



Sottoscrittori

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

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

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

IMPRESE E ISTITUZIONI

● La SEN 2017: obiettivi ambiziosi?

La SEN2017 lancia il messaggio: l'Italia vuole accelerare il percorso verso la stabilità. Ma quanto davvero sono ambiziosi gli obiettivi? Sono in linea con gli impegni presi a Parigi? Costi, tempi e contributi come sono stati tarati? Tante domande con risposte non scontate su cui proponiamo alcune riflessioni.

pag. 3

● La riforma della valutazione di impatto ambientale

Il Dlgs 104/2017 ha portato a un'ampia e organica riscrittura della disciplina della VIA. L'intervento legislativo, necessario per recepire la Direttiva 2014/52/UE, rafforza significativamente il ruolo dello Stato rispetto a quello delle Regioni, sia in termini di aumento dello spettro di progetti divenuti di competenza statale, sia di riduzione delle facoltà di intervento normativo delle Regioni, che come prevedibile, hanno impugnato in massa il provvedimento di fronte alla Corte Costituzionale.

pag. 13

GAS NATURALE

● Regolazione tariffaria della misura gas: primi passi verso il TOTEX

Anche la misura gas, dopo quella elettrica, diviene campo per la sperimentazione regolatoria: il meccanismo incentivante per i CAPEX, basato sui costi standard, sembra poter evolvere in modo da prevedere lo stesso incentivo all'efficienza presente per gli OPEX in linea con il concetto alla base della regolazione TOTEX. In pratica la proposta implica una revisione al ribasso del livello di costi standard per le classi di misuratori più inferiori, compensata però dall'applicazione di un maggior peso dei costi effettivi. In arrivo anche nuovi obblighi al 2020 per i programmi di roll-out dei misuratori elettronici.

pag. 17

MERCATO ELETTRICO

● Verso un mercato elettrico integrato e sempre più flessibile

Mentre in Europa, con la definizione degli ultimi dettagli, si conclude il disegno del mercato armonizzato, che tra l'altro impone l'ammissibilità dei prezzi negativi entro giugno 2018, a livello nazionale l'attenzione è concentrata sul garantire sempre maggiore flessibilità e sicurezza al sistema elettrico, attraverso l'implementazione dei progetti pilota sul mercato dei servizi e un progressivo adattamento del Codice di Rete, aprendo la partecipazione a risorse non tradizionali (rinnovabili e demand response) e esplicitando i segnali economici dei vari servizi forniti al sistema, tra cui la regolazione di tensione.

pag. 20

GARE GAS

● Monitoraggio gare gas

pag. 27

INDICATORI

● Dati di mercato

pag. 30

● Dati settori incentivati e regolati

pag. 31

INDICI

● ITEC e Magi

pag. 32

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Sergio Ascari, Domenico Biasi,
Donatella Bobbio, Virginia
Canazza, Giacomo Ciapponi,
Federico Clementi, Andrea Coletta,
Federica Davò, Guido Gatti, Pablo
Ángel Escribano Martín, Tommaso
Franci, Ana Georgieva, Marco
Pellegrino, Giorgio Perico

Editore

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

Presidente

Pia Saraceno

Segreteria, Editing e grafici

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

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

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

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

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

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

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

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

Periodici

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

Pubblicazioni

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

Servizi

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

NEWS
Ultime pubblicazioni

- [La metanizzazione della Sardegna](#), Osservatorio GNL usi finali, Novembre 2017
- [Energy Outlook n. 6](#), Ottobre 2017
- [Working paper](#) "Smart meter: aspetti tecnologici, economici e regolatori della gestione intelligente della rete" - n. 15/Marzo 2017

IMPRESE E ISTITUZIONI

LA SEN 2017: OBIETTIVI AMBIZIOSI?

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [SEN2017](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Bilanciamento e dispacciamento](#) (Newsletter 213)
- [MSD e sbilanciamenti: continua la riforma del mercato](#) (Newsletter 210)
- [Energy Outlook n. 5](#)

La SEN2017 lancia il messaggio: l'Italia vuole accelerare il percorso verso la stabilità. Ma quanto davvero sono ambiziosi gli obiettivi? Sono in linea con gli impegni presi a Parigi? Costi, tempi e contributi come sono stati tarati? Tante domande con risposte non scontate su cui proponiamo alcune riflessioni.

A seguito dell'approvazione, con decreto ministeriale, della Strategia Energetica Nazionale 2017 (SEN2017), che aggiorna la precedente versione del 2013, riprendiamo e approfondiamo alcuni dei temi chiave già richiamati nel nostro commento alla consultazione (*Energy Outlook n. 5*).

GLI OBIETTIVI MACRO

La SEN2017 lancia il messaggio: l'Italia vuole accelerare il percorso verso la sostenibilità, in coerenza con gli obiettivi di lungo termine (2050). Le politiche attive aggiuntive proposte riguardano il *phase out* del carbone, più rinnovabili e maggiore efficienza, con una riduzione dei consumi primari e finali superiore rispetto agli scenari tendenziali. Queste tre principali correzioni agli andamenti tendenziali contribuiscono a un aumento della velocità di riduzione delle emissioni di CO₂ di 5 punti percentuali (pari a 60 Mt CO₂), di cui un terzo grazie al contributo dei settori ETS - che supererebbero gli obiettivi europei al 2030 - e il restante grazie ai settori non-ETS - che giungerebbero invece, con le misure aggiuntive, a centrare gli obiettivi.

Lo sforzo maggiore di correzione delle tendenze si concentrerebbe quindi soprattutto nei settori non-ETS, che sino al 2015 si stima abbiano dato un contributo modesto al contenimento delle emissioni. Sarà sufficiente per raggiungere gli obiettivi di sostenibilità presi a Parigi?

Le misure di efficienza implicano una riduzione consistente dei consumi primari e finali. Le nuove politiche dovranno spingere verso una riduzione assoluta dei consumi di energia primaria, al ritmo dello 0.8% all'anno tra il 2030 e il 2015 (contro una riduzione dello 0.2% nello scenario base), e di quella finale dello 0.5% all'anno (contro un aumento dello 0.1% nello scenario base). Considerando il rimbalzo atteso dal 2015 al 2020, grazie al riattivarsi della ripresa economica, l'ipotesi è di riuscire a realizzare nel periodo 2021-2030 una riduzione dei consumi finali annui, esclusi i trasporti, dell'1.5% all'anno rispetto ai livelli medi del 2016-2018, perché si sconta un rimbalzo congiunturale che si prolungherebbe fino al 2021. Un primo quesito a cui la SEN2017 non risponde in modo esplicito riguarda quanto potrebbe incidere il rimbalzo congiunturale rispetto a un già acquisito profilo di aumento dell'intensità. Uno studio del Joint Research Center (JRC)¹ della Commissione Europea ha quantificato il peso del contributo della riduzione dell'attività produttiva al ridimensionamento dei consumi finali tra il 2005 e il 2015, stimandolo pari al 27%, e quello dei guadagni di efficienza pari al 45%. A parità di altre condizioni ci si potrebbe aspettare quindi un rimbalzo pari al 4% nei consumi finali se non ci fossero ulteriori miglioramenti dell'intensità elettrica. Lo scenario prospettato dalla SEN2017 da qui al 2020 prevede un incremento più modesto (pari a poco meno dell'1%), ma implicitamente assume anche che i guadagni di efficienza proseguano, da qui al 2020, a un ritmo meno significativo di quello conosciuto negli ultimi 10 anni (nonostante le politiche aggiuntive previste). I nuovi obiettivi allineerebbero la *performance* dell'Italia, in termini di ridimensionamento della domanda energetica, a quella ipotizzata per l'Unione Europea nello scenario *New Policy* (NP)². Come noto, le ipotesi del NP sono virtuose ma non sarebbero sufficienti per garantire il raggiungimento degli obiettivi climatici di Parigi, ribaditi a ogni incontro e da ultimo nella COP23 a metà novembre. Secondo le stime dello IEA, la riduzione della domanda primaria per la media dell'Unione Europea dovrebbe avvenire al ritmo dell'1.4% all'anno tra il 2015 e il 2030 e quella dei consumi finali al un ritmo solo di poco inferiore (-1.1%). All'Italia potrà forse essere chiesto un po' di meno rispetto alla media europea, perché molto è già stato fatto rispetto agli obiettivi 2020, tuttavia il divario tra le ipotesi è piuttosto ampio, come visto, inoltre non solo l'Italia ha

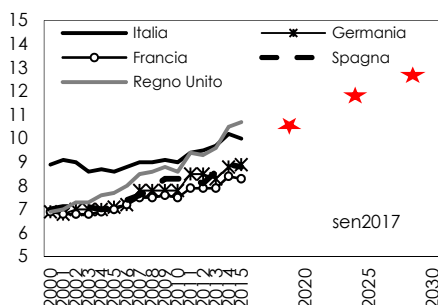
¹ JRC 2017 Assessing progress towards the EU energy efficiency targets using index decomposition analysis.

² World Energy Outlook 2017, IEA.

TAG

climate and environment, co₂, electricity, energy efficiency, lng, market analysis, natural gas, oil and fossil fuel, public policy, renewable energy sources, scenario, transport

FIGURA 1. ENERGIA PER UNITA' DI PRODOTTO (europei koe)



Fonte: Eurostat e SEN2017

fatto di più. La SEN disegna dunque forse un percorso non ancora abbastanza virtuoso, soprattutto nell'orizzonte più breve, sempre che l'impegno preso a Parigi (contenere l'aumento delle temperature entro 1,5 gradi rispetto alle temperature preindustriali) sia preso sul serio.

Sono stati promessi però, in fase di attuazione, una cabina di regia, il monitoraggio delle variabili chiave, aggiornamenti e ulteriori sviluppi nella prospettiva della redazione del piano integrato energia-clima previsto nell'ambito della *governance* dell'Unione Energetica, anche per tenere conto di eventuali miglioramenti nelle ipotesi di base e di più ambiziosi obiettivi. Ulteriori aggiustamenti saranno dunque individuati, ma difficilmente incideranno sulle tendenze di breve.

UNA PAUSA NELL'AUMENTO DELLA PRODUTTIVITÀ DELL'ENERGIA FINO AL 2020

Nello scenario SEN2017 l'aumento della produttività dell'energia (Pil/energia primaria) rallenta rispetto ai ritmi visti del periodo più recente: dal tasso di crescita del 2.1% medio annuo tra il 2010 e il 2015 si scende all'1.6% fino al 2020, per poi riaccelerare al 2.3% all'anno nel decennio successivo. In assenza di nuovi strumenti ci si sarebbe fermati a un tasso di crescita della produttività dell'energia dell'1.1% all'anno per tutto il periodo fino al 2030. L'ipotesi, anche con le nuove politiche, è che nel corso della ripresa non potranno che esserci aumenti di produttività medi inferiori a quelli conosciuti nella recessione, anche al netto del rimbalzo congiunturale (**Figura 1**).

L'accelerazione nei guadagni di produttività media dopo il 2020 sarebbe invece garantita in parti quasi uguali: dall'aumento nell'efficienza della trasformazione, dalla riduzione dei consumi finali delle famiglie per usi domestici, dalla riduzione del fabbisogno energetico nei trasporti. L'industria partecipa contenendo il rimbalzo congiunturale previsto dopo la trasformazione strutturale del settore; lo spazio per miglioramenti significativi, nonostante la ripartenza di un nuovo ciclo degli investimenti del tutto assente fino al 2015 (mancano però le informazioni di base sullo sviluppo ipotizzato del prodotto lordo industriale e del suo *mix*) si è esaurito.

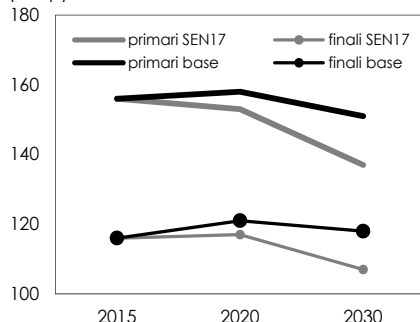
I risultati da conseguire definiscono tendenze non del tutto inedite. Proponiamo di seguito una breve carrellata per interpretare la rilevanza della transizione energetica proposta nel quadro delle tendenze in atto sui principali aggregati.

PIÙ RINNOVABILI E MENO PETROLIO NEI CONSUMI PRIMARI: MIGLIORA IL RAPPORTO TRA CONSUMI FINALI E CONSUMI PRIMARI

La diversa dinamica ipotizzata tra consumi primari e consumi finali implica una riduzione della differenza tra energia primaria ed energia finale. Il diverso andamento delle due grandezze può dipendere da due elementi principali: il grado di trasformazione delle importazioni (quanto meno necessaria la loro trasformazione per il consumo finale tanto minore la differenza) e delle esportazioni; il *mix* di fonti primarie (il cui grado di efficienza di trasformazione aumenta se si sostituiscono fonti fossili più efficienti e aumentano le rinnovabili). Questi fattori hanno avuto grande importanza nello spiegare la maggior caduta dei consumi primari rispetto a quelli finali nell'ultimo quinquennio. Il ridimensionamento del settore petrolifero e la chiusura delle raffinerie stimiamo possano aver concorso per due terzi alla spiegazione della minor caduta dei consumi finali rispetto ai consumi primari (il settore della produzione di derivati del petrolio sul totale della produzione industriale è nel 2015 al di sotto dei livelli del 2010 del 15% e le esportazioni italiane di derivati sono crollate). La penetrazione delle rinnovabili e l'aumento dell'efficienza del parco termoelettrico spiegherebbero la rimanente parte.

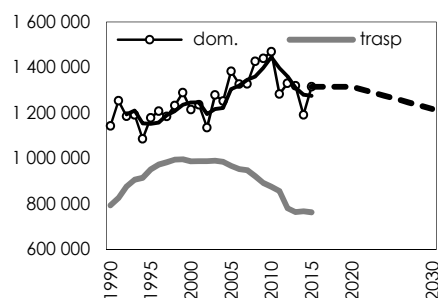
La SEN2017, prefigura ancora una discesa maggiore dei consumi primari, nell'arco dello scenario, rispetto ai consumi finali. Ritiene però sostanzialmente concluso il ridimensionamento del settore della raffinazione, di cui prevede anzi una ripresa dell'attività. La caduta dei consumi dei prodotti petroliferi nel *mix* di fonti primarie, rispetto al tendenziale, è inferiore alla caduta dei consumi finali per effetto della sua sostituzione con elettricità e gas. L'impatto delle ipotesi di maggiore decarbonizzazione e dell'aumento del peso rinnovabili nello scenario più virtuoso (con meno carbone e più rinnovabili c'è più efficienza nella trasformazione a monte) appare inoltre non avere effetto sul differenziale dei due andamenti, infatti il rapporto tra consumi finali e primari migliora di più nello scenario Base che in quello SEN2017 (**Figura 2**).

