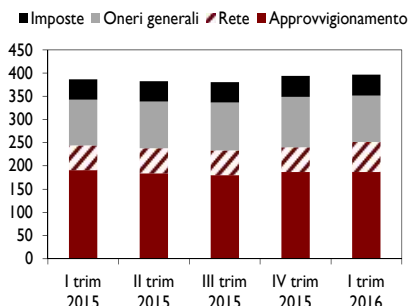
FIGURA 1. SPESA ANNUA PER ENERGIA ELETTRICA (€)



Fonte: elaborazioni REF-E

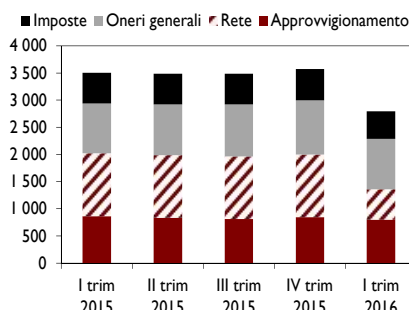
TAG  
electricity, energy  
network regulation efficiency,

FIGURA 2. COMPONENTI DELLA BOLLETTA  
"UTENTE 3 kW" (€)



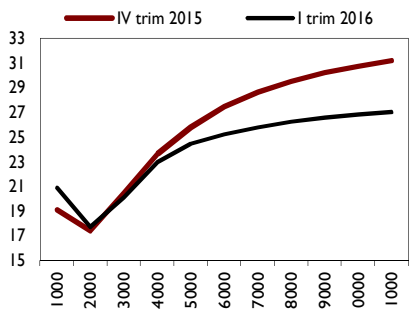
Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 3. COMPONENTI DELLA BOLLETTA  
"UTENTE 6 kW" (€)



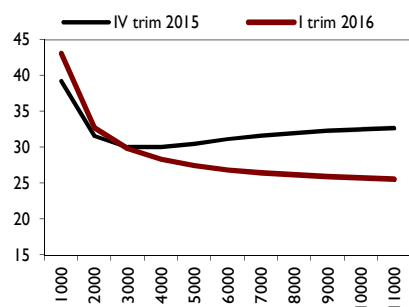
Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 4. SPESA UNITARIA MEDIA  
"UTENTE 3 kW" (€cent/KWh)



Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 5. SPESA UNITARIA MEDIA  
"UTENTE 6 kW" (€cent/KWh)



Fonte: elaborazioni REF-E

invece, una spesa maggiore dell'1%. Questo risultato è collegabile, per il primo, alla somma degli effetti della riforma e a quelli della riduzione che è intervenuta come conseguenza dell'aggiornamento annuale/trimestrale dei corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento, di rete, e generali di sistema. Per il secondo, questa riduzione compensa quasi completamente l'aumento di spesa intervenuto per effetto della riforma (parziale cessazione del sussidio). La riduzione di spesa indipendente dalla riforma è desumibile dall'osservazione della spesa annua dell'utente "piccola impresa".

## LE COMPONENTI DELLA BOLLETTA

Se si guarda all'evoluzione, negli ultimi 5 trimestri, delle componenti approvvigionamento<sup>4</sup>, rete, oneri generali e imposte, è abbastanza evidente l'incremento che si registra per l'Utente 3 kW tra l'ultimo trimestre dello scorso anno e il primo del 2016 (Figura 2). In termini percentuali la spesa annua per oneri di rete aumenta del 22%, e il peso di questi costi sulla bolletta totale sale dal 14% al 16%. Si noti come la spesa relativa all'approvvigionamento non vari nei due trimestri in esame: questo effetto è il risultato di un incremento alquanto significativo dei costi di commercializzazione (+60%) e una contrazione vicina al 10% dei costi per energia e dispacciamento (entrambe non visibili nel grafico).

La riduzione degli oneri di rete è chiarissima per l'Utente 6 kW, per il quale si attesta a circa il 50% (Figura 3). Tutte le altre componenti scendono leggermente: si riducono anche gli oneri generali di sistema (-7%) come conseguenza dell'annullamento della componente tariffaria AE, ossia quella che copre le agevolazioni alle imprese energivore.

## GLI EFFETTI SULLA PROGRESSIVITÀ DELLA SPESA

Le nuove regole di determinazione delle tariffe hanno ridotto la progressività del regime D2, ossia quello che si applica agli utenti residenti che impegnano una potenza di 3 kW (Figura 4): il confronto delle curve che misurano la tariffa media al variare del prelievo, riferite rispettivamente al IV trimestre 2015 e al I trimestre 2016, mette in evidenza un ridimensionamento non trascurabile, anche se la variazione della spesa unitaria da un regime all'altro nelle fasce di consumo più compatibili con l'assorbimento massimo di 3 kW (ad esempio i prelievi entro 4,000 kWh) è piuttosto contenuta.

La progressività è invece già superata per i clienti in regime D3, ossia per quelli con più di 3 kW di potenza e/o non residenti (Figura 5). La tariffa media scende da circa 33 centesimi per kWh a circa 25 centesimi per kWh in corrispondenza del livello di consumo dell'Utente 6 kW preso come riferimento per questa analisi.

## GLI IMPATTI DELLA PRIMA FASE E I PROSSIMI STEP

In conclusione, gli effetti di aumento della spesa per energia elettrica, almeno per il cliente domestico medio, sono a oggi contenuti. Al contrario, quelli di riduzione per l'utente con consumi molto elevati, che come spiegato può rappresentare il consumatore che impiega elettrotecnologie efficienti (pompe di calore, cucine ad induzione), appare netto.

A partire dal 2017 i corrispettivi applicati per la copertura degli oneri di rete saranno pienamente *cost-reflective*, e avrà inizio il processo di eliminazione della progressività nell'allocatione degli oneri generali. Inoltre, sarà possibile, selezionare livelli di potenza con maggiore flessibilità, ossia con un passo più stretto. Ne deriverà, presumibilmente, una migrazione verso potenze superiori a 3 kW di clienti che intendono gestire con maggiore sicurezza i propri consumi, aumentarli o ancora incrementare il ricorso ad apparecchi che impiegano energia elettrica.

<sup>4</sup> In questa analisi "approvvigionamento" include i costi per l'acquisto dell'energia, le perdite di rete, i costi di sbilanciamento, i costi di dispacciamento e i costi di commercializzazione al dettaglio.

## ULTERIORI 6 ANNI DI IMPORT VIRTUALE: UNA RICOSTRUZIONE DEL MECCANISMO

### RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Legge 208/2015](#)
- [Delibera ARG/elt 179/09](#)
- [Delibera 666/2015/R/eel](#)

*Il servizio di import virtuale legato al meccanismo degli interconnector è stato prorogato di ulteriori sei anni, istituendo al contempo presso Terna un fondo di garanzia che i soggetti finanziatori saranno tenuti ad alimentare fino all'entrata in esercizio delle nuove capacità di interconnessione. La stima del contributo richiesto dagli shipper per svolgere il servizio risulta in linea con il valore della capacità annuale in import (che approssima il valore atteso dello spread di prezzo) più un margine per il rischio che questo spread aumenti rispetto al suo valore atteso: la remunerazione unitaria in esito alla prossima asta annuale di selezione degli shipper dovrebbe attestarsi al di sopra del valore di assegnazione la capacità annuale firm in import dalla Francia verso l'Italia per il 2016, pari a 11.59 €/MWh.*

### ARTICOLI CORRELATI

- [Le nuove interconnessioni e l'import virtuale](#) (Newsletter 129)
- [Energia 2010](#) - Rapporto REF-E
- [Working Paper REF-E n.11](#), Giugno 2015

Il controverso servizio di import virtuale, strettamente legato al meccanismo degli interconnector (Newsletter 129, Rapporto Energia 2010 e Working paper n. 11 - Giugno 2015), è stato prorogato dal governo per ulteriori 6 anni rispetto ai 6 inizialmente previsti (L 208/2015). In questi giorni avrà luogo l'asta annuale per la selezione degli shipper disponibili a svolgere il servizio, per quest'anno limitato al periodo 1 febbraio - 31 dicembre. Per il mese di gennaio le quantità oggetto di import virtuale saranno regolate tra i soggetti finanziatori degli interconnector e Terna agli spread orari tra il Prezzo Unico Nazionale (PUN) e i prezzi all'ingrosso dei mercati esteri prescelti dai primi. Fatta eccezione per l'istituzione presso Terna di un fondo di garanzia che i soggetti finanziatori degli interconnector saranno tenuti ad alimentare fino all'entrata in esercizio delle nuove capacità di interconnessione, la precedente disciplina è stata interamente confermata. Data la sostanziale conferma della precedente disciplina, nel presente articolo oltre a fare il punto sugli eventuali passi in avanti fatti per la concreta realizzazione degli interconnector, verrà presentato un esercizio finalizzato a stimare le partite economiche per Terna, soggetti finanziatori e shipper derivanti dal servizio di import virtuale dei primi sei anni di funzionamento.