FIGURA 2. CONSUMI FINALI E PRIMARI (Mtep)



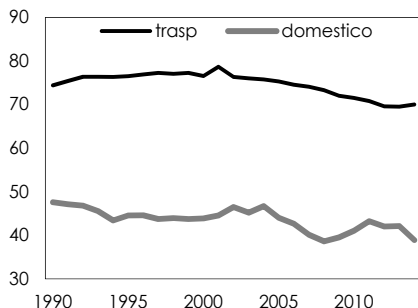
Fonte: Eurostat e SEN2017

FIGURA 3. IMPIEGHI DELLE FAMIGLIE (TJ)



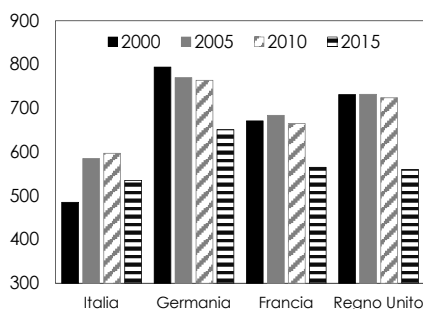
Fonte: Istat e SEN2017

FIGURA 4. CO2: CONSUMI DELLE FAMIGLIE PER UNITA' DI ENERGIA (CO2/J)



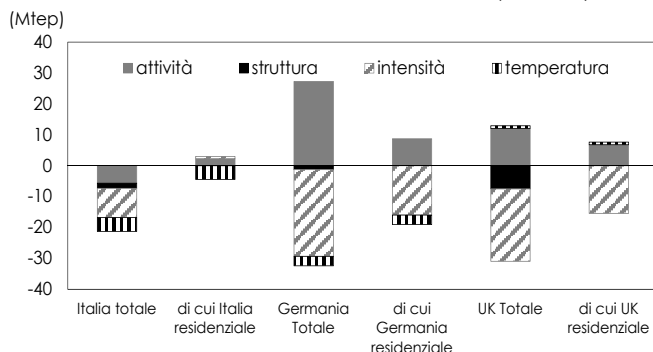
Fonte: Istat e SEN2017

FIGURA 5. CONSUMI PRO-CAPITE USO DOMESTICO DELLE FAMIGLIE (koe)



Fonte: Eurostat

FIGURA 6. CONTRIBUTI ALLA RIDUZIONE DEI CONSUMI FINALI (2005-2015) (Mtep)



Fonte: Joint Research Center (JRC)

I GUADAGNI DI EFFICIENZA DELLE FAMIGLIE RIDUCONO LA DOMANDA DI GAS

Le politiche per accelerare il contributo del settore civile e dei trasporti convergono con le indicazioni che provengono dalle analisi sia europee sia dell'IEA: il maggior contributo al risparmio effettivo verrà dai più consapevoli comportamenti di consumo e dalle tecnologie utilizzate da famiglie e terziario per la riqualificazione edilizia e l'innovazione nel settore dei trasporti.

Con riferimento alla composizione dei consumi delle famiglie, l'Istat distingue tra quelle per usi domestici e non domestici, come i trasporti. La svolta nell'andamento del fabbisogno energetico per uso domestico si è verificata dal 2010, ma è ancora presto, dato l'andamento delle temperature e la caduta del reddito disponibile, affermare che stiamo assistendo a un'inversione duratura delle tendenze. Più evidente il *trend* di riduzione della domanda energetica per trasporti individuali iniziato alle soglie degli anni 2000, esito della maggiore efficienza dei veicoli, ma anche, nel corso della crisi, della caduta dei km percorsi dalle auto private: anche in questo caso tuttavia il *trend* sembra arrestarsi nell'ultimo biennio, in concomitanza con la robusta ripresa del ciclo della domanda di auto. Fino al 2010 la maggiore efficienza negli apparecchi elettrici e la sostituzione di fonti di riscaldamento a gasolio, con gas o con elettricità, non si è tradotta in minore fabbisogno (nuove reti di distribuzione gas sono diventate operative al Sud e si sono sovrapposti nuovi bisogni). Dal citato studio JRC, che quantifica per il decennio 2005-2015, il concorso dei diversi fattori alla riduzione dei consumi residenziali, emerge che la domanda per usi domestici ha concorso molto poco (6.7%) alla riduzione complessiva dei consumi e che l'efficienza spiega solo la metà di tale contributo.

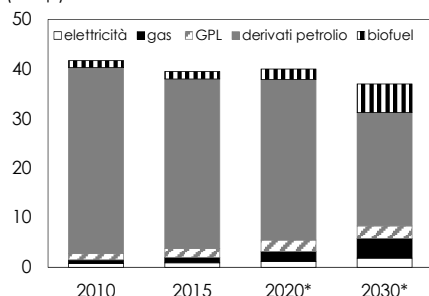
Pur senza un chiaro ridimensionamento dei consumi domestici, il loro contributo alla riduzione delle emissioni nei settori non ETS c'è stato, soprattutto nella fase centrale degli anni 2000, quando alla sostituzione del gasolio per riscaldamento con gas si è sovrapposto l'aumento della penetrazione delle rinnovabili (anche se soprattutto biomasse), ma anche in questo caso, nell'ultimo periodo i guadagni di efficienza ambientale si sono arrestati (**Figure 3 e 4**).

Infine, un'ultima considerazione dal confronto con gli altri paesi. In termini di consumo pro-capite nel domestico, l'Italia si trova tra i paesi con livelli più bassi (in parte spiegabili con differenze climatiche), ma anche con la minore spinta all'efficienza nell'ultimo quinquennio. I guadagni ottenuti dagli altri paesi tra il 2005 e il 2015 sono spiegabili soprattutto con un aumento dell'efficienza, che ha più che compensato l'aumento della domanda legata all'aumento del reddito, e solo marginalmente si è fatto ricorso a fonti più efficienti (la quota del gasolio da riscaldamento è scesa ovunque e la quota dell'elettrico è aumentata, ma non moltissimo) (**Figure 5 e 6**).

In prospettiva, la SEN punta a ridimensionare i consumi pro-capite per le famiglie italiane a 440 koe nel 2030. La riduzione procederebbe quindi a un tasso medio annuo pari, a poco meno della metà di quello sperimentato tra il 2010 e il 2015, ciò potrebbe essere attribuito all'effetto temperature, che avrebbe giocato un ruolo centrale nella riduzione della domanda per usi domestici. La SEN non esplicita quali ipotesi assegnare all'impatto delle temperature sulla dinamica dei consumi (tornano in media stagionale?), mentre il JRC stima che in Italia spiegherebbero il 20% della caduta della domanda tra 2005 e il 2015. Non è dunque chiara quale sia l'ipotesi sui guadagni di efficienza che si vogliono raggiungere.

L'aumento della penetrazione elettrica, infine, darà un contributo alla riduzione dei consumi di gas che si aggiungerà a quello degli interventi di efficienza sugli edifici. In Italia la quota coperta dall'elettricità nei consumi domestici non ha avuto, sino ad ora, un *trend* evidente e la loro percentuale sul totale dei consumi domestici è nel 2015 del 17.5%, come nel 2010. In Germania ha raggiunto il 21%, in Francia è salita dal 32% al 35% del 2015, in UK è superiore al 25%. La SEN2017 dichiara ora l'obiettivo di aumentare la penetrazione elettrica nel civile (quindi nel residenziale e servizi) di 4 punti percentuali nel decennio 2020-

FIGURA 7. ITALIA: TRASPORTI CONSUMI FINALI (Mtep)



* SEN2017

Fonte: RSE e SEN2017

2030. Statisticamente questo si verificherà quasi per intero con la riduzione della base sulla quale si calcola la percentuale, cioè dall'esito atteso della riduzione della domanda di gas (che in Italia è la principale fonte per la generazione di calore) conseguente soprattutto agli interventi sull'edilizia residenziale e nel terziario.

IL CONTRIBUTO DEI TRASPORTI IN TUTTI I COMPARTI

I trasporti, la cui domanda energetica nell'ultimo periodo si è solo leggermente ridimensionata, hanno sino a ora dato un contributo assai meno significativo di quello di altri comparti al contenimento dei consumi primari. La SEN2017 continua a ipotizzare un contributo proporzionalmente inferiore a quello per usi domestici e nei servizi. Le linee d'intervento richiamate, in gran parte sono contenute nei provvedimenti d'indirizzo settoriali già approvati (sviluppo delle infrastrutture di trasporto e logistica contenute nel DEF2016, piano per la mobilità sostenibile legge 232/2016, attuazione degli obiettivi del decreto legislativo 257/2016). Si tratterebbe quindi di impegnarsi a darne effettiva attuazione, insieme a un aumento dell'impiego del gas, della penetrazione elettrica e delle rinnovabili. Complessivamente, il contributo delle fonti petrolifere sul totale dei consumi finali del settore dovrebbe scendere dal 90% circa a poco più del 60%. Le politiche che dovrebbero renderlo possibile attraversano molti comparti sia del settore energetico sia della produzione di mezzi di trasporto che della logistica. La loro identificazione e attuazione dipende largamente dall'evoluzione del grado di maturazione delle tecnologie proposte, oltre che degli investimenti in grado di supportarle, su cui la SEN2017 poco dice (Figura 5).

RECUPERO DI COMPETITIVITÀ DI PREZZO PER L'ITALIA DALLA CONVERGENZA DEI MIX

Il capitolo 7 della SEN2017 è dedicato al tema della competitività dei mercati energetici, uno dei tre obiettivi del cosiddetto trilemma della politica energetica. La questione di come raggiungere gli obiettivi ambientali, assicurando la sicurezza del sistema ad un costo che non incida sulla competitività del sistema produttivo è al centro del dibattito. La discesa dei costi dipende largamente dallo sviluppo tecnologico che si riuscirà ad ottenere per sistemi di produzione del tutto nuovi.

La competitività è valutabile non solo in termini assoluti (bassi costi dell'energia), ma soprattutto in termini relativi (che siano non più alti o meglio più bassi di quelli dei nostri competitor). I termini del problema sono esplicitati nell'introduzione al capitolo. Il costo dell'energia è in Italia più alto per tutte le fonti: i derivati del petrolio per l'elevata tassazione; il gas per la maggiore arretratezza del mercato italiano ancora non abbastanza liquido e ancorato, più che in altri paesi, a formule di prezzo dei contratti pre-liberalizzazione; l'energia elettrica per il maggior costo del gas, per le scelte che hanno portato a un mix di produzione con maggior peso del gas, per gli elevati oneri di sistema derivati dalle incentivazioni delle rinnovabili. Ma all'analisi di queste cause non segue un chiaro indirizzo su come superarle in modo strutturale.

Rinviando ad altri approfondimenti per l'analisi di dettaglio, di seguito alcune riflessioni su alcuni aspetti generali. Per il settore petrolifero, la cui crisi strutturale ha origini non solo italiane, si prevede una transizione lenta dal punto di vista della riorganizzazione produttiva e la riconversione di alcune raffinerie a biometano, con la preoccupazione però che la riduzione della domanda e il suo cambiamento di mix verso fonti meno inquinanti comporti la perdita di gettito, perché la tassazione sui prodotti petroliferi rappresenta l'86% del totale della tassazione energetica.

Per quanto riguarda il differenziale di prezzo per il gas viene proposta la figura del market maker per ridurre i costi di bilanciamento del sistema, ma la scarsa liquidità del mercato, a cui questa misura cerca di dare risposta, solo marginalmente rappresenta la causa del persistente differenziale dell'Italia. È riproposto il corridoio della liquidità come misura per ridurre il costo del trasporto del gas dal principale hub Nord europeo (TTF) verso l'Italia, unica via che garantisce oggi l'accesso a un mercato spot liquido e quindi a flessibilità delle consegne nel breve periodo. Una proposta non gradita in sede europea, ma nemmeno all'Antitrust italiana, pensata per ridurre la presenza di congestioni contrattuali, e non fisiche, nei transiti verso l'Italia e che si configura come aiuto discriminatorio a favore di chi detiene contratti di trasporto di lungo periodo su quella tratta. L'intervento ha scarsa probabilità di essere portato avanti e questo è riconosciuto nello stesso documento. Nel lungo termine, in ogni caso, l'evoluzione dipenderà ampiamente dalle scelte relative alle infrastrutture necessarie a garantire la

sicurezza degli approvvigionamenti all'Europa. Lo sviluppo del Nord Stream ricorda la SEN2017, si configurerebbe per l'Italia, in assenza di un cambiamento nella regolazione delle tariffe di trasporto a livello europeo, come una scelta che non aiuterebbe la competitività. L'idea di un'azione più incisiva dell'Italia per la promozione di modalità di tariffazione che svantaggino meno i paesi periferici, e che si sostanzierebbe nel superamento della metodologia *entry-exit* di recente confermata dalla regolazione europea, è solamente accennata. Lo sviluppo, invece, di nuove infrastrutture che consentano l'importazione del gas nuove rotte (dal Sud o attraverso il GNL), che renderebbero l'Italia più indipendente dalle importazioni dal Nord, non è visto con sfavore, ma se ne lascia la realizzazione al mercato o ai meccanismi di facilitazione previsti a livello europeo (PCI), rinunciando così alla promozione attraverso il sistema di garanzie offerto dal meccanismo tariffario italiano, anche in relazione ai terminali di rigassificazione aggiuntivo promosso nella prima versione della SEN2017 e pensato principalmente per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti. Prende più piede l'ipotesi, dunque che il costo di nuove infrastrutture, in un contesto di domanda incerta, non superi il beneficio che se ne avrebbe sul prezzo del gas, o quantomeno la valutazione è lasciata al mercato.

In questo contesto si inserisce anche la metanizzazione della Sardegna, a cui è dedicato uno specifico approfondimento³. Le opzioni già annunciate negli atti regionali e governativi (Patto per lo sviluppo della Regione Sardegna del 2016 e recepimento della Direttiva DAFI) sono richiamate, sia in relazione al modello di metanizzazione (basato sul GNL) sia al suo finanziamento (che dovrebbe avvenire almeno in parte attraverso il sistema tariffario per trasporto gas). L'illustrazione di una sommaria analisi costi-benefici, in cui i benefici superano i costi solo se si includono vantaggi economici e fiscali legati al rilancio del PIL sardo, non quantificati e che non menziona l'impatto del *phase out* del carbone, lascia tuttavia largamente irrisolta la questione del modello regolatorio di riferimento, la cui definizione sembra invece necessaria sia per attivare gli investimenti infrastrutturali necessari, sia per una valutazione più concreta dell'impatto sulla competitività sarda e del sistema energetico nazionale nel complesso.

Sul differenziale di prezzo dell'energia elettrica la convergenza è vista lungo due orizzonti temporali. Nel lungo periodo gli altri paesi, per rispettare gli impegni presi in sede europea, convergeranno verso un *mix* più simile a quello italiano mentre il sostegno alle rinnovabili verrà offerto dal mercato degli ETS. Avremo prezzi più alti tutti insieme. Nel medio termine, gli oneri di sistema a sostegno delle rinnovabili (particolarmente generosi in Italia, ma che hanno consentito il superamento degli obiettivi al 2020 per le rinnovabili) hanno toccato il picco nel 2016 e tenderanno a ridursi.

Quanto alla transizione i costi per le imprese energivore troveranno sollievo nelle correzioni apportate dal 2018 nel calcolo del loro contributo agli oneri di sistema ed ad una promessa di riconsiderare gli oneri in tariffa di trasporto per l'efficienza energetica nel gas, mentre per le imprese non energivore si prefigura l'introduzione di uno sconto in funzione dell'indice settoriale di esposizione al commercio internazionale. È una diversa distribuzione degli oneri che farà gravare sugli altri consumatori il compito di saldare il conto, forse i consumatori colpiti non se ne accorgeranno subito poiché il totale degli oneri da coprire dovrebbe decrescere. Dopo il 2020, e per un periodo che dipenderà dallo sviluppo tecnologico e dall'effettivo funzionamento del mercato ETS, sono previsti però ulteriori nuovi contingenti di sostegno alle rinnovabili, necessari per raggiungere l'obiettivo del 55% al 2030; l'effettiva discesa degli oneri non è quindi garantita. Molte le incognite inoltre sull'evoluzione della platea di coloro sui quali si scaricheranno gli oneri di sistema. Quale sarà l'impatto della crescita auspicata nella produzione rinnovabile distribuita non collegata alla rete e quindi esente dagli oneri non solo di sistema ma anche di rete?

IMPATTO SU OCCUPAZIONE, PROFESSIONI DIPENDENZA E CONTI CON L'ESTERO

La transizione energetica, che l'Italia si propone, modificherà radicalmente la struttura occupazionale, non solo nel settore energetico. Sono in fase di definizione metodologie per valutare l'impatto sulla dinamica dell'occupazione delle nuove professioni "verdi" e le loro caratteristiche. Si tratta di filiere produttive che attraversano molti comparti produttivi tradizionali: la meccanica per la produzione di nuovi impianti, il settore della produzione di materiali per la costruzione e per le finiture degli immobili, gli installatori

³ La metanizzazione della Sardegna, REF-E Osservatorio GNL Usi finali, Novembre 2017.

d'impianti, la domotica e l'elettronica per il consumo, etc.. La SEN2017 propone uno studio del GSE che quantifica l'occupazione associabile alla sola penetrazione delle rinnovabili (elettriche e termiche) e agli interventi di efficienza energetica nel 2016. Si tratterebbe di un numero abbastanza consolidato di circa 40 mila addetti permanenti diretti e indiretti nel settore elettrico e 34 mila per le rinnovabili termiche. Nelle fasi di maggiore investimento l'occupazione diretta ed indiretta temporanea ha raggiunto valori anche maggiori, che si sono ridotti dopo la fine degli incentivi con il ridimensionamento degli investimenti. Gli interventi sull'efficienza promossi dalle detrazioni fiscali hanno generato, con le modalità di calcolo proposte dal GSE, solo occupazione temporanea, perchè la decontribuzione, aveva scadenza temporale. La stabilizzazione degli interventi trasformerà, almeno in parte, tale componente occupazionale: progetti che continuano nel tempo, riescono a creare occupazione stabile e avranno necessità di nuove professionalità. A fronte di un cambiamento nel *mix* produttivo si ha un impatto negativo nel settore produttore di fonti fossili e di energia da impianti che utilizzano fonti fossili. La SEN2017 propone stime provvisorie concludendo (anche se con molti caveat) che l'impatto occupazionale netto per il solo settore energia è stato sino ad ora positivo, ci si sarebbe insomma spostati verso produzioni di energia più *labour intensive*. Il panorama potrebbe essere ulteriormente ampliato ragionando sull'intera filiera di produzione e includendo la costruzione degli impianti. Per quanto riguarda lo sviluppo prospettico l'analisi si complicherà sicuramente: come misureremo la nuova occupazione associata alla figura del *prosumer*, con la diffusione dell'energia distribuita, lo sviluppo di reti intelligenti in grado di gestire la variabilità delle rinnovabili, la nuova logistica per le auto elettriche ecc.? Attendiamo come promesso un affinamento dell'analisi e delle metodologie.

Il ridimensionamento delle fonti fossili nella struttura dei consumi italiani ridurrà in misura significativa la nostra dipendenza dall'estero. La SEN stima una riduzione nel fabbisogno di fonti primarie d'importazione dal 76,5% al 63,8%. Tale riduzione, è bene ricordarlo, non definisce in assoluto, però, la riduzione effettiva; con le rinnovabili ciò che conta sarà la provenienza delle tecnologie, mentre sparisce il fabbisogno di combustibile. Nel precedente ciclo d'investimenti in rinnovabili l'impatto occupazionale della filiera a monte è stato molto ridotto perché non si è creato un settore significativo di produzione di impianti. La SEN2017 non accenna alle opportunità che si potrebbero aprire: promette di aumentare i fondi per la ricerca europea, ma le spese pubbliche in ricerca restano modeste.

IL PHASE-OUT DEGLI IMPIANTI A CARBONE

L'ATTUALE PARCO A CARBONE

L'attuale capacità termoelettrica a carbone ammonta a circa 8 GW ed è dislocata su 9 siti localizzati in tutte le zone di mercato, eccetto che in Sicilia. La maggior parte delle centrali ha un fine vita utile previsto dopo il 2025. Fanno eccezione gli impianti di La Spezia, la cui dismissione è prevista per il 2021, e Genova e Bastardo, che erano stati fermati ma sono stati richiamati in servizio da Terna a inizio di quest'anno per evitare possibili problemi di adeguatezza durante l'estate. L'impianto USC di Torrevaldaliga Nord è invece relativamente nuovo, essendo stato riconvertito all'assetto attuale tra il 2009 e il 2010.

L'energia venduta su MGP e MI, che nel 2014 e 2015 ammontava complessivamente a circa 42 TWh, si è sensibilmente ridotta nel 2016 a poco più di 32 TWh ed è prevista contrarsi fino a circa 29 TWh nel 2017 (proiettando da settembre a fine anno i trend consuntivi fino ad agosto). Il *load factor* che per la maggior parte degli impianti ha superato le 5,000 ore nel 2015 si è contratto del 30% in media nel 2016 e allo stesso modo si stima nel 2017. La quota di servizi su MSD fornita dagli impianti a carbone negli ultimi tre anni è arrivata, con una certa variabilità di anno in anno e nelle diverse zone, ad un livello di circa 2 TWh a salire e 2 TWh a scendere.

Persistono condizioni di essenzialità per la sicurezza del sistema associate all'esercizio di alcuni impianti a carbone.

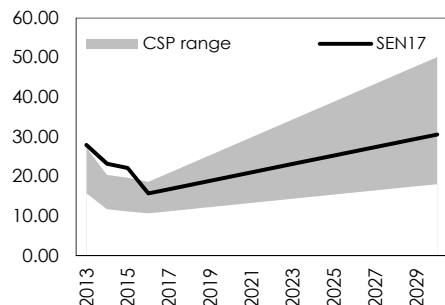
- L'essenzialità di Brindisi Sud per il supporto alla tensione della rete elettrica nel polo corrispondente è stata dichiarata dalla Delibera 314/2017/R/eel dello scorso maggio. L'impianto è confermato da Terna nella lista degli impianti essenziali per il 2018. Nelle scorse *newsletter* (210 di maggio 2017 e 213 di Settembre 2017) sono

stati evidenziati gli impegni assunti dalla centrale di Brindisi a valle dell'indagine dell'Antitrust dello scorso anno, che includono specifici obblighi di offerta sui mercati.

- Fiumesanto è essenziale nel 2017, come definito nel Piano di Sviluppo di Terna, per garantire un adeguato livello di potenza di corto circuito sulla rete sarda necessario all'esercizio in sicurezza del sistema elettrico e assicurare il corretto funzionamento dell'interconnessione SAPEI con il continente. Il vincolo potrà essere superato mediante installazione di adeguata apparecchiatura di compensazione, attualmente in fase di realizzazione.

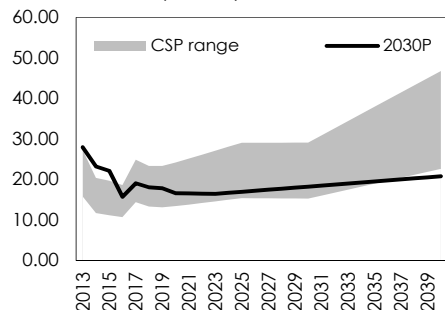
COAL SWITCHING PRICE

FIGURA 8. COAL SWITCHING PRICE NELLA SEN2017 (€/MWh)



Fonte: SEN2017

FIGURA 9. COAL SWITCHING PRICE NELLO SCENARIO REF-E (€/MWh)



Fonte: scenario REF-E

La quota di produzione degli impianti a carbone sui mercati dell'energia rimane prevalente rispetto a quella sui mercati dei servizi, anche se da un funzionamento *baseload* il disaccoppiamento di questi impianti sta divenendo sempre più modulato a causa degli effetti delle dinamiche *cross commodities* nel breve termine, con quotazioni del carbone rialziste in concomitanza di quotazioni del gas naturale al ribasso, che penalizzano nell'ordine di merito la tecnologia a carbone rispetto ai cicli combinati.

L'inversione progressiva della posizione nell'ordine di merito fra carbone e gas sembra essere probabile anche in prospettiva nello scenario SEN seppure in misura meno accentuata che nello scenario REF-E, come mostra la dinamica attesa del prezzo gas che rimane nel *range* del *coal switching price* di medio lungo periodo. Quindi, sulla base delle ipotesi di scenario elaborate a oggi, un graduale *phase out* di natura puramente economica sarebbe verosimile, accentuandosi dal 2025 in poi: nello scenario REF-E la produzione a carbone prospettica scende sotto i 13 TWh dopo il 2025 (anche per effetto della chiusura prima del 2020 di La Spezia, Genova e Bastardo) e sotto i 10 TWh dopo il 2030 (Figure 8 e 9).

IL PIANO PHASE OUT DEFINITO NELLA SEN

Gli obiettivi di decarbonizzazione fissati dalla SEN2017 sono in linea con gli obiettivi dell'accordo COP21 di Parigi ma è possibile che, a valle della recente COP23 di Bonn obiettivi più ambiziosi siano stati delineati per l'Europa e per l'Italia, accelerando la traiettoria necessaria per una piena decarbonizzazione entro il 2050.

Non potendo contare sul *phase out* economico, data l'ampia variabilità dei mercati delle *commodities* e l'incertezza che ancora grava sull'efficacia del sistema ETS, la chiusura amministrata prima della fine della vita utile delle centrali a carbone in Italia è intesa come un contributo alla riduzione di CO₂ aggiuntivo rispetto all'aumento di energia rinnovabili e al miglioramento dell'efficienza energetica.

Per garantire l'obiettivo rinnovabili al 55% al 2030 in condizioni di sicurezza la SEN2017 prevede una serie di interventi aggiuntivi rispetto a quelli già previsti nel Piano di Sviluppo e di Difesa di Terna, quali:

- ulteriore rinforzo delle interconnessioni interzonali fra Nord e Sud e in particolare della dorsale adriatica, rinforzi di rete e magliature aggiuntive sui livelli di tensione più bassi della trasmissione fino ad arrivare alle reti di distribuzione
- installazione di dispositivi di controllo e stabilità nei nodi critici della rete, quali compensatori sincroni e FACTS
- sviluppo di ulteriore capacità di stoccaggio al centro ed al Sud fino a 5 GW al 2030, di cui 2,5 al 2025
- sviluppo di ulteriore capacità flessibile a gas (OCGT e CCGT) per 1,5 GW al 2025 e 1 GW al 2030
- *demand side response* di cui 1 GW al 2025 e 1 GW al 2030.

Il *phase out* anticipato al 2025 delle centrali a carbone richiede l'anticipo e l'integrazione di tali interventi.

Lo scenario di completo *phase out* proposto in fase di consultazione, che indica la dismissione al 2030 di tutte le centrali a carbone esistenti per un totale di 8 GW, con una riduzione potenziale di oltre 18 milioni di tonnellate di CO₂ all'anno, è quello preso in considerazione dalla SEN definitiva. Le indicazioni finali anticipano tale obiettivo al 2025, ipotizzando la sostituzione del carbone entro quella data con un mix di rinnovabili

ed eventualmente nuova capacità a gas, accumuli e *demand side response*.

Il *phase out* al 2025 si integra coi nuovi obiettivi rinnovabili al 2030 (pari al 55% del CIL di energia elettrica rispetto al 50% proposto in consultazione) e di efficienza energetica (riduzione di 10 Mtep al 2030 invece di 9 Mtep), riducendo ulteriormente le emissioni di CO₂ stimate al 2030 di circa 100 milioni di tonnellate.

GLI INVESTIMENTI NECESSARI

Per ottenere al 2025 un sistema sicuro e adeguato con dismissione completa del parco a carbone, la SEN2017 indica la necessità di realizzare una serie di complesse azioni di rinforzo del sistema e di massimizzazione delle risorse flessibili partecipanti ai mercati. Tali azioni sono aggiuntive rispetto agli sviluppi già previsti per integrare il 55% di rinnovabili nel sistema al 2030, che corrispondono al 49% al 2025 (nuova capacità rinnovabile non programmabile al 2025 di 22 GW) e sono nello specifico:

- ulteriore capacità a gas per circa 1,5 GW, di cui almeno il 50% OCGT, localizzata al Nord e Centro Nord
- la realizzazione di una nuova interconnessione Sardegna-Sicilia-Continente
- anticipo del rinforzo della dorsale adriatica e dell'installazione dei compensatori sincroni nei nodi critici della rete
- 400 MW di capacità di generazione a gas alimentati da impianti di rigassificazione di GNL oppure equivalente capacità di accumulo in Sardegna
- anticipo di 0,5 GW di capacità di accumulo al 2025, per un totale di 3 GW
- *demand side response* per 1 GW.

REF-E, in uno studio⁴ svolto per WWF Italia, prima della pubblicazione della versione definitiva della SEN2017, ha implementato attraverso propri modelli, a partire dallo scenario descritto in consultazione, uno scenario con *phase out* del carbone al 2025 e incremento del *target* di penetrazione di rinnovabili al 2030 al 55% (scenario WWF2025).

Le analisi di REF-E si sono focalizzate sulla valutazione della sostenibilità del *mix* prospettico dal punto di vista tecnico-economico, affrontando il tema dell'adeguatezza del sistema esclusivamente a livello zonale, senza analisi di dettaglio sulla sicurezza del sistema a livello locale, che richiedono studi di rete specifici.

Elementi chiave inclusi nella costruzione dello scenario WWF 2025:

- completo *phase-out* della capacità a carbone nel 2025
- il contributo delle fonti rinnovabili alla copertura del consumo interno lordo elettrico del 49% al 2025, corrispondente a un obiettivo del 55% al 2030
- la realizzazione di 1,000 MW di accumuli al 2025, di cui 250 MW in Sardegna
- la partecipazione della domanda ai mercati elettrici per l'acquisizione di risorse di *Demand Side Management* (DSM) per un totale di 1,500 MW
- nessuna nuova realizzazione di capacità di generazione termoelettrica in sostituzione della capacità a carbone dismessa
- la realizzazione del programma di potenziamento della rete come previsto nel piano 2015-2025 di Terna
- il potenziamento della connessione Sardegna/continente con cavo da 1,000 MW.

L'esito dello studio sullo scenario WWF2025 dimostra che il reperimento di capacità attraverso gli strumenti di DSM e risorse di bilanciamento a livello coordinato europeo sarà sufficiente per garantire l'adeguatezza del sistema con standard accettabili.

LA FATTIBILITÀ DEGLI INTERVENTI

Sia nello scenario SEN2017 sia nello scenario WWF25, la possibilità di garantire un sistema elettrico adeguato si dimostra tecnicamente possibile solo a fronte della realizzazione, entro il 2025, del complesso insieme di interventi sopra dettagliati.

⁴ Phase-out del carbone al 2025, Studio REF-E per WWF Italia, Ottobre 2017.

Considerando il ristretto lasso di tempo disponibile, al massimo sette anni, è opportuno evidenziare potenziali criticità nell'effettiva realizzazione degli sviluppi individuati come indispensabili per la sicurezza del sistema.

Il rispetto delle tempistiche di realizzazione degli interventi di sviluppo delle reti previsti a Piano è spesso soggetto a ritardi dovuti principalmente alle fasi di concertazione e alla definizione di compensazioni locali per l'ottenimento delle autorizzazioni. L'inclusione di due nuovi interventi quali il rinforzo della dorsale adriatica e l'interconnessione sottomarina Sardegna-Sicilia-Continente costituisce senza dubbio l'elemento di maggiore criticità fra le azioni previste dalla SEN al 2025.

Le quote previste di DSR e capacità di accumulo sono rilevanti in considerazione anche della scarsa diffusione attuale di queste tipologie di servizi. E' altresì necessaria una evoluzione tecnologica a supporto di queste installazioni e un conseguente adeguamento del modello di mercato per accoglierne e stimolarne la partecipazione.

La quota di penetrazione di fonti rinnovabili prevista impone un ingente incremento rispetto alla situazione attuale che per essere realizzato richiede stabilità del ritorno degli investimenti. La *market parity* seppur apparentemente molto vicina, anche grazie alla riduzione dei costi delle tecnologie, non sembra da sola in grado di garantire tassi di crescita così elevati e duraturi. Eventuali misure di sostegno necessiterebbero una progettazione rapida e puntuale.

L'incremento della capacità di produzione da fonti convenzionali a gas si scontra con segnali di mercato che non sembrano in grado di garantire la copertura di nuovi investimenti, in assenza di un mercato della capacità che stenta a partire e che presenta un disegno complesso con attrattive tutte da valutare da parte dei potenziali partecipanti.