## GLI INTERCONNECTOR NEL PIANO DI SVILUPPO 2015 DI TERNA

### IN RITARDO LA LORO EFFETTIVA REALIZZAZIONE

Poche sono le notizie riguardanti l'effettiva realizzazione degli interconnector a valle dei primi sei anni di funzionamento del meccanismo. Nel Piano di Sviluppo 2015 Terna riporta di aver avviato i tavoli tecnici con i Transmission System Operator (TSO) dei paesi confinanti per definire gli interconnector di interesse comune. Tra gli interconnector così individuati, quelli con iter autorizzativo avviato, rispettivamente a ottobre e a settembre 2012, sono:

- l'interconnector con la Svizzera, per la prima volta inserito nel Piano di Sviluppo 2011 e caratterizzato da CAPEX stimati a carico dei finanziatori privati pari a 875 milioni di euro
- l'interconnector con la Slovenia, anch'esso per la prima volta inserito nel Piano di Sviluppo 2011 e contraddistinto da CAPEX stimati pari a 358 milioni di euro.

Risultano invece ancora in progettazione sia l'interconnector con la Francia<sup>1</sup>, per la prima volta inserito nel Piano di Sviluppo 2011, sia l'interconnector con l'Austria, per la prima volta inserito nel Piano di Sviluppo 2010. Riguardo l'interconnector con il Nord Africa, Terna specifica infine di aver effettuato in cooperazione con i TSO interessati i relativi studi preliminari, tuttavia classifica l'intervento come non più in programma a causa delle problematiche di fattibilità dell'opera nel medio termine. Per questa ragione il Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) a dicembre 2014 ha indicato a Terna la possibilità per i corrispondenti soggetti finanziatori di vedere trasferita la relativa capacità assegnata sull'interconnessione con il Montenegro<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> Questo interconnector consisterà in un cavo HVDC parallelo all'interconnessione Piosasco - Grand'Île inclusa da Terna fra gli interventi di sviluppo prioritari autorizzati e il cui completamento è atteso nel 2019.

<sup>2</sup> Anche l'interconnessione Italia - Montenegro figura fra gli interventi di sviluppo prioritari autorizzati, tanto che Terna ne stima il completamento tra il 2017 e il 2019.

## IL SERVIZIO DI IMPORT VIRTUALE

### UN BENEFICIO ECONOMICO IMMEDIATO E AGGIUNTIVO

In cambio del finanziamento degli *interconnector* era stata prevista la possibilità per i soggetti finanziatori, a partire dal 2010 e fino all'entrata in esercizio delle nuove capacità di interconnessione, per un periodo comunque non superiore a 6 anni (quindi fino al termine del 2015), di accedere al servizio di import virtuale, così come disciplinato dall'AEEGSI (Delibera ARG/elt 179/09). Questo servizio consiste di fatto nella possibilità di approvvigionare energia elettrica sui mercati esteri a un prezzo minore rispetto a quello del mercato italiano, con un conseguente beneficio economico per i soggetti finanziatori non soltanto immediato, ma anche aggiuntivo rispetto alla futura esenzione per una durata di 20 anni dall'obbligo di *Third Party Access* (TPA) sulla capacità di trasmissione degli *interconnector*<sup>3</sup>.

### COME FUNZIONA L'IMPORT VIRTUALE

Nel concreto, attraverso il servizio di import virtuale i soggetti selezionati che dimostrano a Terna di avere effettivamente sottoscritto dei contratti di approvvigionamento di energia elettrica sui mercati esteri:

- da un lato, sono tenuti a rendere disponibile ai cosiddetti *shipper* selezionati da Terna, in un mercato estero a scelta tra quelli francese, svizzero, tedesco, austriaco o sloveno, la quantità di energia elettrica oggetto di import virtuale, purché sia costante in tutte le ore dell'anno e corrispondente a una potenza non superiore a quella per cui sono stati selezionati nell'ambito del meccanismo degli *interconnector*
- dall'altro, hanno titolo a ottenere dagli stessi *shipper* la disponibilità sul mercato italiano, più esattamente sulla Piattaforma Conti Energia (PCE), della medesima quantità di energia elettrica ad essi resa disponibile sui mercati esteri.

### LA SELEZIONE DEGLI SHIPPER

La selezione degli *shipper* è stata da Terna concretamente effettuata attraverso aste annuali, i cui risultati mostrano, da un lato, che solo con riferimento al mercato tedesco il servizio di import virtuale è stato richiesto per l'intero periodo 2010-2015 data l'assenza di richieste riferite al mercato francese nei due anni scorsi, dall'altro, che solo per il 2010 la capacità disponibile è stata interamente allocata (**Tabella 1**).

In esito alle aste annuali, sono da Terna determinati anche i corrispettivi che essa è tenuta a versare su base mensile agli *shipper* a fronte dello svolgimento del servizio di import virtuale. Il valore di questi corrispettivi non è tuttavia mai stato pubblicato.

### IL RISPARMIO PER I SOGGETTI FINANZIATORI

A partire dalle capacità per cui è stato richiesto nel periodo 2010-2015 il servizio di import virtuale con riferimento ai mercati francese e tedesco e dagli *spread* medi annui tra, da un lato, il PUN e, dall'altro, il prezzo *day-ahead* francese o tedesco è possibile pertanto ottenere una stima del risparmio annuo complessivamente ottenuto dai soggetti finanziatori grazie alla possibilità di approvvigionare energia elettrica sui mercati esteri a un prezzo minore rispetto a quello del mercato italiano. Ipotizzando che gli investitori abbiano acquistato sui mercati esteri al prezzo medio *spot* quotato sulle borse dei rispettivi paesi, ne deriva un risparmio complessivo annuo per i soggetti finanziatori di oltre 400 milioni di euro per il 2015, comunque in riduzione rispetto al massimo di oltre 600 milioni di euro del 2012 (**Tabella 2**).

<sup>3</sup> La Legge 99/2009 prevede peraltro che ciascun *interconnector* che ottiene l'esenzione dall'obbligo di TPA deve entrare in esercizio entro 4 anni dalla pubblicazione

del decreto di rilascio della stessa. In caso di mancato ottenimento dell'esenzione dall'obbligo di TPA i soggetti selezionati hanno in ogni caso il diritto di rinunciare alla realizzazione dell'*interconnector* e ai relativi diritti di utilizzo della corrispondente capacità di trasmissione, fermo restando tuttavia il pagamento degli oneri già sostenuti da Terna in esecuzione dei contratti di mandato.

TABELLA 1. ESITI DELLE ASTE ANNUALI PER LA SELEZIONE DEGLI SHIPPER (MW)

| Anno | Francia | Germania | Totale |
|------|---------|----------|--------|
| 2010 | 34      | 1966     | 2 000  |
| 2011 | 27      | 2455     | 2 482  |
| 2012 | 2342    | 89       | 2 431  |
| 2013 | 30      | 2394     | 2 424  |
| 2014 | 0       | 2424     | 2 424  |
| 2015 | 0       | 2424     | 2 424  |

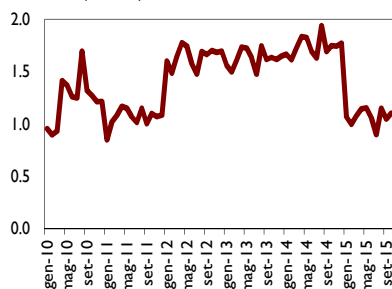
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna

TABELLA 2. STIMA DEL RISPARMIO OTTENUTO DA SOGGETTI FINANZIATORI CON IMPORT VIRTUALE (€/MWh, MW e Milioni di euro)

| Anno | Francia           |                  |             | Germania          |                  |             | Risparmio                    |                               |        |
|------|-------------------|------------------|-------------|-------------------|------------------|-------------|------------------------------|-------------------------------|--------|
|      | Spread<br>(€/MWh) | Capacità<br>(MW) | Ore<br>(n.) | Spread<br>(€/MWh) | Capacità<br>(MW) | Ore<br>(n.) | Francia<br>(Milioni di euro) | Germania<br>(Milioni di euro) | Totale |
| 2010 | 16.6              | 34               | 8 760       | 19.6              | 1 966            | 8 760       | 5.0                          | 338.2                         | 343.2  |
| 2011 | 23.3              | 27               | 8 760       | 21.1              | 2 455            | 8 760       | 5.5                          | 453.9                         | 459.4  |
| 2012 | 28.5              | 2 342            | 8 784       | 32.9              | 89               | 8 784       | 587.2                        | 25.7                          | 612.9  |
| 2013 | 19.7              | 30               | 8 760       | 25.2              | 2 394            | 8 760       | 5.2                          | 528.5                         | 533.7  |
| 2014 | 17.4              | 0                | 8 760       | 19.3              | 2 424            | 8 760       | 0.0                          | 410.3                         | 410.3  |
| 2015 | 13.8              | 0                | 8 760       | 20.7              | 2 424            | 8 760       | 0.0                          | 439.1                         | 439.1  |