Infine non è chiaro a quanto potrebbero ammontare gli *stranded costs* generati dal *phase out* degli impianti a carbone, anche se possibile gettito potrebbe derivare dal meccanismo ETS o da misure simili adottabili a livello nazionale (*carbon tax* o *carbon floor*). Andrebbero inoltre meglio approfondite anche le possibili ricadute occupazionali e sociali derivanti da tale misura.

LA PROMOZIONE DELLE RINNOVABILI ELETTRICHE

L'obiettivo di penetrazione delle rinnovabili elettriche dovrebbe essere raggiunto, in coerenza con gli indirizzi europei, attraverso il mercato: da un concetto di incentivazione si passerebbe quindi a uno di facilitazione con predisposizione di strumenti che accompagnino le fonti intermittenti verso il mercato, almeno dopo il 2020.

La partita si giocherebbe quindi prevalentemente sui fattori tecnologici che dovrebbero da un lato ridurre i costi di installazione dall'altro permettere una maggiore programmabilità anche attraverso gli accumuli.

In risposta alle attese del settore la versione definitiva della SEN2017 dedica maggiore spazio alla descrizione di questi strumenti. Vi è in prima istanza la dichiarazione di voler procedere a nuove aste prima del 2020, in continuità con il passato ma inserendo alcuni correttivi, in particolare la trasformazione del contratto per differenze, stipulato tra impianto e GSE, in un contratto a due vie, con eventuale restituzione se il prezzo di mercato sale sopra al livello dell'incentivo accordato.

A tendere lo strumento dovrebbe essere quello dei *Power purchase agreement*. Questo strumento, spesso citato ma ancora poco utilizzato, altro non è che la versione moderna dei vecchi contratti *long term*, in cui la finanziabilità dei progetti energetici era garantita dalla presenza di contratti per la vita utile dell'impianto che garantissero una certa stabilità dei ricavi. In questo caso il contratto dovrebbe essere stipulato negozialmente tra il produttore di energia rinnovabile e un acquirente (o un gruppo di acquirenti). Presupposto è quindi da un lato la *market parity*, perché in ogni caso il prezzo non può essere troppo lontano da quello di mercato, e dall'altro la disponibilità dell'acquirente a fissare il prezzo per una durata di tempo piuttosto lunga (la vita utile è normalmente tra i 10 e i 20 anni). Potrebbero essere interessati ad esempio gruppi di acquisto attratti da un'opzione totalmente *green*, o industriali attratti dalla stabilità della spesa su un periodo pluriennale. Gli strumenti di facilitazione proposti sono la standardizzazione, la possibilità che la pubblica amministrazione acquisti in questo modo, e infine - unico elemento che sembra poter avere una effettiva rilevanza - la presenza di un fondo di garanzia a tutela degli acquirenti se il prezzo di mercato scendesse molto al di sotto del

prezzo del contratto.

Rimane quindi uno strumento largamente da capire, anche, e soprattutto, se pensato in relazione alla generazione distribuita e all'esigenza più volte richiamata di integrare e garantire flessibilità per il sistema. La controparte in questo scenario potrebbero essere gli aggregatori, che dovrebbero poi essere in grado di massimizzare il valore dell'elettricità ritirata attraverso azioni di *self-dispatch* e partecipazione ai mercati dei servizi.

La SEN2017 sancisce definitivamente, ma era già nei fatti, il tramonto delle prospettive di promozione per impianti da biomasse e bioliquidi, fatta eccezione per il biogas che dovrebbe essere per lo più dedicato al settore dei trasporti. Le fonti privilegiate saranno dunque eolico e fotovoltaico che aprono il tema dell'utilizzo del territorio. Per quanto attiene al fotovoltaico, sembra riprendere campo la possibilità di installare impianti a terra, ancorché non nelle zone agricole ma individuando di concerto con le amministrazioni locali possibili aree idonee e incolte. Sull'eolico, oltre a riaprire la strada agli impianti *off-shore*, anche questi nel rispetto della tutela del paesaggio, viene anche affrontata la questione degli impianti più vecchi tra qualche anno inizieranno ad essere numerosi. Il *trade off* è ben individuato ma non può esistere una soluzione univoca: consentire la chiusura (e il rifinanziamento) di impianti non ancora giunti a fine vita e che hanno goduto di un incentivo o lasciare "occupati" gli spazi (prevedibilmente quelli più produttivi) da tecnologie ormai superate che se sostituite o rimodernate potrebbero garantire un'efficienza significativamente superiore?

LA RIFORMA DELLA VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Decreto Legislativo 16 giugno 2017, n. 104](#)
- [Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152](#)
- [Direttiva 2014/52/UE](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Riforme istituzionali: una nuova governance per le politiche energetiche?](#) (Newsletter 176)

Il Dlgs 104/2017¹ ha portato a un'ampia e organica riscrittura della disciplina della VIA. L'intervento legislativo, necessario per recepire la Direttiva 2014/52/UE, rafforza significativamente il ruolo dello Stato rispetto a quello delle Regioni, sia in termini di aumento dello spettro di progetti divenuti di competenza statale, sia di riduzione delle facoltà di intervento normativo delle Regioni, che come prevedibile, hanno impugnato in massa il provvedimento di fronte alla Corte Costituzionale.

LE NUOVE NORME IN MATERIA DI VIA INTRODOTTE DOPO L'ESITO DEL REFERENDUM COSTITUZIONALE

La parte seconda del Dlgs n. 152/2006 dedicata alle procedure per le valutazioni ambientali e per l'autorizzazione ambientale integrata (AIA), dopo i precedenti interventi, già avvenuti nel 2008 e nel 2010, con il Dlgs n. 104/2017 subisce una terza significativa riscrittura.

Il procedimento legislativo è incardinato nella legge 9 luglio 2015, n. 114, recante delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea - legge di delegazione europea 2014. La delega è stata, quindi, conferita al Governo prima dello svolgimento del referendum costituzionale del 4 dicembre 2016. La deliberazione preliminare del Consiglio dei Ministri, dello schema di Decreto legislativo da sottoporre ai pareri del Parlamento e della Conferenza Stato-Regioni è avvenuta invece il 10 marzo 2017, successivamente allo svolgimento del referendum costituzionale.

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE E VERIFICA DI ASSOGGETTABILITÀ

Preliminarmente, all'analisi delle novità normative, va ricordato che la disciplina della VIA prevede due tipi di procedimento: quello di VIA vera e propria, e quello della verifica di assoggettabilità (VA) alla VIA, procedura con la quale viene determinata l'esclusione o l'obbligo di sottoporre il progetto alla VIA vera e propria.

La normativa prevede appositi allegati in cui sono elencate le tipologie di progetto che devono essere sottoposte rispettivamente a VA o VIA. Nella normativa italiana, oggi, sono previsti quattro elenchi (Allegati II, II bis, III e IV della parte seconda del Dlgs n. 152/2006 e s.m.i.) che riportano i progetti sottoposti a VIA o VA di competenza statale o nazionale.

Una delle principali novità introdotte riguarda, sia la ridefinizione delle tipologie di progetti sottoposti a VIA o a VA, sia la ripartizione dei progetti di competenza statale o regionale.

Nella **Tabella 1** vengono riportate schematicamente le tipologie di progetto del settore energetico oggi soggette a VIA o VA, di competenza statale o regionale in base alle modifiche introdotte dal Dlgs n. 104/2017.

IMPIANTI EOLICI >30 MW CON VIA DI COMPETENZA STATALE

Per gli impianti eolici sono state ridefinite le tipologie di progetto e riallocate le competenze. In particolare, è stata introdotta ex novo la tipologia dell'impianto eolico di potenza superiore ai 30 MW che oggi è soggetta a VIA di competenza statale. È stata eliminata la tipologia degli impianti eolici a terra con procedimento, nel quale è prevista la partecipazione del Ministero per i Beni e le Attività Culturali, che erano soggetti a VIA regionale. E oggi, quindi, è prevista la procedura di VA per gli impianti eolici a terra di potenza superiore a 1 MW, e l'eventuale procedura di VIA regionale di questi, se disposto dalla procedura di VA.

TAG
public policy

¹ Decreto legislativo n. 104 del 6 giugno 2017 - Attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114 - pubblicato nella GU n. 156 del 6 luglio 2017.

TABELLA 1. RIPARTIZIONE DELLA COMPETENZE PER LE PROCEDURE DI VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE E DI VERIFICA DI ASOGGETTABILITÀ, PER LE TIPOLOGIE DI PROGETTI DEL SETTORE ENERGETICO PREVISTE DAL DLGS N. 156/2006 E S.M.I.

	Progetti di competenza statale	Progetti di competenza regionale
	(Allegato II parte seconda del Dlgs n. 152/2006 e s.m.i.)	(Allegato III parte seconda del Dlgs n. 152/2006 e s.m.i.)
Progetti sottoposti a valutazione di impatto ambientale	Raffinerie,	Impianti eolici a terra > 1 MW se disposto dalla VA
	Impianti di gassificazione e liquefazione di carbone o scisti bituminosi di capacità > 500 t/g	Attività di coltivazione di risorse geotermiche a terra
	Terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto	
	Centrali termiche di potenza > 300 MWt	
	Impianti idroelettrici ed eolici > 30 MW	
	Impianti nucleari	
	Impianti termici per la produzione di energia elettrica, vapore acqua calda con potenza > 150 MWt	
	Elettrodotti aerei con tensione > 150 kV e lunghezza > 15 km	
	Elettrodotti interrati a corrente alternata e lunghezza > 40 km	
	Elettrodotti aerei con tensione > 100 kV e lunghezza > 10 km	
	Perforazione di pozzi per la ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi a terra e a mare	
	Coltivazione di idrocarburi liquidi > 500 t/g di petrolio, e gassosi > 500,000 mc/g di gas a terra e a mare	
	Impianti eolici a mare	
	Impianti geotermici a mare	
	Impianti geotermici pilota	
	Stoccaggi di petrolio e prodotti petroliferi >40,000 mc	
	Stoccaggi di GPL e GNL >20,000 mc	
	Stoccaggi superficiali di gas naturale >40,000 mc	
	Stoccaggi sotterranei artificiali di gas naturale >80,000 mc	
	Stoccaggi di combustibili solidi >150,000 t	
	Condotture di diametro >800 mm e lunghezza >40 km, per il trasporto di gas petrolio e CO2 ai fini stoccaggio geologico	
	Condotte sottomarine per il trasporto di idrocarburi	
	Stoccaggio geologico di gas naturale e CO2	
	Impianti per la cattura della CO2	
	(Allegato II bis parte seconda del Dlgs n. 152/2006 e s.m.i.)	(Allegato IV parte seconda del Dlgs n. 152/2006 e s.m.i.)
Progetti sottoposti a verifica di assoggettabilità ambientale	Impianti termici per la produzione di energia elettrica, vapore acqua calda con potenza >50 MWt	Attività di ricerca di risorse geotermiche a terra incluse le relative attività minerarie
	Oleodotti, gasdotti e condutture per il trasporto di CO2 di lunghezza >20 km	Impianti non termici per la produzione di energia, vapore e acqua calda con potenza >1 MW
	Impianti per la cattura della CO2	Condotte per il trasporto di vapore e acqua calda >20 km
	Elettrodotti esterni con tensione >100 kV e lunghezza >3 km	Impianti eolici a terra >1 MW
	Coltivazione di idrocarburi liquidi fino a 500 t/g di petrolio e gassosi fino a 500,000 mc/g di gas, a terra e a mare.	Impianti idroelettrici >100 kW
		Impianti idroelettrici >250 kW se realizzati da consorzi di bonifica o in canali o condotte esistenti
		Derivazioni di acque superficiali >200 l/s
		Impianti di gassificazione e liquefazione del carbone
		Impianti superficiali di estrazione del carbone
		Stoccaggio di petroli e prodotti petroliferi >1,000 mc
		Cokerie

Fonte: elaborazioni REF-E

GLI IMPIANTI SOLARI TERMODINAMICI PASSANO ALLA COMPETENZA STATALE

Nel caso dei progetti di impianti termici per la produzione di energia elettrica, vapore acqua calda, in cui ricadono gli impianti di solare termodinamico; sono passati dalla competenza regionale a quella dello Stato, per la VIA nel caso di quelli di potenza >150 MWt, e per la VA nel caso di quelli di potenza >50 MWt.

NUOVE TIPOLOGIE DI PROGETTI PER L'UPSTREAM DI GAS E PETROLIO

Nel campo dei progetti per l'*upstream* di idrocarburi è stata eliminata la tipologia di progetto prospezione, ricerca, e coltivazione di idrocarburi a terra e a mare per la quale era prevista la VIA statale. In sostituzione, sono state introdotte due nuove tipologie di progetto sottoposte a VIA statale costituite da: perforazione di pozzi per la ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi a terra e a mare, e coltivazione di idrocarburi liquidi >500 t/g di petrolio e gassosi >500,000 mc/g di gas a terra e a mare; mentre per la coltivazione di idrocarburi liquidi fino a 500 t/g di petrolio e gassosi fino a 500,000 mc/g di gas, a terra e a mare è oggi previsto il solo procedimento di VA di competenza statale.

RIDUZIONE DELLE COMPETENZE REGIONALI NELLE INFRASTRUTTURE GAS E PRODOTTI PETROLIFERI

Nel caso degli stoccaggi di prodotti petroliferi con capacità maggiore di 40,000 mc la competenza della procedura di VIA è stata attribuita esclusivamente allo Stato, mentre in precedenza era regionale per i progetti con capacità fino a 80,000 mc, e dello Stato solo al di sopra di tale soglia.

Gli stoccaggi sotterranei artificiali di gas naturale >80,000 mc sono passati dalla competenza regionale a quella statale per la procedura di VIA.

Per gli stoccaggi superficiali di gas naturale è stata abbassata la soglia oltre la quale è necessaria la VIA di competenza statale, soglia che è passata da 80,000 a 40,000 mc.

Anche nel caso degli stoccaggi di GPL la soglia, oltre la quale è necessaria la VIA di competenza statale, è passata da 40,000 a 20,000 mc.

La procedura di VA per i progetti di oleodotti, gasdotti e condutture per il trasporto di CO₂ di lunghezza >20 è passata dalla competenza regionale a quella statale.

MINORI POSSIBILITÀ DI INTERVENTO NORMATIVO REGIONALE IN MATERIA DI VIA

Con le modifiche apportate sono state significativamente ridotte le possibilità di intervento normativo in materia di VIA esplicitamente previste dalla legislazione nazionale.

In particolare sono state cassate le norme che prevedevano per le Regioni:

- la possibilità di innalzare o diminuire del 30% le soglie previste, per sottoporre a VA determinati tipi di progetti elencati nell'allegato IV
- la possibilità di determinare criteri o condizioni di esclusione dalla VA per specifiche categorie progettuali o in particolari situazioni ambientali e territoriali
- la possibilità di individuare ulteriori progetti, oltre a quelli già previsti, da sottoporre a valutazione ambientale.

È stata invece confermata la norma di carattere generale che attribuisce alle Regioni e alle Province autonome di Trento e di Bolzano la possibilità di adottare forme di tutela giuridica dell'ambiente più restrittive, qualora lo richiedano situazioni particolari del loro territorio, purché ciò non comporti un'arbitraria discriminazione, anche attraverso ingiustificati aggravii procedurali.

Confermata anche la possibilità per le Regioni di individuare l'autorità a cui attribuire i compiti per le procedure di valutazione ambientale di competenza regionale come ad esempio le province o le città metropolitane.

Nel rapporto tra Stato e Regioni in materia di VIA è significativa anche la nuova norma con il quale è stato introdotto un meccanismo di monitoraggio dell'esercizio delle

funzioni amministrative in materia di VIA attribuite alle Regioni, che hanno il compito di informare il Ministero dell'Ambiente su molti aspetti che includono anche la durata dei procedimenti.