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna

FIGURA 1. COMPONENTE DELL'UPLIFT A COPERTURA DEI COSTI DEL SERVIZIO DI IMPORT VIRTUALE (€/MWh)



Fonte: dati Terna

TABELLA 3. COMPONENTE DELL'UPLIFT A COPERTURA DEI COSTI DEL SERVIZIO DI IMPORT VIRTUALE (Milioni di euro)

| Anno  | Costo |
|-------|-------|
| 2010  | 380.3 |
| 2011  | 333.2 |
| 2012  | 504.0 |
| 2013  | 482.2 |
| 2014  | 505.8 |
| 2015* | 262.9 |

\* periodo Gennaio - Ottobre

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna

TABELLA 4. SOMME INCASSATE E SPESE DA TERNA PER IL SERVIZIO DI IMPORT VIRTUALE (Milioni di euro)

| Anno | Somme Incassate              |                           | Somme spese<br>a beneficio<br>degli shipper |
|------|------------------------------|---------------------------|---------------------------------------------|
|      | dai soggetti<br>finanziatori | con parte<br>dell' uplift |                                             |
| 2010 | 57.4                         | 380.3                     | 437.7                                       |
| 2011 | 74.9                         | 333.2                     | 408.1                                       |
| 2012 | 74.9                         | 504.0                     | 578.9                                       |
| 2013 | 74.9                         | 482.2                     | 557.1                                       |
| 2014 | 74.9                         | 505.8                     | 580.7                                       |
| 2015 | 74.9                         | 315.5*                    | 390.4                                       |

\* proiezione su 12 mesi del valore relativo ai primi 10 mesi di cui alla Tabella 3

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna

TABELLA 5. BENEFICIO NETTO DEL SERVIZIO DI IMPORT VIRTUALE PER I SOGGETTI FINANZIATORI (Milioni di euro, MW e €/MWh)

| Anno | Risparmio da<br>import virtuale<br>(Milioni di euro) | Corrispettivi<br>versati a Terna<br>(Milioni di euro) | Beneficio netto             |                  |            |                     |
|------|------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|-----------------------------|------------------|------------|---------------------|
|      |                                                      |                                                       | Totale<br>(Milioni di euro) | Capacità<br>(MW) | Ore<br>(n) | Unitario<br>(€/MWh) |
| 2010 | 343.2                                                | 57.4                                                  | 285.8                       | 2 000            | 8 760      | 16.3                |
| 2011 | 459.4                                                | 74.9                                                  | 384.5                       | 2 482            | 8 760      | 17.7                |
| 2012 | 612.9                                                | 74.9                                                  | 538.0                       | 2 431            | 8 784      | 25.2                |
| 2013 | 533.7                                                | 74.9                                                  | 458.8                       | 2 424            | 8 760      | 21.6                |
| 2014 | 410.3                                                | 74.9                                                  | 335.4                       | 2 424            | 8 760      | 15.8                |
| 2015 | 439.1                                                | 74.9                                                  | 364.2                       | 2 424            | 8 760      | 17.1                |

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna

## CORRISPETTIVI PER L'INTERCONNESSIONE VIRTUALE

Sono stati invece fissati dall'AEEGSI (Delibera ARG/elt 179/09) i corrispettivi che Terna ha diritto a ricevere su base annuale dai soggetti finanziatori che intendono avvalersi del servizio virtuale. Questi corrispettivi risultano così differenziati per frontiera:

- 35,000 €/MW/anno per le frontiere con Francia, Austria, Slovenia e Nord Africa
- 17,000 €/MW/anno per la frontiera con la Svizzera.

Incrocando i valori di questi corrispettivi con gli esiti delle aste di assegnazione delle capacità dei diversi *interconnector* è possibile pertanto stimare le somme complessivamente versate annualmente dai soggetti finanziatori a Terna. Per il 2010 questa somma risulta pari a circa 57.4 milioni di euro, mentre per ciascun anno del periodo 2011-2015 si attesta attorno a 74.9 milioni di euro per via dell'assegnazione a partire dal 2011 di ulteriori 500 MW di capacità (relativi alla frontiera con l'Austria) in aggiunta ai primi 2000 MW di capacità.

## IL COSTO PER I CLIENTI FINALI NON FINANZIATORI DEGLI INTERCONNECTOR

La differenza tra i corrispettivi che Terna versa agli *shipper* per lo svolgimento del servizio di import virtuale e i corrispettivi per l'interconnessione virtuale che Terna riceve dai soggetti finanziatori degli *interconnector* viene coperta attraverso una specifica componente del corrispettivo *uplift* e pertanto scaricata su tutti i clienti finali diversi da quelli finanziatori degli *interconnector*. Dall'andamento storico della componente dell'*uplift* a copertura dei costi del servizio di import virtuale è possibile notare una riduzione del suo valore unitario fino a circa 1 €/MWh a partire da giugno 2015 (Figura 1).

Moltiplicando il valore mensile della componente dell'*uplift* a copertura dei costi del servizio di import virtuale per i prelievi mensili di energia elettrica, calcolati a partire dalla richiesta mensile di energia elettrica pubblicata da Terna al netto delle perdite di rete, è possibile pertanto determinare il costo complessivo del servizio di import virtuale (Tabella 3).

Questo costo ha superato i 500 milioni di euro sia nel 2012, che nel 2014, ma per il 2015 dovrebbe comunque attestarsi ben al di sotto di questo valore.

## UNA STIMA DEL SETTLEMENT PER TERNA, SOGGETTI FINANZIATORI E SHIPPER

### UN SALDO Nullo PER TERNA

Per Terna il saldo tra le somme incassate e quelle spese per l'organizzazione del servizio di import virtuale dovrà essere nullo. Dato questo vincolo di saldo nullo, il gettito speso da Terna per la selezione degli *shipper* disposti a svolgere il servizio di import virtuale non potrà che essere dato dal totale delle somme da Terna incassate sia dai soggetti finanziatori attraverso i corrispettivi per l'interconnessione virtuale, che clienti finali non finanziatori degli *interconnector* attraverso la specifica componente del corrispettivo *uplift* relativa al servizio di import virtuale (Tabella 4).

### UN BENEFICIO NETTO PER I SOGGETTI FINANZIATORI

I soggetti finanziatori invece, da un lato, ottengono un risparmio legato alla possibilità di approvvigionare energia elettrica sui mercati esteri a un prezzo minore rispetto a quello del mercato italiano, dall'altro, versano a Terna i corrispettivi per l'interconnessione virtuale. Il loro beneficio netto (escludendo la commissione fissa di gestione delle capacità oggetto di import virtuale versata agli *shipper*) può essere pertanto sostanzialmente stimato come differenza tra queste due somme (Tabella 5).

La stima del beneficio netto mostra un valore massimo nel 2012 (circa 538 milioni di euro), corrispondente a un beneficio unitario medio di circa 25.2 €/MWh. Negli anni successivi il beneficio netto stimato si è tuttavia ridotto, fino ad attestarsi poco al di sopra di 350 milioni di euro nel 2015 (corrispondenti a un beneficio unitario medio di circa 17.1 €/MWh).

#### IL SALDO PER GLI SHIPPER È DIFFICILMENTE STIMABILE

Più difficile è invece la stima del saldo degli *shipper*, in quanto non riceveranno soltanto il contributo, come definito in sede di selezione attraverso le aste annuali, ma anche gli eventuali proventi dell'attività di *trading* per i volumi corrispondenti alle capacità oggetto di import virtuale e una commissione fissa di gestione su tali capacità. Essendo tuttavia note queste capacità, dalla stima del gettito speso da Terna per la remunerazione degli *shipper* è possibile ricavare una stima del corrispettivo medio annuo unitario che gli *shipper* hanno finora richiesto per lo svolgimento del servizio di import virtuale (Tabella 6).