I RICORSI DELLE REGIONI ALLA CORTE COSTITUZIONALE

Nei tempi previsti, successivi alla pubblicazione in GU del Dlgs n. 104/2017, molte Regioni a statuto ordinario e speciale (Lombardia, Puglia, Abruzzo, Friuli Venezia Giulia, Sardegna, Calabria, Val d'Aosta, e Provincia autonoma di Trento) hanno impugnato presso la Corte Costituzionale molte delle nuove norme considerate illegittime in quanto invasive delle prerogative istituzionali delle Regioni sotto vari profili.

A questo proposito va nuovamente ricordato che in base al Titolo V della Costituzione, l'ambiente è materia di competenza legislativa esclusiva dello Stato.

In ogni caso i tempi di pronunciamento della Corte sui ricorsi regionali determineranno un periodo di incertezza nell'attesa di una conferma o meno della costituzionalità delle nuove norme introdotte dal Dlgs n. 104/2008, oggetto di impugnativa.

GAS NATURALE

REGOLAZIONE TARIFFARIA DELLA MISURA GAS: PRIMI PASSI VERSO IL TOTEX

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 775/2016/R/gas](#)
- [DCO 629/2016/R/gas](#)
- [Decreto ministeriale 21 aprile 2017, n.93](#)
- [Direttiva 2014/32/UE](#)
- [Delibera 631/2013/R/gas](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Regolazione tariffaria distribuzione gas: 2016 chiuso tra conferme e novità](#) (Newsletter 206)
- [Un nuovo paradigma regolatorio per i misuratori 2.0](#) (Newsletter 204-205)
- [Distribuzione gas: una nuova rivoluzione alla vigilia delle gare d'ambito?](#) (Newsletter 199)

Anche la misura gas, dopo quella elettrica, diviene campo per la sperimentazione regolatoria: il meccanismo incentivante per i CAPEX, basato sui costi standard, sembra poter evolvere in modo da prevedere lo stesso incentivo all'efficienza presente per gli OPEX in linea con il concetto alla base della regolazione TOTEX. In pratica la proposta implica una revisione al ribasso del livello di costi standard per le classi di misuratori più inferiori, compensata però dall'applicazione di un maggior peso dei costi effettivi. In arrivo anche nuovi obblighi al 2020 per i programmi di roll-out dei misuratori elettronici.

Con la pubblicazione del DCO 759/2017, l'Autorità continua il processo di revisione sul riconoscimento dei costi relativi alle attività di misura, iniziato a gennaio del 2017 (Newsletter 206). Tale procedimento è finalizzato a aggiornare sia i costi riconosciuti degli investimenti per la misura sia la componente relativa alla copertura dei costi relativi alle verifiche metrologiche per l'infra-periodo 2018 e 2019. L'Autorità sembra orientata a passare da una logica di riconoscimento dei costi fondata su approcci separati per CAPEX (costi di capitale) e OPEX (costi operativi) ad una logica di riconoscimento dei costi che non privilegi le scelte *capital intensive* ma garantisca l'indifferenza della regolazione rispetto alle scelte delle aziende, caratteristica garantita dalle metodologie di regolazione della spesa totale (TOTEX). Questo approccio è stato proposto per il settore dell'energia elettrica, per il quale l'Autorità ha pubblicato i primi orientamenti (DCO 683/2017) prevedendo però un lungo percorso di analisi che terminerà prevedibilmente non prima del 2020. Anche la regolazione tariffaria della distribuzione gas è ancora in attesa della fine del procedimento, che era atteso per fine ottobre 2017, di definizione del meccanismo incentivante per i costi di capitale basato sul riconoscimento di costi *standard* definiti sulla base di un prezzario di riferimento (Newsletter 199 e 206). In questo senso la regolazione della misura gas, come già quella della misura elettrica (Newsletter 204 e 205) diviene un campo di sperimentazione di nuove tecniche regolatorie.

INCENTIVAZIONE SIMMETRICA PER CAPEX E OPEX

Fin dall'inizio del quarto periodo regolatorio (2014-2019) per il servizio di misura si è sperimentato un graduale abbandono del sistema di riconoscimento basato sui costi effettivi, che per definizione tende a riconoscere quanto investito senza verificare che i costi siano quelli più efficienti, verso modelli orientati a riconoscere costi *standard* o modelli ibridi tra costi *standard* e costi effettivi.

Fino al 2016, per i gruppi di misura inferiori (G4 e G6), è stato previsto un riconoscimento fondato sul costo effettivamente sostenuto, con un *cap* al 150% del costo *standard*, definito dall'Autorità sulla base del costo medio sostenuto al 2012. Per gli investimenti effettuati dal 2017, i costi di tutti misuratori saranno invece riconosciuti attraverso l'approccio ibrido, dato dal riconoscimento della media tra il costo effettivamente sostenuto e il costo *standard*. Le proposte per i prossimi due anni (investimenti 2018 e 2019) vanno in due direzioni:

- aggiornamento dei valori dei costi standard delle diverse tipologie dei gruppi di misura
- modifica dell'approccio ibrido, utilizzando una media pesata tra costo effettivamente sostenuto (con peso 70%) e costo standard (con peso 30%)

Per quanto concerne il primo punto, i dati raccolti dall'Autorità sui costi effettivamente sostenuti, riassunti nella **Tabella 1**, mostrano per i gruppi di misura G4 e G6 costi medi superiori ai costi *standard*, mentre per i gruppi di misura superiori un costo medio inferiore al costo *standard*. I costi *standard* dovrebbero essere quindi rivisti al ribasso per i misuratori di classe compresa tra G10 e G40, mentre verrebbero confermati i valori del 2017 per i G4/G6, in modo da mantenere l'incentivo al contenimento dei costi da parte dei distributori.

TABELLA 1. COSTI STANDARD E COSTI MEDI
(€/gruppo di misura)

Gruppo di misura	costo medio (2012-2015)	Costo standard 2017	Costo standard 2018-2019
G4	152.63	135	135
G6	228.89	170	170
G10	507.94	690	500
G16	519.59	710	505
G25	621.53	850	600
G40	1350.7	970	1100

Fonte: REF-E su dati AEEGSI

TAG

natural gas, network regulation, smart metering

Per quanto concerne il secondo punto, pur confermando l’approccio ibrido di riconoscimento dei costi, si propone di passare dalla media semplice alla media pesata tra il costo effettivo (con peso del 70%) e il costo *standard* (con peso 30%). L’introduzione della media pesata avrebbe l’obiettivo di imporre lo stesso livello di efficientamento tra CAPEX e OPEX. Attualmente infatti le OPEX vengono fissate all’inizio periodo regolatorio e aggiornate annualmente con il metodo del *price-cap*. Il valore *standard* è fissato sulla base dei costi effettivamente sostenuti (in media) dalle imprese, in modo da garantire il *profit sharing* tra utenti e imprese rispetto ai maggiori recuperi di efficienza raggiunti nel periodo precedente. Il recupero di efficienza (*x-factor*) è quindi fissato in modo da riassorbire la quota di *profit sharing* in 6 anni. Secondo le analisi dell’Autorità, in questo modo nella media del periodo regolatorio si garantirebbe alle imprese il riconoscimento per il 70% dei costi effettivi (normalmente più bassi dei costi standard) e per il 30% dei costi standard (che sono dati dai costi medi effettivi con l’aggiunta della quota di *profit sharing*). L’Autorità ha quindi ipotizzato di rendere simmetrico l’incentivo tra CAPEX e OPEX, riconoscendo i costi di capitale attraverso una media pesata tra il costo effettivo, con peso 70%, e il costo *standard*, con peso 30%. Poiché in questo caso i costi effettivi sembrano, dalle indagini condotte, mediamente superiori ai costi standard per le classi minori che devono essere installate massicciamente in questi anni, la misura dovrebbe comportare un riconoscimento di costi maggiore per le imprese, rispetto alla regola vigente (diverso sarebbe per un’impresa che avesse costi inferiori a quelli standard, che si troverebbe svantaggiata). La norma comporterebbe anche che a parità di spesa (almeno per le classi in cui non si prevede un aggiornamento dei costi standard) le imprese vedrebbero riconosciuti costi diversi per gli anni 2017 e il biennio 2018-2019. Questo approccio si avvicina all’idea del riconoscimento dei costi fondata sulla spesa totale (TOTEX). L’idea cardine del TOTEX è infatti quella di non separare il riconoscimento dei costi tra CAPEX e OPEX, e di conseguenza non prevedere due meccanismi diversi di incentivazione. In questo caso, sebbene il riconoscimento dei costi operativi e dei costi di capitale siano ancora separati, l’Autorità introduce un’incentivazione all’efficienza simile tra i due gruppi di costi, compiendo un primo passo, anche nel settore del gas, verso l’applicazione della spesa totale.

RICONOSCIMENTO DEI COSTI DI TELEGESTIONE, TELELETTURA E CONCENTRATORI

Fino al 2016, il riconoscimento dei costi centralizzati di misura, ovvero quelli sostenuti per l’attività di telelettura/telegestione e l’installazione di concentratori, è avvenuto indipendentemente da scelte di tipo *make* o *buy*, in base ai costi effettivamente sostenuti e attraverso le componenti tariffarie TEL e CON, espresse in euro e specifiche per azienda. Dal 2017 questo approccio doveva virare verso un sistema maggiormente incentivante, sulla base di criteri *output-based*. L’Autorità (Delibera 775/2016 e Newsletter 206) sulla base delle risultanze di una raccolta dati volta a comparare i costi delle soluzioni *make* e *buy*, aveva ipotizzato che le componenti fossero fissate pari ad un valore compreso tra 2.30 €/PDR e 2.70 €/PDR. Molti operatori però avevano mostrato perplessità in merito a tali rilievi, soprattutto riguardo ai dati afferenti ai distributori di piccole dimensioni. L’Autorità aveva quindi preferito svolgere ulteriori approfondimenti da concludersi entro la fine del 2017. Nel frattempo, per i costi sostenuti nel 2017, è stata prevista una soluzione intermedia: un approccio a consuntivo, ma con un *cap* di 5.74 €/PDR.

A valle delle ulteriori indagini i costi medi delle soluzioni di tipo *make* e delle soluzioni miste sono risultati minori di quelli dell’opzione *buy*, per i distributori che ricadono nel quartile più efficiente e, più nel dettaglio, anche dei distributori con meno di 300 mila punti di riconsegna. I risultati, riassunti in **Tabella 2**, mostrano una differenziazione non solo per tipo di soluzione, ma anche per la dimensione del distributore. A seguito di tale analisi, l’Autorità ha optato per diversificare il *range* tra grandi e piccoli DSO. Le componenti t(tel) e t(con), nel loro insieme, presenteranno un valore compreso tra 2.5 €/PDR e 2.8 €/PDR per i DSO con più di 300 mila punti di riconsegna e un valore compreso tra 3 €/PDR e 3.1 €/PDR per i DSO con meno di 300 mila PDR.

REVISIONE DEL ΔCVER

La regolazione attuale prevede che per gli *smart meters* maggiori di G6 la componente a copertura dei costi operativi relativa all’installazione e manutenzione di misuratori sia maggiorata di una componente (ΔCVER) a copertura dei costi relativi alle

TABELLA 2. COSTI MEDI DELLE IMPRESE PIU' EFFICIENTI (€/PDR)

Tipo di soluzione	Tipologia di imprese	Costi medi telelettura / telegestione, concentratori
Soluzioni <i>make</i>	Tutti i DSO	2.52
	DSO <300.000 PDR	3.14
Soluzioni miste	Tutti i DSO	2.8
	DSO <300.000 PDR	3.01

Fonte: REF-E su dati AEEGSI

TABELLA 3. PIANO D'INSTALLAZIONE DEGLI
SMART METER GAS

Gruppo di misura	DSO	Scadenze
<G6	50 mila <100 mila PDR	8% entro 2018
	100 mila <200 mila PDR	33% entro 2018
	>200 mila PDR	50% entro 2018
G10	Tutti i DSO	100% entro 2018
>G16	Tutti i DSO	100 % entro 2015

Fonte: REF-E su dati AEEGSI

verifiche metrologiche, che fino al 2016 era fissata pari a 60 €/PDR. L'analisi dei dati contenuti nei conti annuali separati aveva però rilevato un valore dei ricavi ammessi significativamente superiore ai costi effettivamente sostenuti dalle imprese. Per questo motivo l'Autorità, nel DCO 629/2016, aveva dato avvio a specifici approfondimenti volti a rivedere le modalità di riconoscimento dei costi stessi, con la possibilità di introdurre un approccio basato sul costo *standard* per verifica, applicato al numero effettivo di verifiche realizzate dalle imprese. In attesa di tali approfondimenti, la componente ΔCVER era stata fissata a 50 €/PDR per il 2017 (*Newsletter* 206). Ad aprile è stato però approvato il decreto 93/17 di recepimento della Direttiva 2014/32/UE, il che richiederà ulteriori indagini da parte dell'Autorità. Negli anni 2018 e 2019 il riconoscimento dei costi sarà dunque basato sui costi effettivi.

REVISIONE DEL PIANO DI ROLL-OUT DEI SMART METER GAS

Il completamento del *roll-out* dei misuratori non domestici è attualmente previsto (delibera 631/13) entro la fine del 2018, mentre per quanto riguarda i misuratori domestici non sono stati previsti impegni dopo il 2018, anno in cui si dovrebbe raggiungere una quota differenziata per grandezza del distributore (**Tabella 3**). L'Autorità provvederà quindi alla pubblicazione, entro fine anno, degli obblighi di installazione fino al 2020.

MERCATO ELETTRICO

VERSO UN MERCATO ELETTRICO INTEGRATO E SEMPRE PIÙ FLESSIBILE

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Regolamento UE 2017/2195](#)
- [Regolamento UE 2015/1222](#)
- [Decisioni ACER 04/2017 e 05/2017](#)
- [Delibera 852/2017/R/eel](#)
- [Delibera 583/2017/R/eel](#)
- [Delibera 300/2017/R/eel](#)
- [Delibera 605/2015/R/eel](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Al via gli aggregatori nel sistema italiano](#) (Newsletter 213)
- [Bilanciamento e dispacciamento](#) (Newsletter 213)
- [Riforma del mercato elettrico: due possibili innovazioni rivoluzionarie](#) (Newsletter 206)

TAG

electricity, dispatching, market design, network regulation, renewable electricity source

Mentre in Europa, con la definizione degli ultimi dettagli, si conclude il disegno del mercato armonizzato, che tra l'altro impone l'ammissibilità dei prezzi negativi entro giugno 2018, a livello nazionale l'attenzione è concentrata sul garantire sempre maggiore flessibilità e sicurezza al sistema elettrico, attraverso l'implementazione dei progetti pilota sul mercato dei servizi e un progressivo adattamento del Codice di Rete, aprendo la partecipazione a risorse non tradizionali (rinnovabili e demand response) e esplicitando i segnali economici dei vari servizi forniti al sistema, tra cui la regolazione di tensione.

EUROPA: DEFINITO IL DISEGNO DEL MERCATO ARMONIZZATO

ARMONIZZAZIONE DEI MERCATI DEL GIORNO PRIMA E INFRAGIORNALIERO: LE ULTIME NOVITÀ

Il 20 novembre l'ACER ha pubblicato le decisioni 04/2017 e 05/2017 che, nonostante riguardino temi abbastanza tecnici sul processo di armonizzazione dei mercati MGP e MI europei, prevedono una novità per il mercato elettrico italiano non indifferente: l'introduzione dei prezzi negativi, verosimilmente a partire da giugno 2018.

Il regolamento 2015/1222 della Commissione Europea di luglio 2015 stabilisce le linee guida in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione (regolamento CACM). Tra i vari temi affrontati dal regolamento CACM vi sono anche le definizioni degli schemi di funzionamento del mercato del giorno prima (MGP) e del mercato infragiornaliero (MI). Tra le caratteristiche di questi schemi vi è l'esigenza di introdurre prezzi di equilibrio minimi e massimi armonizzati che contribuiscano a rafforzare le condizioni di investimento per ottenere una capacità sicura e la sicurezza dell'approvvigionamento sul lungo termine negli e fra gli Stati membri. Questo processo di armonizzazione, che riguarda anche altri aspetti come i prodotti offerti sui mercati, le caratteristiche degli algoritmi o le procedure di *back-up*, è affidato ai gestori delle borse elettriche, cosiddetti *Nominated Electricity Market Operators* (NEMOs), con l'approvazione delle autorità nazionali di regolazione (NRAs).