TABELLA 6. STIMA DEL CORRISPETTIVO MEDIO MENSILE VERSATO  
DA TERNA AGLI SHIPPER (Milioni di euro, MW e €/MWh)

| Anno | Somme versate<br>da Terna<br>agli shipper<br>(Milioni di euro) | Capacità<br>(MW) | Ore<br>(n) | Corrispettivo<br>unitario<br>(€/MWh) | Asta annuale<br>capacità<br>da Francia<br>(€/MWh) |
|------|----------------------------------------------------------------|------------------|------------|--------------------------------------|---------------------------------------------------|
| 2010 | 437.7                                                          | 2 000            | 8 760      | 25.0                                 | 13.8                                              |
| 2011 | 408.1                                                          | 2 482            | 8 760      | 18.8                                 | 13.5                                              |
| 2012 | 578.9                                                          | 2 431            | 8 784      | 27.1                                 | 23.0                                              |
| 2013 | 557.1                                                          | 2 424            | 8 760      | 26.2                                 | 20.7                                              |
| 2014 | 580.7                                                          | 2 424            | 8 760      | 27.3                                 | 17.7                                              |
| 2015 | 390.4                                                          | 2 424            | 8 760      | 18.4                                 | 10.4                                              |

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna

Questo corrispettivo risulta per quasi tutti gli anni superiore ai 25 €/MWh; solo per il 2011 e per lo scorso anno si è attestato attorno a 18-19 €/MWh. In tutti gli anni il corrispettivo richiesto dagli *shipper* ha comunque superato il valore della capacità annuale *firm* in import dalla Francia verso l'Italia. Gli *shipper* per poter svolgere il servizio di import virtuale richiedono dunque a Terna il valore della capacità annuale in import dai mercati esteri al mercato italiano (che approssima il valore atteso per il differenziale di prezzo tra mercato italiano e mercati esteri) più un margine aggiuntivo, che rappresenta il valore dell'opzione per il rischio che il differenziale di prezzo tra mercato italiano e mercati esteri aumenti rispetto al suo valore atteso. Poiché la capacità annuale *firm* in import dalla Francia verso l'Italia per il 2016 è stata assegnata ad un valore di 11.59 €/MWh, è possibile

pertanto ipotizzare che in esito alla prossima asta di selezione degli *shipper* questi richiedano un corrispettivo unitario superiore a questo valore.

## LA PROROGA DEL SERVIZIO DI IMPORT VIRTUALE

#### LE DISPOSIZIONI TRANSITORIE PER IL 2016

Non essendo stato possibile svolgere entro lo scorso anno le aste annuali per la selezione degli *shipper* disposti a svolgere il servizio di import virtuale per l'intero 2016, L'Autorità è intervenuta (Delibera 666/2015/R/eel) per introdurre specifiche disposizioni transitorie, stabilendo in particolare, per ogni ora del 2016 precedente all'effettivo svolgimento del servizio di import virtuale, il diritto per i soggetti finanziatori a ricevere se positivo o l'obbligo di versare se negativo un corrispettivo (scaricato sulla componente dell'*uplift* a copertura dei costi del servizio di import virtuale) pari al prodotto tra le quantità di energia elettrica richieste in import virtuale e la differenza tra il PUN e il prezzo all'ingrosso dei mercati esteri su cui hanno scelto di rendere disponibile agli *shipper* queste quantità, fermo restando l'obbligo di versare a Terna i corrispettivi per l'interconnessione virtuale. Dal regolamento per lo svolgimento dell'asta annuale per la selezione degli *shipper* per il 2016 pubblicato da Terna, emerge come quest'anno il servizio di import virtuale sarà effettivamente svolto per il periodo 1 febbraio - 31 dicembre, mentre la selezione degli *shipper* è stata fissata per il 27 gennaio. Solo per il mese in corso dovrebbe pertanto vedere applicazione il corrispettivo basato sugli *spread* tra il PUN e i prezzi all'ingrosso dei mercati esteri.

#### IL FONDO DI GARANZIA

Il governo ha inoltre istituito presso Terna un fondo di garanzia nel quale i soggetti finanziatori degli *interconnector* sono tenuti a versare annualmente 1 euro/MWh sull'energia oggetto di import virtuale fino all'entrata in servizio di ciascun *interconnector*, in aggiunta ai corrispettivi per l'interconnessione virtuale.

## RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Consultazione rinnovabili](#)
- [Consultazione efficienza energetica](#)
- [Direttiva 2009/28/CE](#)
- [Direttiva 2012/27/UE](#)
- [2014/C 200/01](#)
- [COM\(2015\) 572](#)
- [EEG 2014](#)

## ARTICOLI CORRELATI

- [La politica comunitaria per l'energia e il clima al 2030](#) (Newsletter 173)
- [Accordo di Parigi: una frattura col passato, ma di quale portata?](#) (Newsletter 193-194)

## TAG

climate and environment, energy efficiency, renewable electricity source, renewable energy thermal source

## ENERGIE RINNOVABILI ED EFFICIENZA

## OBIETTIVI COMUNITARI 2030: PROCESSO DI GOVERNANCE O PIENA ARMONIZZAZIONE DI POLITICHE

*Il passaggio da obiettivi nazionali a comunitari per le rinnovabili e l'efficienza energetica al 2030 richiede una regia comune. Tuttavia, il meccanismo di governance con cui la Commissione Europea (CE) dovrebbe portare gli Stati al conseguimento dell'obiettivo comune continua a essere delineata in modo poco chiaro e il rischio è che lasciare lo sviluppo di strumenti di cooperazione regionale alla volontà degli Stati si concluda in un nulla di fatto. Con le consultazioni sulle nuove direttive per le rinnovabili e l'efficienza energetica la CE si spinge quindi a proporre policy e strumenti di supporto comunitari, coerentemente tra l'altro con il completamento del mercato unico dell'energia. Più probabilmente però a valle della consultazione sarà adottato un percorso di armonizzazione più graduale, con il rischio di dettare delle linee guida piuttosto che una nuova normativa comunitaria.*

## AGGIORNAMENTO DELLE DIRETTIVE IN COERENZA CON GLI OBIETTIVI 2030

## UNA REGIA PER GLI OBIETTIVI COMUNITARI

La CE ha recentemente avviato le consultazioni per la definizione delle nuove direttive (o la revisione di quelle già esistenti) per la promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica, giustificata dalla necessità di adeguare la legislazione comunitaria ai nuovi impegni assunti nell'ambito del Pacchetto Clima Energia 2030. La fissazione di obiettivi nazionali solo con riferimento all'abbattimento delle emissioni nei settori non ETS dovrebbe lasciare gli Stati liberi di scegliere in autonomia il mix di politiche e strumenti per centrare l'obiettivo di decarbonizzazione, la scelta di compromesso di fissare anche un obiettivo comunitario vincolante per la penetrazione dei consumi da fonti rinnovabili (27% del consumo finale lordo) impone tuttavia una regia affinché le scelte dei singoli Stati portino nel complesso a centrare l'obiettivo comune. Inoltre, una linea d'azione unitaria risulta necessaria anche per conseguire gli obiettivi che nel Pacchetto 2030 sono comunitari e solo indicativi, e che la CE ritiene necessari per rimanere in traiettoria per il raggiungimento degli obiettivi 2050; si tratta in particolare dell'obiettivo di efficienza energetica (27% di risparmio di energia primaria, che la CE intende innalzare al 30%) e di quello di penetrazione dell'energia rinnovabile nel settore dei trasporti (14-16%).

## BENE I TEMI DI INTERVENTO, MA IL PROBLEMA E' LA COOPERAZIONE

Le proposte della CE danno maggiore centralità a temi che le direttive del 2009 (per le rinnovabili) e del 2012 (per l'efficienza energetica) avevano lasciato ai margini, ma che l'evoluzione del settore negli ultimi anni ha dimostrato indispensabili per il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione. Si tratta di aiutare il consumatore a svolgere un ruolo più attivo nel mercato dell'energia, promuovendo un maggiore scambio di informazioni e lo sviluppo di sistemi di autoconsumo, *storage* e *demand response*, di intensificare gli sforzi per la penetrazione delle fonti rinnovabili nel settore della climatizzazione degli edifici, in particolare con interventi nei sistemi di teleriscaldamento e obblighi di efficientamento per gli edifici esistenti, e dei trasporti, con un'attenzione particolare al grado di sostenibilità dei biocarburanti, oltre che di favorire una sempre maggiore integrazione delle fonti rinnovabili nel mercato elettrico. Queste tematiche sono state almeno in parte già affrontate anche in altri documenti della CE e sono state o saranno oggetto di specifiche consultazioni: il punto centrale delle recenti consultazioni per le rinnovabili e l'efficienza energetica sembra essere invece la definizione del processo di cooperazione tra gli Stati al fine del conseguimento degli obiettivi comuni.

## COOPERAZIONE TRA STATI: MEGLIO CHE IN PASSATO?

Meccanismi di cooperazione tra gli Stati erano già previsti dalla direttiva 2009/28/CE ai fini del conseguimento degli obiettivi nazionali di penetrazione dei consumi da fonti rinnovabili per il 2020. In particolare, la direttiva aveva previsto la possibilità di effettuare trasferimenti statistici tra gli Stati, di realizzare progetti comuni (tra

Stati membri o con paesi terzi), anche con il coinvolgimento di operatori privati, e di implementare regimi di sostegno comuni. Anche se questi strumenti avrebbero dovuto consentire il conseguimento degli obiettivi nazionali in maniera più efficiente, come la stessa CE ha sottolineato sono stati finora utilizzati in misura molto marginale. Nonostante il tentativo della CE di indagare con la consultazione, le cause di questo insuccesso (tra incertezza legislativa, complessità amministrativa, mancanza di benefici per gli Stati, caratteristiche del processo, che è amministrativo e non di mercato, e riluttanza degli Stati a utilizzare risorse comuni in progetti oltre confine), non sembrano però ad oggi essere poste le basi per fare funzionare meglio il meccanismo nel periodo post 2020. D'altra parte, i meccanismi di cooperazione regionali tra Stati svolgono un ruolo centrale anche nelle linee guida della CE (COM(2015) 572) per la redazione dei piani nazionali per l'energia e il clima per il 2030, ma la loro implementazione non è al momento obbligatoria.