Seguendo questo schema e le relative scadenze, a febbraio 2017 i vari NEMOs hanno sottoposto all'approvazione delle autorità nazionali una serie di proposte riguardanti l'armonizzazione di MGP e MI tra cui quelle riguardanti l'armonizzazione dei limiti di prezzo. Le Autorità nazionali, riunite nel forum dei regolatori energetici (ERF), hanno approvato all'unanimità una serie di emendamenti alle proposte dei NEMOs¹ mentre non sono riuscite a raggiungere un accordo unanime sulla proposta di armonizzazione dei limiti di prezzo e hanno quindi chiesto ad ACER di prendere una decisione in merito. Le decisioni prese da ACER, a partire dalla consultazione PC_2017_E_02, sono quelle espresse con i documenti 04/2017 e 05/2017 citati inizialmente.

La decisione presa da ACER è stata richiesta dalle Autorità nazionali in quanto non erano riuscite a trovare un accordo unanime sulla proposta dei NEMOs. In particolare il contrasto è sorto sulla definizione di prezzo massimo per il mercato *day-ahead* che attualmente vale 3,000 €/MWh e che alcune autorità avrebbero voluto innalzare ad almeno 5,000 €/MWh per meglio rispecchiare il valore della perdita di carico (VoLL) mentre altre hanno espresso dei dubbi, in quanto una tale soglia funziona anche da "protezione" per i consumatori che spesso non hanno una chiara stima del loro VoLL e sarebbero quindi disposti ad accettare qualsiasi prezzo. D'altronde ACER ha sottolineato la necessità che non ci siano dei vincoli tecnici alla formazione del prezzo. Di conseguenza, la decisione finale assunta da ACER prevede, per MGP, un prezzo minimo di -500 €/MWh e un prezzo massimo di +3,000 €/MWh con un meccanismo di adattamento di quest'ultimo a segnali di scarsità provenienti dal mercato.

In particolare, il meccanismo prevede che qualora in una qualunque zona del mercato

¹ Si vedano le delibere 598/2017/R/eel, 599/2017/R/eel, 600/2017/R/eel, 601/2017/R/eel pubblicate dall'AEEGSI.

il prezzo superi il 60% del prezzo massimo (ossia 1,800 €/MWh) anche solo in un'ora, il prezzo massimo venga aumentato di +1,000 €/MWh dopo cinque settimane da tale accadimento.

Per quanto riguarda MI, la decisione ACER prevede che i limiti di prezzo siano posti a -9,999 €/MWh e +9,999 €/MWh, come già proposto dai NEMOs, con un meccanismo di aggiustamento che nel caso in cui il prezzo massimo sul mercato del giorno prima superi quello del mercato infragiornaliero, quest'ultimo venga posto al livello del mercato *day-ahead*.

Inoltre l'ACER ha eliminato alcuni vincoli all'implementazione di questa armonizzazione prevedendone l'attuazione "immediatamente dopo"² la realizzazione del *Market Coupling Operator* (MCO) da parte dei NEMOs.

Il piano di implementazione delle funzioni di MCO è stato presentato dai NEMOs e approvato da tutte le Autorità nazionali³ e prevede la piena realizzazione entro aprile 2018 e comunque non oltre giugno 2018, motivo per cui è verosimile che il GME dovrà introdurre i prezzi negativi nella prima metà del 2018. In particolare, l'armonizzazione dei limiti di prezzo su MGP è uno degli ultimi passaggi tecnici per la realizzazione di un unico MGP europeo.

L'impianto generale è ormai attivo da diversi anni, per l'Italia da febbraio 2015, ma per altri paesi già da prima e riguardo la quasi totalità degli stati dell'Unione Europea.

PREZZI NEGATIVI: NON UN TEMA NUOVO MA FINITO IN FONDO AL CASSETTO

La discussione riguardante l'introduzione dei prezzi negativi non è una novità per il mercato italiano. Nei mesi successivi all'approvazione del regolamento CACM, l'AEEGSI aveva lanciato una consultazione (DCO 605/2015) nella quale erano riportate diverse argomentazioni e valutazioni sull'introduzione dei prezzi negativi nelle diverse fasi del mercato elettrico italiano. Riassumendo, i principali spunti di riflessione proposti dall'Autorità riguardavano

- l'introduzione dei prezzi negativi su MGP e MI e non su MSD
- l'introduzione dei prezzi negativi anche su MSD con rischio di esercizio di potere di mercato in alcune zone
- sostituzione dei prezzi negativi su MSD con l'introduzione di un gettone di spegnimento
- l'estensione dei prezzi negativi ai prezzi di sbilanciamento
- l'impatto dei prezzi negativi su offerte della capacità incentivata, remunerazione delle unità essenziali, registrazione dei contratti bilaterali.

Le preoccupazioni dell'Autorità legate all'eventuale esercizio di potere su MSD sembrano motivate dai risultati storici. Considerando infatti le ore in cui si è formato un prezzo uguale a 0 €/MWh come *proxy* per quantificare eventuali ore con prezzi negativi

si osserva che su MGP e MI il numero di accadimenti è residuale e negli ultimi tre anni quasi completamente scomparso, a parte il polo di Rossano, con l'aumentare della domanda contendibile (Tabelle 1 e 2).

Su MSD invece si osserva che i volumi dei servizi a scendere accettati con prezzo uguale a zero in alcune zone e in alcuni anni raggiungono di fatto

TABELLA 1. PERCENTUALE DI ORE CON PREZZO PARI A 0 €/MWH SU MGP

	NORD	CENTRO NORD	CENTRO SUD	SUD	BRINDISI	FOGGIA	ROSSANO	SICILIA	PRIOLO	SARDEGNA
2013	0.0%	0.2%	0.5%	1.0%	1.0%	1.2%	1.0%	1.0%	1.0%	0.5%
2014	0.0%	0.7%	0.8%	1.6%	1.6%	1.6%	2.1%	1.9%	1.9%	0.8%
2015	0.0%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.8%	0.3%	0.3%	0.2%
2016	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.5%	0.0%	0.0%	0.0%
2017	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%	0.2%	0.2%	0.0%

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, ultimo dato 6/12/2017

TABELLA 2. PERCENTUALE DI ORE CON PREZZO PARI A 0 €/MWH SU MI1 E MI2

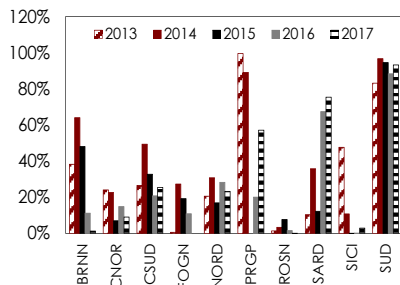
	NORD	CENTRO NORD	CENTRO SUD	SUD	BRINDISI	FOGGIA	ROSSANO	SICILIA	PRIOLO	SARDEGNA
2013	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%	0.5%	0.1%	0.1%	0.9%	0.0%
2014	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	1.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.2%	0.0%
2015	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.6%	0.0%	0.0%	0.0%
2016	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.3%	0.0%	0.0%	0.0%
2017	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, ultimo dato 6/12/2017

² Articolo 5, Appendice 1 della Decisione ACER 04/2017.

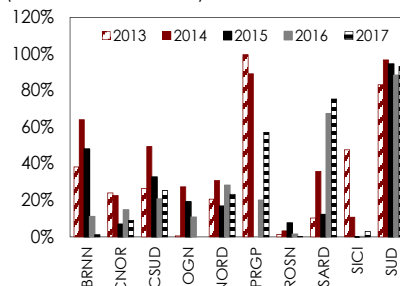
³ Delibera 467/2017/R/eel.

FIGURA 1. PERCENTUALE VOLUMI MSD A SCENDERE APPROVVIGIONATI CON PREZZO 0
(Ultimo dato 30/6/2017)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

FIGURA 2. PERCENTUALE VOLUMI MB A SCENDERE APPROVVIGIONATI CON PREZZO 0
(Ultimo dato 30/6/2017)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

la totalità dei volumi approvvigionati, in particolare nella fase ex-ante (**Figure 1 e 2**). In questo contesto, la prospettiva di introdurre i prezzi negativi potrebbe significare un ulteriore incremento dei costi di dispacciamento per Terna in quanto il servizio a scendere accettato a prezzo negativo implica per Terna un costo e non un guadagno.

Per evitare questa situazione l'Autorità ha proposto l'introduzione di un gettone di spegnimento e il mantenimento dello 0 come *floor* su MSD anche se, dall'analisi dei dati storici emerge che in alcune zone dove le offerte a 0 su MSD rappresentano una fetta importante del totale dei volumi approvvigionati, il servizio accettato a 0 €/MWh è quello di riserva terziaria a scendere piuttosto che lo spegnimento. D'altra parte, la recente apertura del mercato MSD ad altre fonti come la domanda o le rinnovabili dovrebbe portare maggiore competizione e quindi una diminuzione dell'esercizio di potere di mercato.

Per quanto riguarda l'impatto dei prezzi negativi sulle offerte della capacità incentivata, nel decreto DM 23/6/2016 che istituisce le nuove regole di incentivazione per gli impianti alimentati da fonte rinnovabile diversi dal fotovoltaico, è previsto che l'erogazione dell'incentivo sia sospesa nelle ore in cui si registrino prezzi zionali minori o uguali a zero, per più di sei ore consecutive. Tale regola è introdotta per adempiere alle linee guida della Commissione Europea sugli aiuti di Stato.

L'ARMONIZZAZIONE DI MI: UNA SOLUZIONE LOCALE

La creazione di un MI unico prevede che il mercato si basi sulla contrattazione continua con chiusura un'ora prima del tempo reale e la sua implementazione è basata sul progetto XBID - *Cross Border IntraDay*, cui aderiscono la maggior parte delle borse europee e dei TSO. Oltre ad una soluzione comune, il CACM prevede che si possano sviluppare delle aste locali complementari e questa è la strada intrapresa dal GME, Terna e dalle altre borse e TSO dei paesi confinanti (Austria, Francia, Slovenia, Svizzera e Grecia). La prima proposta (*Newsletter 206*) è stata presentata alle Autorità nazionali interessate a febbraio 2017 e da esse sono state richieste delle modifiche⁴, la versione emendata e definitiva con il relativo calendario di avviamento dovrebbe essere approvata nel giro di poche settimane e prevede due aste con allocazione implicita della capacità aperte agli operatori dei paesi "elettricamente" confinanti con l'Italia alternate con le sessioni a contrattazione continua previsto dal CACM.

APPROVATE ANCHE LE LINEE GUIDA SUL BILANCIAMENTO

Con il regolamento 2017/2195 la Commissione Europea ha approvato le linee guida in materia di bilanciamento elettrico. Con quest'ultimo atto tutte le fasi di mercato hanno ora delle linee guida di riferimento: il CACM per il *day-ahead* e *intraday*, il regolamento 2016/1719 per quanto riguarda le linee guida per l'allocazione della capacità di lungo termine (*Forward Capacity Allocation*, FCA) e il già menzionato regolamento per il bilanciamento elettrico (*Electricity Balancing*, EB). Gli orientamenti sul bilanciamento stabiliscono una serie di norme tecniche, operative e di mercato, valide in tutta l'UE, per disciplinare il funzionamento dei mercati del bilanciamento del sistema elettrico. In questo regolamento vengono stabilite le regole per l'acquisizione di capacità di bilanciamento, l'attivazione dell'energia di bilanciamento, inoltre viene richiesto ai TSO di sviluppare delle metodologie per il calcolo della capacità interzonale da utilizzare ai fini del bilanciamento e vengono definite delle norme per il regolamento degli sbilanciamenti, a partire dalla richiesta che entro tre anni il periodo rilevante per la valorizzazione degli sbilanciamenti sia di 15 minuti.

Le risorse di bilanciamento che l'EB prevede verranno condivise tra i TSO sono quattro:

- terziaria di sostituzione (*Replacement Reserve*, RR)
- secondaria manuale (*manual Frequency Restoration Reserve*, mFRR)
- secondaria automatica (*automatic Frequency Restoration Reserve*, aFRR)
- compensazione degli sbilanciamenti (*Imbalance Netting*, IN)

Per la condivisione e lo scambio di queste risorse è prevista la creazione di piattaforme comuni europee che raccolgano le offerte e permettano ai TSO di approvvigionarsi di tali risorse. I vari TSO hanno già cominciato a lavorare alla definizione di tali piattaforme con diversi progetti dedicati:

⁴ Delibera 602/2017/R/eel.

- progetto TERRE per la piattaforma della riserva terziaria, avviato nel 2016 dai TSO di sette paesi (Gran Bretagna, Francia, Spagna, Portogallo, Svizzera, Italia e Grecia)
- progetto IGCC per il *netting* dello sbilanciamento, avviato a partire dal 2010 in Germania e attualmente allargate ad altri stati dell'Europa Centrale,
- progetto PICASSO per la piattaforma di scambio della secondaria automatica, avviato dai TSO di cinque paesi (Germania, Francia, Olanda, Belgio e Austria) ma con buona parte dei restante TSO partecipi come osservatori,
- progetto mARI per la secondaria manuale, avviato recentemente e di cui fanno parte 19 TSO che poche settimane fa hanno lanciato la prima consultazione pubblica⁵ sulle caratteristiche della piattaforma e dei prodotti scambiabili.

Il processo richiederà comunque almeno un paio di anni per l'attivazione e l'operatività delle prime piattaforme relative a terziaria e compensazione degli sbilanciamenti.

ITALIA: VERSO UNA MAGGIORE VALORIZZAZIONE DELLA FLESSIBILITÀ

NEL 2017 EMERGONO SEGNALI DI CRITICITÀ PER LA SICUREZZA DEL SISTEMA

Dopo anni caratterizzati da *overcapacity*, il 2017 è stato caratterizzato da segnali di criticità per la sicurezza del sistema elettrico italiano, in diversi periodi dell'anno: nell'inverno scorso, a causa delle importazioni ridotte dalla frontiera francese e delle rigide temperature invernali, poi durante l'estate, data la protratta scarsità idroelettrica e gli alti picchi di temperatura⁶, e nuovamente negli ultimi mesi di quest'anno, per il ripresentarsi della questione nucleare francese.

In questi periodi, il mercato italiano ha reagito in maniera puntuale e più o meno accentuata, sia sui mercati dell'energia che dei servizi: sia i prezzi di MGP che i volumi approvvigionati da Terna su MSD hanno subito significativi incrementi, soprattutto in gennaio e in agosto; anche i prezzi di MSD sono stati generalmente caratterizzati da rialzi nei periodi di criticità, ma il loro *trend* è maggiormente influenzato da situazioni locali (Figura 3).

Il sistema ha superato i momenti di criticità, senza che l'adeguatezza venisse meno, ma i prezzi registrati hanno più volte sottolineato i rischi di scarsità, sia sui mercati dell'energia che dei servizi. È evidente come, nel breve termine, non si possa più parlare di *overcapacity*, ma si assista a una forte riduzione dei margini di riserva del sistema: la sicurezza dell'approvvigionamento è diventata quindi una tematica di primaria importanza. Se da una parte si continua a lavorare con la Commissione Europea per l'introduzione di un meccanismo di *capacity market*, dall'altra si procede verso un sempre maggiore coinvolgimento e responsabilizzazione nel mercato di tutte le risorse di produzione e consumo presenti, attraverso la riforma del dispacciamento e l'adeguamento necessario del Codice di Rete.

PROSEGUONO I PROGETTI PILOTA INTRODOTTI DALLA 300/17

Nell'ambito della riforma organica del dispacciamento elettrico, prosegue l'esperienza dei progetti pilota introdotti dalla Delibera 300/17 che, nel corso di quest'anno, sono stati utilizzati principalmente per valutare l'estensione della partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) a risorse attualmente non abilitate.

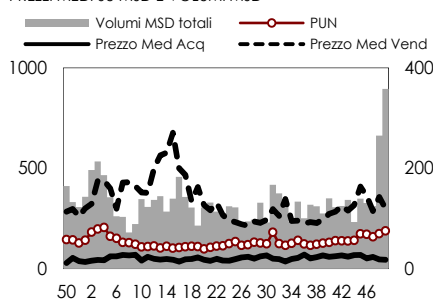
Per le Unità Virtuali Abilitate di Consumo (UVAC), che si sono abilitate a offrire il servizio di riduzione del carico, è terminato il periodo interessato dalla negoziazione a termine (giugno - settembre 2017), in cui le UVAC selezionate in fase d'asta hanno ricevuto un corrispettivo fisso (che non si è mai discostato dal *cap* di 30,000 €/MW/anno), impegnandosi a presentare la propria offerta di regolazione a salire durante le ore centrali della giornata. Cumulando le diverse sessioni d'asta svolte, Terna ha contrattualizzato circa 80 MW di capacità di riduzione del carico (un valore sensibilmente inferiore ai 500 MW messi in asta a ogni sessione), prevalentemente al Nord e suddivisi tra cinque operatori: Enel, Burgo, Axpo, Dalmine, Youtrade. Scaduto il termine della contrattualizzazione, le UVAC di Burgo Energia e di Youtrade hanno di

⁵https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/MARI/20171121_MARI_Press_release.pdf.

⁶ La criticità estiva, prospettata anche da ENTSO-E, è stata tuttavia attenuata dal fatto che le più alte temperature si sono registrate nelle prime settimane di agosto, anziché nelle ultime di luglio, come avvenuto nell'estate 2015.

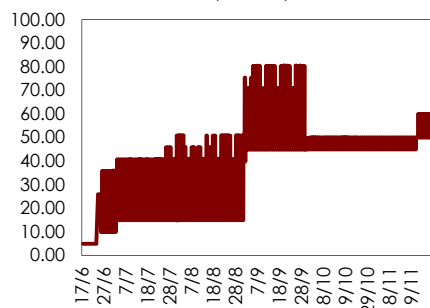
FIGURA 3. VALORI SETTIMANALI DELL'ULTIMO ANNO DEL PUN

PREZZI MEDI SU MSD E VOLUMI MSD



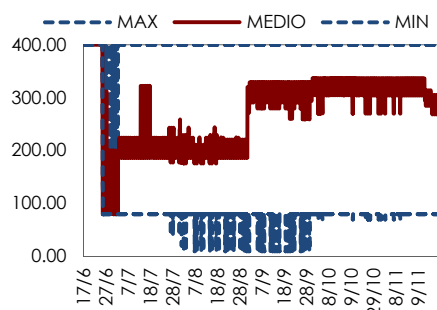
Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

FIGURA 4. QUANTITÀ OFFERTA PER IL SERVIZIO DI RIDUZIONE DEL CARICO (€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

FIGURA 5. PREZZO DI OFFERTA PER IL SERVIZIO DI RIDUZIONE DEL CARICO (€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

fatto interrotto la propria partecipazione attiva al MSD, mentre quelle gestite da Enel, Axpo e Dalmine stanno tuttora presentando offerte valide sul mercato. A fine novembre, rimangono quindi a partecipare al MSD circa 60 MW di capacità di riduzione del carico (**Figura 4**), che offre a un prezzo compreso tra 80-90 €/MWh e il *cap* di 400 €/MWh, con un livello medio ponderato intorno ai 300 €/MWh (**Figura 5**). A oggi comunque non risulta sul mercato del bilanciamento nessuna accettazione di tali offerte da parte di Terna, mostrando come finora le risorse di *demand response* siano state utilizzate per garantire un adeguato margine di riserva, più che per fornire un effettivo contributo di regolazione.

Nel frattempo, viene modificato anche il servizio di interrompibilità fornito dalla domanda: proprio in questi giorni l'Autorità ha approvato⁷ il nuovo regolamento di Terna per il triennio 2018-2020. Le novità principali riguardano la valorizzazione del numero di distacchi effettuati. Finora, infatti, un sottoscrittore del servizio di interrompibilità riceveva da Terna 3,000 €/MW per ogni distacco e per ogni MW contrattualizzato. Con il nuovo triennio invece si inserisce un criterio di concorrenzialità per la fornitura del servizio: il sottoscrittore dovrà presentare un'offerta alla quale il distacco verrà remunerato, tale offerta avrà come *cap* il vecchio valore, 3,000 €/MW, e Terna selezionerà quale risorsa utilizzare basandosi anche sui valori offerti dai sottoscrittori del servizio. Inoltre, la remunerazione del distacco non riguarderà tutti i MW contrattualizzati, ma solo la potenza effettivamente distaccata. Queste novità entreranno a regime nel 2019 e nelle more ogni distacco verrà valorizzato al valore di 3,000 €/MW per ogni MW contrattualizzato.

Il servizio di riduzione istantanea dei prelievi, istituito per Sicilia e Sardegna, viene inserito all'interno della disciplina dell'interrompibilità istantanea e di emergenza, ma mantiene la sua specificità territoriale. Infatti l'approvvigionamento di potenza interrompibile è suddiviso tra Continente, Sicilia e Sardegna, con i sottoscrittori delle isole che avranno una base d'asta per tale servizi del 20% più alta rispetto a quella del Continente. La base d'asta rimane la stessa dell'ultimo triennio:

- 135,000 €/MW/anno per il servizio di interrompibilità istantanea
- 90,000 €/MW/anno per il servizio di interrompibilità di emergenza.

Anche la capacità totale rimane invariata con 3,300 MW per il Continente, 200 MW per la Sicilia e 400 MW per la Sardegna.

Dall'inizio di novembre è stata invece aperta la possibilità di qualificazione anche per le Unità Virtuali Abilitate di Produzione (UVAP), ossia aggregati di unità di produzione in generazione distribuita, rinnovabili e non, disponibili a fornire al sistema il servizio di regolazione terziaria e di bilanciamento (sia a salire che a scendere, oppure asimmetricamente). Per le UVAP non è stata prevista nessuna procedura di negoziazione a termine, ma una partecipazione diretta al MSD, a pari condizioni con le risorse di produzione convenzionali: non esistono quindi esiti pubblici di procedure concorsuali, tuttavia non si ha nessuna evidenza di qualificazione nemmeno da comunicazioni di Terna, così come dai dati sulle Offerte Pubbliche del GME, dove non sono presenti, a fine novembre, unità diverse da quelle corrispondenti alle risorse convenzionali e alle UVAC. Al momento non è quindi valutabile la riuscita del progetto.

Da alcune settimane, Terna ha messo in consultazione un terzo progetto pilota, stavolta incentrato su una nuova tematica tra quelle indicate dalla Delibera 300/17, ossia la valorizzazione di servizi ancillari che oggi non ricevono nessuna remunerazione. Protagonista è il servizio di regolazione di tensione, oggi svolto in modo obbligatorio e non remunerato da parte di impianti di produzione, impianti utilizzatori, stazioni di trasformazione e/o smistamento e reti di distribuzione connessi alla RTN, secondo quanto previsto dagli Allegati A14 e A16 al Codice di Rete.

Il requisito principale per partecipare al progetto pilota è essenzialmente la disponibilità di un dispositivo regolante, in grado di fornire la regolazione di tensione tramite l'immissione o l'assorbimento di potenza reattiva (dove la capacità in assorbimento deve essere almeno pari alla metà della capacità in immissione); l'operatore interessato a partecipare dovrà poi dotarsi di un apparato per il controllo da remoto della regolazione secondaria di tensione e di un apparato per la misura della capacità resa disponibile e dell'energia reattiva scambiata.

A valle di una procedura di qualificazione, Terna propone, come già fatto per le UVAC,

⁷ Delibera 852/2017/R/eel.

la possibilità di una negoziazione a termine, in cui l'operatore si impegna a fornire in modo continuo e automatico un certo livello di capacità (espressa in MVA reattivi) per tutto il periodo di *delivery*, a fronte di un certo prezzo (espresso in €/MVA reattivi); sarà possibile anche specificare un ordine di priorità sulle proprie offerte, in modo tale da subordinarne alcune all'accettazione, anche solo parziale, di altre, anche a prezzo superiore.

Terna selezionerà quindi le offerte seguendo l'ordine di merito economico e la priorità dichiarata, fino al raggiungimento del proprio fabbisogno annuo, comunicato in anticipo rispetto all'asta, se necessario ripartendo pro quota la capacità marginale, e le offerte selezionate saranno valorizzate secondo un approccio *pay as bid*.

Un primo punto potenzialmente critico è la definizione del prezzo di riserva, che dovrebbe rappresentare il valore del servizio per Terna, ossia il valore che lascia indifferente tra acquistarlo a termine e non approvvigionarlo, e sarebbe basato sul beneficio atteso proveniente dalla negoziazione a termine. Terna non è intenzionata a dichiararlo esplicitamente, ma propone di comunicarlo solo all'Autorità per approvazione e richiedere sconti progressivi (fino a quattro e pari ad almeno il 10%) agli operatori che presentassero in asta un'offerta a un prezzo maggiore, senza tuttavia rivelarne il valore. Da un lato, tale approccio potrebbe essere efficace nel mantenere più bassi i costi di approvvigionamento del servizio: non comunicando il valore del prezzo di riserva, si evita infatti che gli operatori concentrino la propria offerta proprio su quel valore; ciò potrebbe essere necessario soprattutto se l'asta dovesse riguardare un perimetro molto ristretto, su cui non è garantita l'esistenza di un'adeguata concorrenzialità. Dall'altro, la poca trasparenza del meccanismo potrebbe costituire un freno alla piena partecipazione degli operatori, non stimolando una concorrenza al ribasso rispetto al prezzo di riserva.

Il secondo punto potenzialmente limitante è il perimetro, geografico e temporale, del progetto pilota: nella consultazione di Terna, infatti, la remunerazione del servizio di regolazione di tensione sarebbe riservata alla sola area di Brindisi (in particolare otto nodi identificati nell'Allegato 3 alla Consultazione) e interesserebbe un periodo di *delivery* di cinque anni (dal gennaio 2019 al dicembre 2023). L'area è evidentemente una delle più nevralgiche sul perimetro nazionale, come emerso soprattutto negli scorsi due anni, in cui il valore dei servizi scambiati su MSD nella zona ha assunto valori estremi, e come evidenziato dalla necessità di contrattualizzare come essenziale la centrale Enel di Brindisi Sud (l'essenzialità è stata recentemente confermata anche per l'anno 2018). Il periodo di riferimento è invece molto lungo per essere un progetto pilota, soprattutto se confrontato con il periodo riservato ad esempio alla negoziazione a termine delle UVAC (poco più di tre mesi). Da un lato, la contrattualizzazione pluriennale garantirebbe una continuità di copertura agli operatori interessati a investire in dispositivi regolanti da installare nei nodi individuati (ad esempio, in compensatori di potenza reattiva); dall'altro potrebbe ritardare la definizione a regime della remunerazione della regolazione di tensione nell'ambito della riforma del dispacciamento, essendo ragionevole che questa venga fatta a valle della valutazione dell'esito del progetto pilota. Ciò significherebbe il permanere, per almeno altri sei anni, della non remunerazione del servizio di regolazione di tensione nelle aree non coinvolte in questo progetto pilota, a meno dell'implementazione parallela di progetti pilota analoghi in altre aree critiche della rete.

IL CODICE DI RETE SI ADATTA ALLE NUOVE ESIGENZE DI FLESSIBILITÀ

Il Codice di Rete di Terna nel frattempo si modifica, al fine di adattarsi sempre meglio a un dispacciamento in evoluzione, che coinvolge risorse nuove, come le fonti rinnovabili, la generazione distribuita, la *demand response* e in un prossimo futuro anche gli accumuli, e che presenta sempre più l'esigenza di una risposta flessibile alle condizioni contingenti del sistema.

Vengono innanzitutto distinti nella doppia versione "a salire" e "a scendere" i servizi di regolazione terziaria e di bilanciamento, prima definiti in modo univoco: potrebbe sembrare una formalità, ma in realtà è la preparazione all'inclusione nel MSD delle fonti rinnovabili, che, come già visto nel progetto pilota relativo alle UVAP, potrebbero fornire un servizio di regolazione anche in modo asimmetrico.

La riserva terziaria di potenza viene ulteriormente differenziata rispetto al passato, inserendo la nuova "riserva rotante" tra le già presenti riserva pronta e riserva di sostituzione.

Per la riserva pronta, che richiede un gradiente di 50 MW/min e la capacità di mantenerlo per almeno due ore (e per questo al momento può essere erogata solamente da impianti idroelettrici a bacino o a pompaggio), cambia il tempo di risposta, che passa da 15 a 10 minuti dalla richiesta di Terna.

La riserva rotante, che dovrà essere fornita entro 15 minuti dalla richiesta di Terna (il tempo che era della riserva pronta, ma senza vincoli di gradiente) e mantenuta per almeno due ore, viene introdotta allo scopo di ricostituire le bande di riserva secondaria e di riserva terziaria pronta. Il suo fabbisogno, che è comprensivo del fabbisogno di riserva secondaria ed è una quota parte del fabbisogno di riserva di sostituzione a salire, è dimensionato sulla base dell'indisponibilità non programmata della maggiore unità di produzione (per il fabbisogno a salire) o a pompaggio (per il fabbisogno a scendere).

Non cambia invece la definizione della riserva di sostituzione, che può essere fornita entro 120 minuti dalla richiesta di Terna senza limitazioni di durata e il cui fabbisogno è dimensionato sull'indisponibilità programmata della maggiore unità di produzione e pompaggio, oltre che sulla base degli errori attesi di previsione della domanda e dell'immissione da fonti rinnovabili intermittenti: a seguito dell'ultima modifica, la riserva di sostituzione sarà però destinata a ricostituire la banda di riserva rotante.

È evidente la tendenza all'approvvigionamento di capacità di regolazione in modo sempre più rapido e flessibile, per rispondere in sicurezza alla volatilità e ai gradienti del sistema sempre più in crescita: permane però il disallineamento tra i servizi definiti nel Codice di Rete e i prodotti scambiati sul MSD, dove le diverse tipologie di riserva terziaria confluiscono sotto l'unica voce "Altri Servizi"; sembra quindi opportuno, nel processo di riforma del MSD, portare avanti anche una logica di migliore segmentazione del mercato, al fine di rispondere in modo più diretto alle esigenze esplicitate anche nel Codice di Rete dando segnali economici adeguati a stimolare e risorse potenzialmente idonee a erogare i servizi di maggiore valore per la sicurezza specialmente in prospettiva

Un'ultima apertura al sempre più veloce approvvigionamento di risorse regolanti è costituita dall'introduzione delle cosiddette "unità in funzionamento collegato", ossia unità di produzione termoelettriche (non a ciclo aperto) che appartengono al medesimo impianto di generazione, e per cui la messa in servizio di una qualsiasi unità contribuisce al riscaldamento in fase di avviamento di altre unità collegate, consentendo di ridurre quindi il tempo di avviamento rispetto a quanto definito nei dati tecnici. Diventerà pertanto possibile definire un "tempo di avviamento in funzionamento collegato" minore del tempo di avviamento singolo, che renderà più rapido e quindi più pregiato per Terna il servizio di regolazione offerto.