#### INCENTIVI: POSSIBILI MECCANISMI EUROPEI?

Nel proporre un nuovo *framework* normativo per i meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili, la CE si muove nel solco delle linee guida (2014/C 200/01) per gli aiuti di Stato in materia di energia e ambiente 2014-2020. I nuovi meccanismi di incentivazione dovranno pertanto essere *market-based* e, in vista del raggiungimento della *grid parity* e della *market parity*, dovrà essere previsto un graduale *phase-out* degli incentivi a supporto delle tecnologie più mature tra il 2020 e il 2030. In ogni caso, in futuro lo sviluppo delle fonti rinnovabili dovrebbe essere sempre meno guidato dai meccanismi di incentivazione, e sempre più da altri pilastri della politica energetica europea, come la riforma del meccanismo ETS europeo, che, una volta a regime, dovrebbe portare alla formazione di segnali di prezzo del carbonio in grado di sviluppare tecnologie *low carbon* anche in assenza di incentivi, lo sviluppo del mercato comune dell'energia e l'integrazione in esso della generazione da fonti rinnovabili.

Un punto centrale delle recenti consultazioni risiede tuttavia nella definizione del perimetro geografico di applicazione dei meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili e degli interventi di efficienza energetica che comunque resteranno operativi nel medio termine. La volontà della CE di superare l'ambito di applicazione nazionale appare chiaro, tanto che un punto della consultazione verte sulle modalità di partecipazione di un progetto collocato in uno Stato a meccanismi incentivanti promossi da altri Stati. A questo proposito, la legge tedesca di promozione delle fonti rinnovabili (EEG Energiewende), nella più recente versione del 2014 prevede che l'allocatione tramite asta di almeno il 5% della nuova capacità incentivata avvenga tramite competizione a livello europeo, subordinando tuttavia l'applicazione di questa regola alla presenza di un accordo di cooperazione tra gli Stati tra quelli previsti dalla direttiva 2009/28/CE.

La novità consiste però nel fatto che la CE, nel prevedere il superamento di strumenti applicati su scala nazionale, non si limita a proporre lo sviluppo di sistemi di incentivazione su scala regionale, quindi attraverso meccanismi di cooperazione tra Stati, ma arriva a proporre l'adozione di strumenti di incentivazione comunitari. Secondo la CE, la piena armonizzazione degli strumenti di supporto potrebbe tra l'altro portare a:

- organizzazione di aste comunitarie per la selezione della nuova capacità che ha diritto di accedere agli incentivi, con la definizione di prerequisiti comuni per l'accesso
- fondi di finanziamento comunitari
- implementazione di un meccanismo dei TEE europeo
- obblighi comunitari per l'immissione in rete dei biocombustibili.

Attraverso il passaggio da meccanismi nazionali o regionali a meccanismi comunitari la necessità di definire un processo di *governance* per coordinare le politiche degli Stati al fine del raggiungimento degli obiettivi comuni per le rinnovabili e l'efficienza energetica sarebbe superata. Attraverso una centralizzazione degli strumenti di supporto la definizione del mix di *policy* da adottare al fine del conseguimento degli obiettivi avverrebbe infatti a livello comunitario. Ad esempio, il *trend* di lo sviluppo di nuova capacità di generazione elettrica rinnovabile incentivata e la sua ripartizione tra le fonti sarebbero definiti attraverso la fissazione di contingenti ad asta comunitari e non dalla somma delle politiche implementate dagli Stati o dai gruppi di Stati.

L'implementazione di strumenti di supporto comunitari avrebbe il vantaggio di massimizzare l'efficienza nel conseguimento degli obiettivi, in quanto implicherebbe una competizione tra tutti gli operatori europei. Tuttavia, il mantenimento di meccanismi nazionali o al più regionali consentirebbe uno sviluppo delle diverse fonti e tecnologie più distribuito sul territorio e favorirebbe lo sviluppo o il mantenimento di filiere nazionali, garantendo ricadute economiche positive in modo più omogeneo nell'Unione.

## LA FORMA POSSIBILE DELLA NUOVA LEGISLAZIONE UE

### STRAVOLGIMENTO DELLE POLITICHE ATTUALI O NULLA DI FATTO

In seguito alla pubblicazione dei testi delle recenti consultazioni, il possibile funzionamento del processo di *governance*, reso indispensabile a valle della scelta del Consiglio Europeo di fissare obiettivi vincolanti a livello comunitario ma non nazionale, rimane ancora poco chiaro, tuttavia anche l'effettiva possibilità di centralizzare i meccanismi risulta ampiamente incerta, tanto che è la stessa CE a porsi il problema dell'appropriatezza dell'introduzione di nuove regole in tale direzione. Accantonata l'ipotesi di un intervento limitato a modificare le direttive esistenti (almeno per quanto riguarda la promozione delle fonti rinnovabili), in quanto secondo la CE non sarebbe in grado di riflettere le novità introdotte dal Pacchetto 2030 (spostamento degli obiettivi vincolanti dal livello nazionale a quello comunitario) e la necessità di una revisione più ampia del disegno di mercato, le proposte di intervento della CE rimangono due:

- definizione di un nuovo *framework* di *policy* europeo che, pur mantenendo gli attuali meccanismi nazionali, favorisca una graduale transizione verso la piena integrazione delle fonti rinnovabili nel mercato unico dell'energia attraverso l'introduzione anche di strumenti su base regionale o comunitaria frutto di cooperazione volontaria tra Stati (approccio volontario *bottom-up*)
- piena armonizzazione delle *policy* e dei meccanismi di supporto europei per le fonti rinnovabili, anche attraverso obblighi di cooperazione tra Stati (approccio *top-down*).

In entrambi i casi appare evidente l'obiettivo ultimo della CE, ossia l'armonizzazione della politica europea per le fonti rinnovabili, traguardo che d'altra parte sembra essere inevitabile in vista del completamento del mercato unico dell'energia. Nel caso di un immediato e forte intervento di centralizzazione da parte della CE tuttavia si prospetta un completo stravolgimento delle politiche attualmente in essere a livello nazionale, con il rischio di contrasti con le scelte in materia di politica energetica dei singoli Stati. Se l'implementazione di questo scenario sembra quindi poco probabile e la CE opterà per un processo di transizione più graduale, il rischio è al contrario che gli sforzi della CE di riforma del *framework* rimangano sulla carta, come ha dimostrato lo scarso successo dei meccanismi di cooperazione già previsti dalla disciplina europea, e che il meccanismo di *governance* CE - Stati continui ad avere contorni poco chiari.

## GAS NATURALE MONITORAGGIO GARE GAS

Il 2015 si è chiuso con una corsa alla pubblicazione dei bandi di gara, complice l'avvicinarsi della scadenza per l'applicazione della sanzione che per il primo e il secondo raggruppamento era stata prorogata al 31 dicembre 2015<sup>1</sup>.

Ad oggi, su circa ottanta ATEM per i quali è scaduto il termine di pubblicazione, sono stati pubblicati 15 bandi, ma uno (Monza e Brianza 2 - Ovest) è stato ritirato pochi giorni dopo la pubblicazione. Dei 14 rimanenti, quattro sono stati inviati all'AEEGSI per il controllo di legge, anche se solo il bando di Milano 1 (ATEM che include la città di Milano) è stato pubblicato dopo aver ricevuto le osservazioni da parte del regolatore (Deliberazione 631/2015/R/Gas). Tuttavia in ancora molti bandi le informazioni non sono complete e in alcuni casi addirittura mancano gli allegati. Stante questa situazione e considerato che per ora il Governo non ha accolto la reiterata richiesta da parte dell'ANCI di rinviare i termini per bandire le gare, è facile presagire l'apertura di una stagione all'insegna del contenzioso.

### VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

| INFORMAZIONI GENERALI    |          |              |               |         |         | VALUTAZIONE CONCORRENZIALITA' |            |            |                  |         |
|--------------------------|----------|--------------|---------------|---------|---------|-------------------------------|------------|------------|------------------|---------|
| ATEM                     | Scadenza | Invio AEEGSI | Pubblicazione | VIR/RAB | Densità | Frammentazione                | Dimensione | Post Letta | Grandi Operatori | Globale |
| VARESE 2                 | set-15   | NO           | 11/09/2015    | *       | MEDIA   | ●                             | ●          | ●          | ●                | ●       |
| TORINO 2                 | lug-15   | 30/10/2015   | 29/12/2015    | <10%    | MEDIA   | ●                             | ●          | ●          | ●                | ●       |
| UDINE 2                  | nov-15   | NO           | 04/11/2015    | >10%    | MEDIA   | ●                             | ●          | ●          | ●                | ●       |
| MILANO 1                 | lug-15   | 12/11/2015   | 23/12/2015    | < 10%   | ALTA    | ●                             | ●          | ●          | ●                | ●       |
| VENEZIA 1                | nov-15   | 12/11/2015   | 28/12/2015    | *       | MEDIA   | ●                             | ●          | ●          | ●                | ●       |
| MASSA-CARRARA            | lug-15   | 19/11/2015   | 21/12/2015    | < 10%   | MEDIA   | ●                             | ●          | ●          | ●                | ●       |
| ROMA 1                   | lug-15   | 25/11/2015   | NO            |         | ALTA    | ●                             | ●          | ●          | ●                | ●       |
| ALESSANDRIA 2            | lug-15   | NO           | 22/12/2015    | *       | MEDIA   | ●                             | ●          | ●          | ●                | ●       |
| TORINO 3                 | ott-15   | NO           | 22/12/2015    | *       | BASSA   | ●                             | ●          | ●          | ●                | ●       |
| UDINE 1                  | ott-15   | NO           | 23/12/2015    | *       | BASSA   | ●                             | ●          | ●          | ●                | ●       |
| CREMONA 2 E<br>CREMONA 3 | ott-15   | NO           | 24/12/2015    | *       | BASSA   | ●                             | ●          | ●          | ●                | ●       |
| PERUGIA 2                | lug-15   | NO           | 28/12/2015    | *       | BASSA   | ●                             | ●          | ●          | ●                | ●       |
| BIELLA                   | lug-15   | NO           | 29/12/2015    | *       | BASSA   | ●                             | ●          | ●          | ●                | ●       |
| MONZA E<br>BRIANZA 1     | lug-15   | NO           | 29/12/2015    | *       | ALTA    | ●                             | ●          | ●          | ●                | ●       |
| FORLÌ-CESENA             | mar-16   | 30/12/2015   | NO            |         | BASSA   | ●                             | ●          | ●          | ●                | ●       |
| LODI 1                   | lug-15   | NO           | 30/12/2015    | *       | MEDIA   | ●                             | ●          | ●          | ●                | ●       |

Aggiornata al 20/01/2016

Grado potenziale concorrenzialità: ● ALTO ● MEDIO ● BASSO

\*Informazioni incomplete o indisponibili

### NOTA METODOLOGICA

Scadenza: si intende la data limite per la pubblicazione del bando prevista per legge. Gruppo 1 - luglio 2015; Gruppo 2 - luglio /ottobre 2015; Gruppo 3 - settembre/dicembre 2015; Gruppo 4 - novembre 2015/febbraio 2016; Gruppo 5 marzo /giugno 2016; Gruppo 6 settembre/dicembre 2016; Gruppo 7 novembre 2016/febbraio 2017; Gruppo 8 - febbraio 2017

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

Delta VIR/RAB: calcolato in base alle informazioni riportate nei bandi

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

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

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

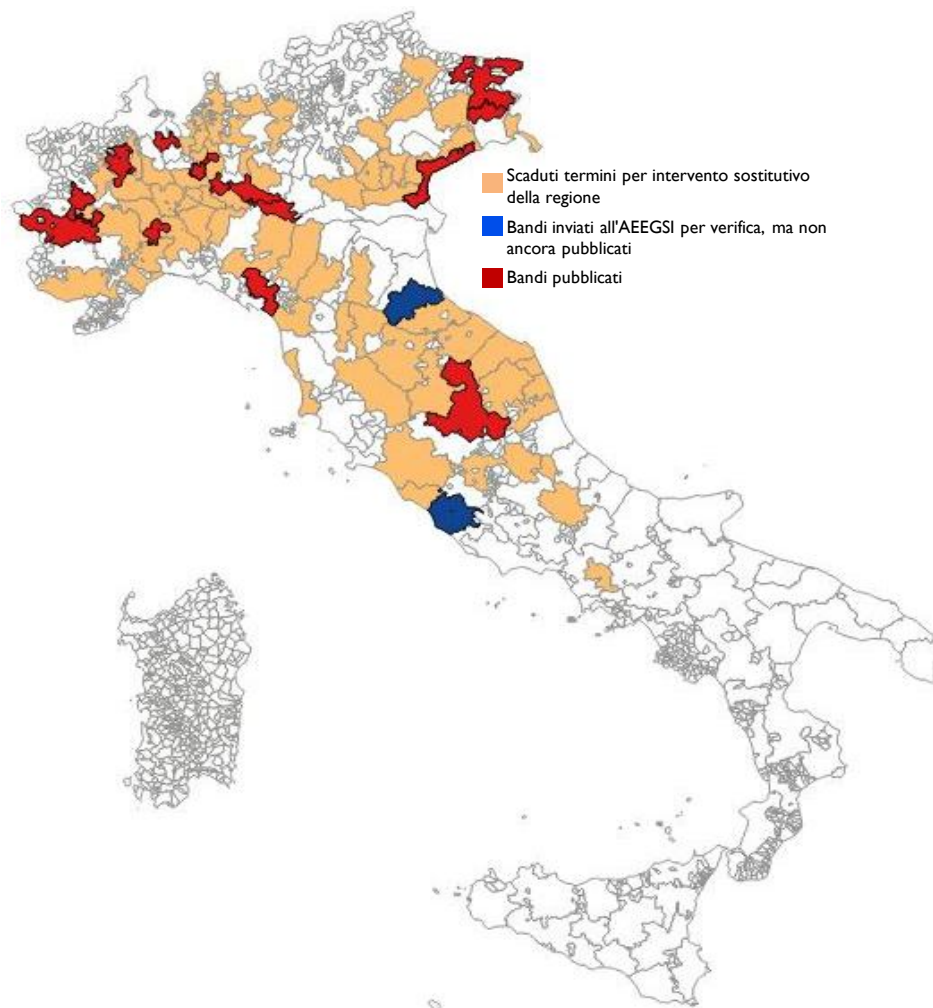
Post Letta: rileva la presenza di enclave con scadenza superiore al 2020.

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

Fino alla sottoscrizione del contratto per l'acquisizione del 51% di LGH da parte di A2A, l'analisi elaborata da REF-E continua a considerare i due gruppi separatamente.

<sup>1</sup> Per gli ATEM degli altri raggruppamenti l'applicazione della sanzione decorre contestualmente alla scadenza del relativo termine per la pubblicazione del bando.

**PUBBLICAZIONE BANDI GARE GAS: STATO DELL'ARTE**



## DATI DI MERCATO

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

|                         | 2015*          | 2014*          | Var. %      |
|-------------------------|----------------|----------------|-------------|
| <b>Domanda</b>          | <b>315 234</b> | <b>310 535</b> | <b>1.5%</b> |
| <b>Produzione netta</b> | <b>270 703</b> | <b>269 148</b> | <b>0.6%</b> |
| - Termoelettrico        | 180 871        | 167 080        | 8.3%        |
| - Rinnovabili**         | 89 832         | 102 068        | -12.0%      |
| <b>Saldo estero</b>     | <b>46 381</b>  | <b>43 716</b>  | <b>6.1%</b> |

\* Gen-Ott; \*\* Idroelettrico, Geotermoelettrico, Eolico e Fotovoltaico  
Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

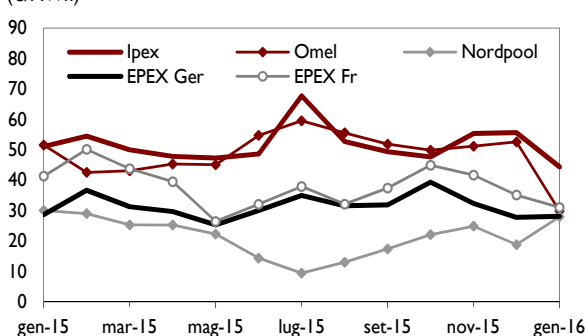
### GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE (Gmc e variazioni tendenziali)

|                         | AS 2016    | AS 2015    | Var. %        | AT 2015     | AT 2014     | Var. %        |
|-------------------------|------------|------------|---------------|-------------|-------------|---------------|
| Industriale             | 0.9        | 1.2        | -24.7%        | 3.2         | 4.4         | -27.3%        |
| Termoelettrico          | 1.6        | 1.8        | -13.3%        | 5.5         | 6.6         | -15.8%        |
| Distribuzione           | 4.4        | 5.5        | -20.1%        | 10.1        | 14.7        | -31.2%        |
| Altro                   | 0.3        | 0.2        | 18.7%         | 0.8         | 0.8         | -4.7%         |
| <b>Totale prelevato</b> | <b>7.1</b> | <b>8.7</b> | <b>-18.3%</b> | <b>19.7</b> | <b>26.5</b> | <b>-25.9%</b> |

Ultimo dato 24/01/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

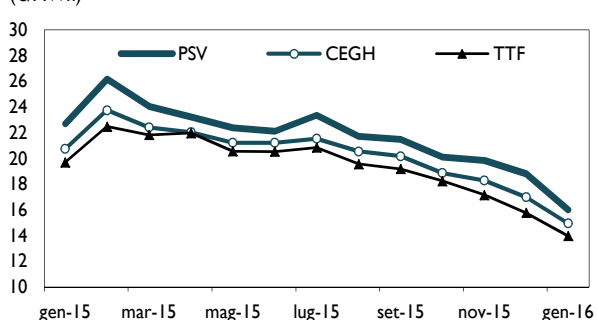
### ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA (€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato 17/01/2016

Fonte: Borse Europee

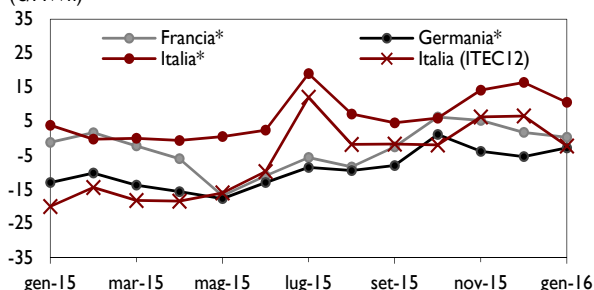
### GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA (€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato 26/01/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Platts

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

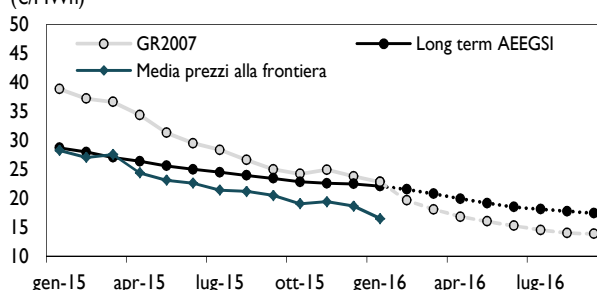


\* Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili

Ultimo dato 17/01/2016

Fonte: elaborazioni REF-E

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

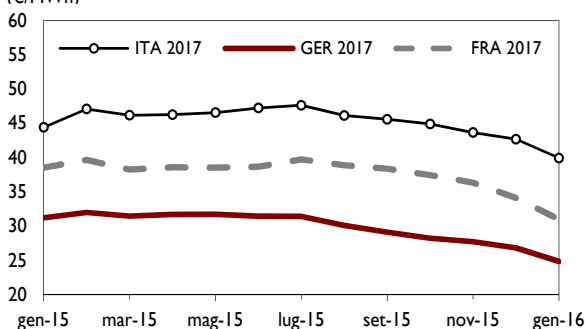


Confronto al PSV

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

Fonte: elaborazioni REF-E su WGI, Platts, AEEGSI e forward al 21/01/2016

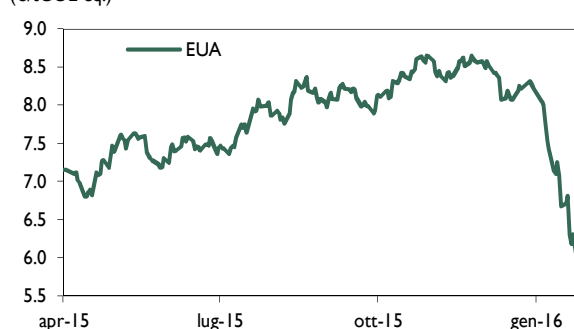
### ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI (€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato 18/01/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

### CO2: PREZZI SPOT (€/tCO2 eq.)



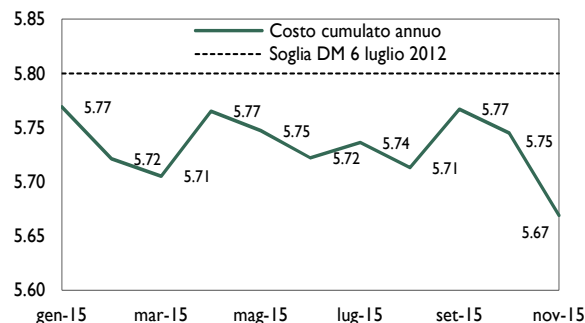
Prezzi giornalieri. Ultimo dato 27/01/2016

Fonte: Reuters su EEX

## DATI SETTORI INCENTIVATI E REGOLATI

### CONTATORE GSE RINNOVABILI\*

(miliardi di euro)

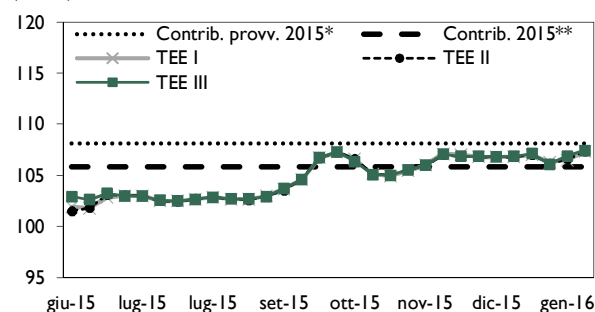


\* Rinnovabili elettriche diverse dal fotovoltaico

Fonte: GSE

### TEE: PREZZI DI BORSA E CONTRIBUTO TARIFFARIO

(€/TEE)

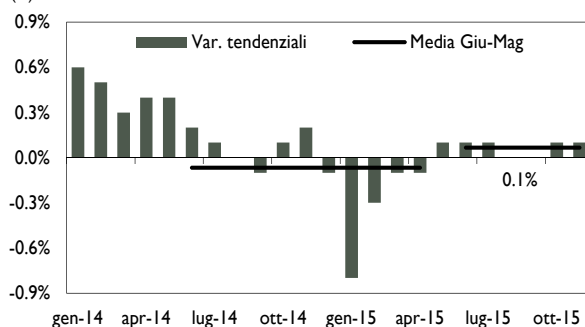


\* AEEGSI \*\* GME. Ultimo dato 27/01/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, AEEGSI

### FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI\*

(%)

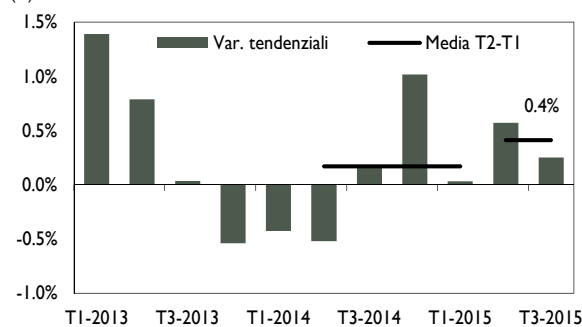


\* Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati

Fonte: Istat

### DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI\*

(%)



\*Deflatore degli investimenti fissi lordi

Fonte: Istat

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

(€/cent/kWh)

| Componente                    | II 2015      | III 2015     | IV 2015      | I 2016       |
|-------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Energia, dispac. e commerc.   | 8.27         | 8.08         | 8.39         | 8.41         |
| Costi infrastrutture          | 2.86         | 2.86         | 2.86         | 3.05         |
| Oneri A UC MCT                | 4.90         | 5.02         | 5.28         | 4.85         |
| <b>Totale - tasse escluse</b> | <b>16.03</b> | <b>15.95</b> | <b>16.52</b> | <b>16.32</b> |

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

### ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA CONDOMINI\*

(€/cent/kWh)

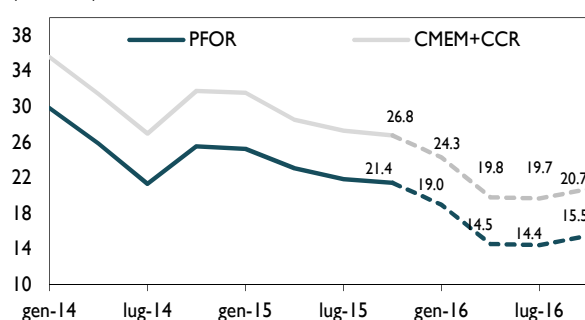
| Componente                    | II 2015      | III 2015     | IV 2015      | I 2016       |
|-------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Energia, dispac. e commerc.   | 7.93         | 7.72         | 7.99         | 7.60         |
| Costi infrastrutture          | 2.91         | 2.91         | 2.91         | 2.75         |
| Oneri A UC MCT                | 8.20         | 8.42         | 8.80         | 8.22         |
| <b>Totale - tasse escluse</b> | <b>19.03</b> | <b>19.04</b> | <b>19.69</b> | <b>18.56</b> |

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

### GAS NATURALE: COSTO APPROVVIGIONAMENTO IN TUTELA

(€/cent/mc)



PCS 38.52 MJ/mc. Previsioni (tratteggio) su forward al 26/01/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Albasoluzioni, AEEGSI

### GAS NATURALE: PREZZI IN TUTELA DOMESTICI

(€/cent/mc)

| Componente                    | II 2015      | III 2015     | IV 2015      | I 2016       |
|-------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Approvvig. e vendita          | 34.28        | 33.60        | 34.13        | 32.14        |
| Costi di trasporto            | 3.08         | 3.07         | 4.11         | 3.99         |
| Costi di distribuzione        | 8.91         | 8.91         | 8.91         | 8.77         |
| Oneri generali di sistema     | 2.96         | 2.99         | 2.99         | 2.99         |
| <b>Totale - tasse escluse</b> | <b>49.22</b> | <b>48.57</b> | <b>50.13</b> | <b>47.88</b> |

\*Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

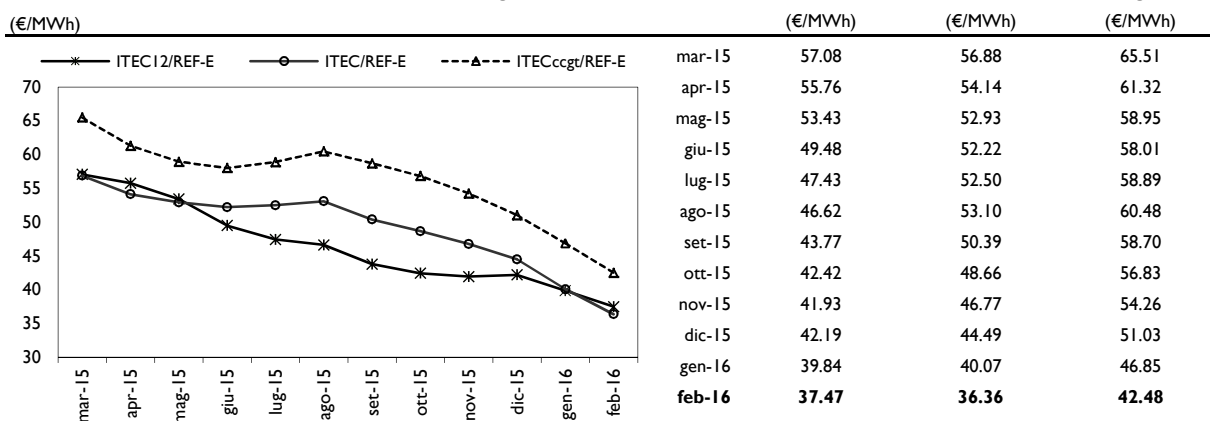
## L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di gennaio è pari a 39.84 €/MWh, in calo del 5.6% sul dato di dicembre (42.19 €/MWh). Il calo dell'indice è legato all'andamento congiunto del prezzo registrato dai combustibili sottostanti e dal cambio: il Brent ha segnato un calo del 13.7%, il carbone del 9.4% e il TTF del 8.1%, variazioni sostenute dall'apprezzamento della valuta europea rispetto a quella americana (+1.3%).

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di gennaio si attesta a 40.07 €/MWh, in calo del 9.9% sul valore consuntivo di dicembre (pari a 44.49 €/MWh) mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di gennaio si attesta a 46.85 €/MWh, un valore in diminuzione del 8.2% sul consuntivo del mese precedente (51.03 €/MWh). L'andamento al ribasso degli indici è legato alle flessioni di prezzo registrate durante il mese di dicembre dai combustibili e all'aumento dell'euro sul dollaro: olio BTZ (-25.8%), gasolio (-19.3%), Brent (-13.7%) e carbone (-9.4%); la moneta europea registra un apprezzamento del 1.3% sul dollaro contribuendo così al calo dell'indice.

Il valore *forward* per il mese di febbraio dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 21 gennaio, è pari a 37.47 €/MWh, in calo del 5.9% rispetto al consuntivo di gennaio. I valori *forward* per il mese di febbraio di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 21 febbraio, sono pari a 36.36 €/MWh e 42.48 €/MWh, entrambi in calo del 9.3% sul consuntivo di gennaio.

### 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 febbraio sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Platts al 21/01/2016.

Valori consuntivi calcolati da REF-E su dati Platts.

### Cos'è ITEC12/REF-E

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

### Cos'è ITEC/REF-E

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

REF-E si impegna a mantenere la formula di ITEC nella sua struttura attuale fino al 31 dicembre 2016.



Indice Month Ahead Gas Italia

## PROGETTO MAGI

### COSA È MAGI

MAGI è un indice *month ahead* del prezzo gas al PSV. MAGI è indipendente, affidabile e trasparente: è calcolato su una media ponderata tra una componente di *survey* (30%) e una componente basata su transazioni effettivamente concluse (70%) per consegne nel mese successivo.

La metodologia sviluppata mira a far emergere il reale valore di mercato del gas eliminando possibili *gaming* da parte degli operatori. Il risultato della *survey* è pubblicato quotidianamente, mentre le transazioni sono aggiunte a fine mese, in tal modo gli operatori possono seguire le tendenze del mercato e avere un'idea della differenza tra le due componenti. Prima della pubblicazione un *auditor* verifica ambedue le componenti, che vengono pubblicate ogni mese in modo da garantire la massima trasparenza sul meccanismo di formazione dell'indice.

### PERCHÉ MAGI

Gli indici *month ahead* possono essere utilizzati nei contratti di fornitura per le centrali termoelettriche, per i grandi consumatori industriali, o nei contratti di acquisto da produttori indipendenti. Tali indici hanno tipicamente una liquidità sottostante maggiore e una volatilità minore rispetto agli indici del giorno prima o di bilanciamento.

MAGI è trasparente, affidabile e indipendente: è pensato per riflettere i fondamentali del mercato del gas così come previsti dagli operatori con un mese di anticipo, e per permettere a tutti gli operatori di esprimere la loro *view* attraverso le transazioni concluse o proposte. MAGI fornisce finalmente un riferimento di prezzo affidabile da poter essere utilizzato nei contratti di compravendita e offre la possibilità di annullare l'esposizione di mercato attraverso la contrattazione di strumenti efficienti come i contratti di *swap*.

### GLI SPONSOR

Gli *sponsor* del progetto MAGI sono Alba Soluzioni, REF-E and 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

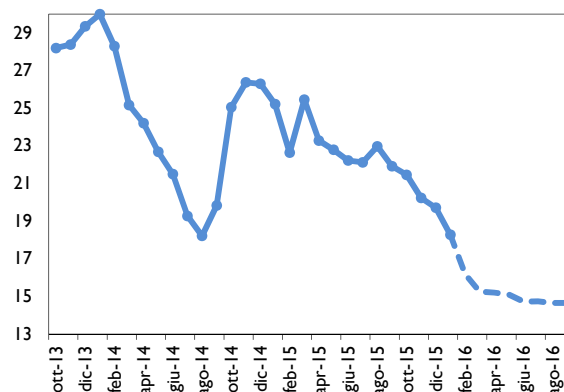
L'indice gas MAGI consuntivo per gennaio 2016 è pari a 18.2726 €/MWh, risultato di una componente transazione pari a 18.2641 €/MWh e di un valore leggermente superiore rilevato attraverso le *survey* (18.2925 €/MWh).

La quotazione del prodotto con consegna a gennaio 2016 è scesa del 7% rispetto a quella per le consegne di dicembre 2015 ed è notevolmente più bassa di quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (25.21 €/MWh). Il volume complessivo transato (3,602 MW) e il numero di operazioni registrate (139) sono leggermente superiori rispetto a quelli del prodotto con consegna nello stesso mese dell'anno scorso: i volumi transati e il numero delle transazioni sottostanti il calcolo dell'indice MAGI di gennaio 2016 sono circa il 20% in più rispetto a gennaio 2015.

I primi scambi del prodotto con consegna a febbraio 2016, relativi a un campione di 172 operazioni e un volume totale scambiato di 4,200 MW, indicano un prezzo inferiore rispetto al prodotto con consegna a gennaio. Al 21 gennaio, infatti, il valore del gas con consegna nel prossimo mese è di 16.1835, -17% rispetto all'ultimo dato consuntivo.

Se già le quotazioni attese per il gas in consegna nel I trimestre 2016 hanno subito un forte ribasso rispetto alle aspettative degli ultimi due mesi, attestandosi al di sotto dei 17 €/MWh; quelle relative al II trimestre raggiungono i 15 €/MWh. Anche per la prossima stagione estiva il mercato si attende un livello dei prezzi inferiore rispetto alle attese del mese scorso e che si attesta al di sotto dei 15€/MWh.

EVOLUZIONE DI MAGI (storico e curva a termine indicativa)  
(€/MWh)



Per maggiori informazioni contattare [Info@magindex.org](mailto:Info@magindex.org) o sul sito [www.magindex.org](http://www.magindex.org) o contattare uno degli *sponsor*:

[www.albasoluzioni.com](http://www.albasoluzioni.com)

[www.ref-e.com](http://www.ref-e.com)

[www.tfsbrokers.com](http://www.tfsbrokers.com)