GARE GAS

MONITORAGGIO GARE GAS

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [DCO 734/2017/R/gas](#)
- [Legge 4 agosto 2017, n. 124](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [M&A nella distribuzione: il riassetto del settore prima delle gare](#) (Newsletter 214)
- [Monitoraggio gare gas](#) (Newsletter 213)
- [Monitoraggio gare gas](#) (Newsletter 210)

TAG
gare gas

Il 2017 si avvia a chiudersi tra novità, certezze e ulteriori rinvii. Le principali novità riguardano le operazioni di *Merger&Acquisition*, che coinvolgono in primis i due principali attori italiani, 2i Rete Gas (2iRG) e Italgas, i quali, attraverso due differenti strategie, continuano ad aumentare le proprie quote di mercato. Queste molteplici operazioni potrebbero far pensare al 2018 come a un anno di svolta per le gare gas, anche grazie alle diverse semplificazioni che l'Autorità ha messo in atto nel corso dell'anno (*Newsletter 210*) e a quelle previste dalla Legge Concorrenza, proposte nel DCO 734/2017. Anche la Strategia Energetica Nazionale (SEN) ha confermato la volontà di portare a termine le gare gas. Tuttavia, non sono stati previsti ulteriori strumenti di semplificazione per facilitare e velocizzare i processi di gara, che potrebbero però essere utili data la situazione attuale dei bandi pubblicati e le scadenze. Infatti, a fronte di 177 ATEM, in 158 sono scaduti i termini per la pubblicazione dei bandi. Solo per Milano 1 e Torino 2 si può ritenere concluso l'iter procedurale, mentre i restanti 17 ATEM oscillano tra sospensioni, annullamenti e continui rinvii.

LE OPERAZIONI DI M&A

Dopo l'operazione di 2iRG e Gas Natural Fenosa (GNF), l'Autorità Antitrust ha aperto un'istruttoria sull'acquisto degli *asset* italiani, che subordinerà il perfezionamento dell'acquisizione, previsto per il primo trimestre del 2018 (*Newsletter 214*). L'Autorità Antitrust ha infatti identificato dei rischi di rafforzamento della posizione dominante e di dinamiche anticompetitive in 12 ATEM, dove sia 2iRG che GNF operano e controllano parte della quota di mercato. In tali ATEM infatti, in seguito all'acquisizione, la quota di mercato di 2iRG supererebbe il 50%, garantendogli un grande vantaggio competitivo per le future gare di concessione. In particolare, su 12 ATEM:

- in 3, 2iRG e GNF presentano una *market share* simile, e quindi la quota di mercato combinata risulta superiore al 50%
- in 7, 2iRG rinforza la propria *market share* come *incumbent*
- in 2, la quota di mercato di 2iRG è attualmente superiore al 50%, ma l'operazione di *M&A* eliminerebbe il principale *competitor*.

Se le conclusioni dell'indagine, previste entro la fine dell'anno, saranno positive, la *market share* complessiva sull'intero territorio nazionale di 2iRG crescerà in maniera sostanziale, raggiungendo la quota di mercato di Italgas.

Nel frattempo Italgas continua la strategia di acquisto dei piccoli operatori locali. Dopo l'incorporazione della controllata Napoletanagas SpA e l'acquisizione di Enerco Distribuzione SpA (*Newsletter 214*), nel mese di novembre Italgas ha concluso altre tre operazioni.

La prima riguarda l'acquisizione di un ramo di azienda di Amalfitanagas SpA per un *enterprise value* di 18.5 milioni di euro e una RAB stimata di circa 9 milioni di euro. Attraverso questa acquisizione, Italgas aumenterà le proprie quote di mercato negli ATEM Napoli 4 e Potenza 2, dove Italgas è già presente come *incumbent*, e nell'ATEM Salerno 3, dove la quota di mercato di Italgas rimane marginale.

La seconda e terza operazione riguardano concessioni nel Sud Italia e in Sardegna, dove le reti di distribuzione devono ancora essere costruite. In Sardegna, Italgas ha acquistato Ichnusa Gas, che gestisce sull'isola 12 concessioni su 38, per un *enterprise value* di 26.2 milioni di euro. Nel Sud Italia, Italgas ha firmato un accordo con CPL Concordia per la costruzione e la gestione di sette concessioni, per un *enterprise value* di 13 milioni di euro.

Riguardo alla Sardegna, occorre anche precisare che la SEN ha confermato l'obiettivo di portare il gas anche all'isola, l'unico territorio italiano senza una rete di distribuzione di gas naturale, attraverso un progetto che prevede il trasporto via GNL *small scale* e di distribuirlo sul territorio attraverso una rete di trasmissione e distribuzione e mediante l'ausilio di una serie di depositi posti lungo la rete.

ULTERIORI SEMPLIFICAZIONI

La Legge Concorrenza, approvata a agosto (*Newsletter 213*), ha richiesto alcune semplificazioni procedurali in materia di gare gas, riprese dall'Autorità nel DCO 734/2017. La prima semplificazione riguarda l'*iter* di valutazione del VIR. Infatti, nel caso in cui lo scostamento tra VIR e RAB sia maggiore del 10% per singolo comune, la stazione appaltante non sarà più obbligata a inviare i documenti all'Autorità se saranno soddisfatti allo stesso tempo i suddetti requisiti:

- l'ente locale concedente certifica, anche attraverso un soggetto terzo idoneo, che il VIR sia stato calcolato secondo le linee guida 7 aprile
- lo scostamento dell'ATEM è inferiore all'8%
- lo scostamento per singolo comune è inferiore al 20%.

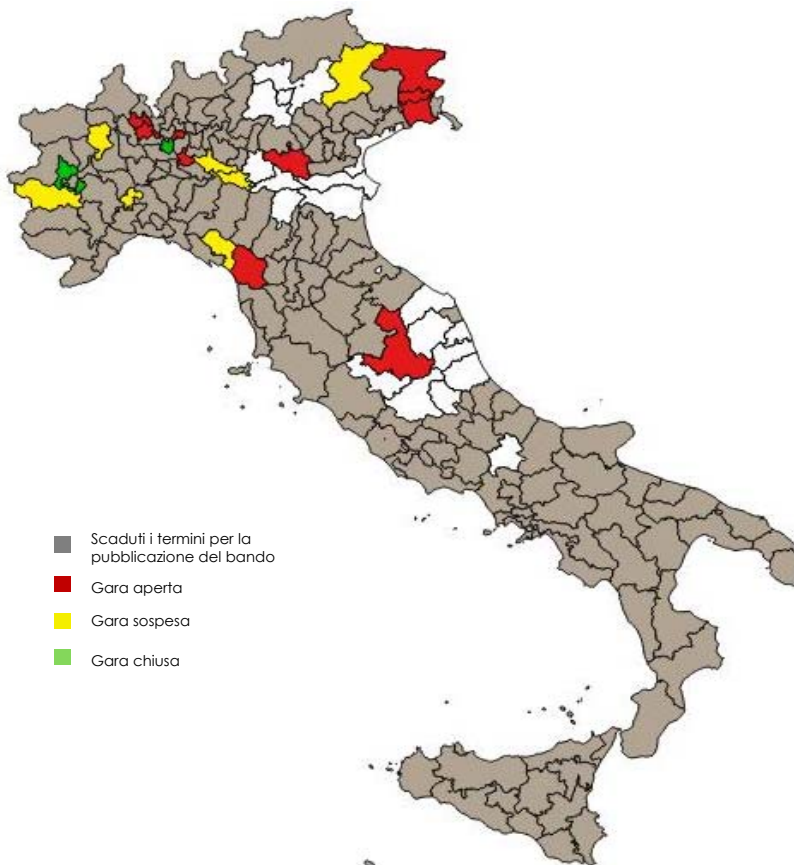
Rispetto a questa prima semplificazione, il DCO si focalizza sia sulla definizione di schemi tipo che l'Ente appaltante o il soggetto terzo dovranno utilizzare per dimostrare che il calcolo del VIR sia stato effettuato secondo le linee guida, sia sulla definizione dei requisiti, in particolare di onorabilità e di indipendenza, che il soggetto terzo dovrà possedere per effettuare la certificazione.

La seconda semplificazione riguarda l'*iter* di valutazione dei bandi di gara. Nel caso in cui i bandi siano redatti in aderenza al bando di gara tipo, al disciplinare tipo e al contratto di servizio tipo, allora le stazioni appaltanti inviano all'Autorità i documenti strettamente necessari per le verifiche relative a:

- i valori di VIR e RAB riportati nella documentazione di gara
- il rispetto dei criteri riguardanti la ripartizione dei punteggi massimi tra criteri e sub-criteri fissati dal "Regolamento Criteri"
- la congruità della *cost-benefit analysis* e delle condizioni minime di sviluppo.

Rispetto a questo ultimo punto, l'AEEGSI ha infine ribadito il valore soglia delle condizioni minime di sviluppo, che prevedono un limite non superiore a 10 metri per utente per le aree non disagiate e un limite pari a 20/25 metri per utente per le aree disagiate.

PUBBLICAZIONE BANDI GARE GAS: STATO DELL'ARTE



VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

GARE CHIUSE											
INFORMAZIONI GENERALI						VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ					
ATEM	Analisi AEEGSI	Pubblicazione	Scadenza EOI	Scadenza offerte	Iter procedurale	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
MILANO 1	631/2015/R/gas	23/12/2015		16/01/2017	●	ALTA	●	●	●	●	●
TORINO 2	687/2016/R/gas	29/12/2015		28/06/2017	●	MEDIA	●	●	●	●	●

GARE APERTE											
INFORMAZIONI GENERALI						VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ					
ATEM	Analisi AEEGSI	Pubblicazione	Scadenza EOI	Scadenza offerte	Iter procedurale	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
UDINE 2	NO	04/11/2015		30/11/2017	●	MEDIA	●	●	●	●	●
UDINE 1	NO	23/12/2015	29/02/2016		●	BASSA	●	●	●	●	●
UDINE 3	NO	10/02/2016	06/06/2016		●	BASSA	●	●	●	●	●
VARESE 2	NO	11/09/2015	30/09/2017		●	MEDIA	●	●	●	●	●
PERUGIA 2	NO	28/12/2015	29/12/2017		●	BASSA	●	●	●	●	●
VARESE 3	NO	12/07/2017	30/03/2018		●	MEDIA	●	●	●	●	●
MONZA E BRIANZA I	NO	29/12/2015	30/04/2018		●	ALTA	●	●	●	●	●
LODI 1	NO	30/12/2015	31/05/2018		●	MEDIA	●	●	●	●	●
VERONA 2	in corso	30/12/2016	30/06/2018		●	BASSA	●	●	●	●	●
LUCCA	in corso	30/12/2016	31/08/2018		●	MEDIA	●	●	●	●	●
VENEZIA 1	368/2016/R/gas	28/12/2015		Annullata	●	MEDIA	●	●	●	●	●
BELLUNO	455/2016/R/gas	27/12/2016		Sospesa	●	BASSA	●	●	●	●	●
MASSA-CARRARA	in corso	21/12/2015	Sospesa		●	MEDIA	●	●	●	●	●
ALESSANDRIA 2	NO	22/12/2015	Sospesa		●	MEDIA	●	●	●	●	●
TORINO 3	NO	22/12/2015	Sospesa		●	BASSA	●	●	●	●	●
CREMONA 2 E CREMONA 3	NO	24/12/2015		Sospesa	●	BASSA	●	●	●	●	●
BIELLA	NO	29/12/2015		Sospesa	●	BASSA	●	●	●	●	●
ROMA 1	650/2015/R/gas	NO	-		-	ALTA	●	●	●	●	●
FORLÌ-CESENA	517/2016/R/gas	NO	-		-	BASSA	●	●	●	●	●

Aggiornata al 11/12/2017

Iter procedurale: ● COMPLETO ● NON COMPLETO ● BLOCCATO

Grado potenziale concorrenzialità: ● ALTO ● MEDIO ● BASSO

*Termine per la presentazione dell'EOI

NOTA METODOLOGICA

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

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

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

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

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

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

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

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

DATI DI MERCATO

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

	2017*	2016*	Var. %
Domanda	265 944	261 542	1.7%
Produzione netta	236 099	229 645	2.8%
- Termoelettrico	161 780	152 624	6.0%
- Rinnovabili**	74 319	77 021	-5.9%
Saldo estero	31 723	33 828	-6.2%

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

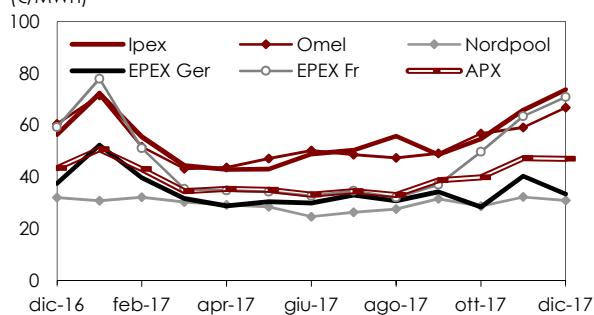
GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE
(Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2017	AS 2016	Var. %	AT 2017	AT 2016	Var. %
Industriale	13.5	12.6	7.2%	3.0	2.8	6.6%
Termoelettrico	23.8	21.6	10.0%	5.5	5.5	0.6%
Distribuzione	28.8	27.7	4.1%	7.4	7.1	3.9%
Altro	1.5	1.7	-14.9%	0.3	0.3	3.2%
Totale	67.5	63.5	6.2%	16.2	15.7	3.2%

Valori cumulati al 12/12/2017

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

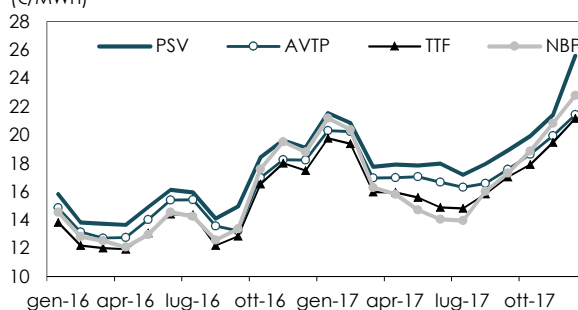
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 10/12/2017

Fonte: Borse Europee

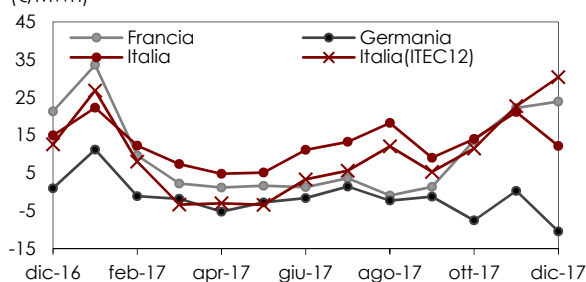
GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 27/10/2017

Fonte: elaborazione REF-E su dati Thomson Reuters

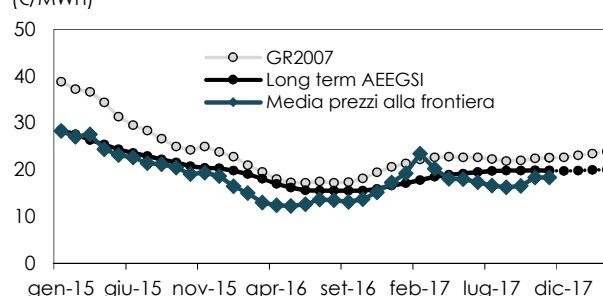
ENERGIA ELETTRICA: SPARK SPREAD IN EUROPA
(€/MWh)



Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili
Ultimo dato al 11/12/2017

Fonte: elaborazioni REF-E

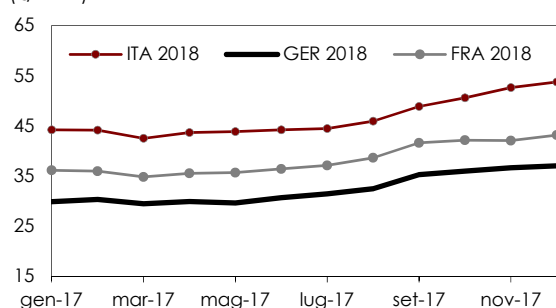
GAS NATURALE: PREZZI APPROVVIGIONAMENTO LONG-TERM
(€/MWh)



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

Fonte: elaborazioni REF-E su WGI, Thomson Reuters e AEEGSI

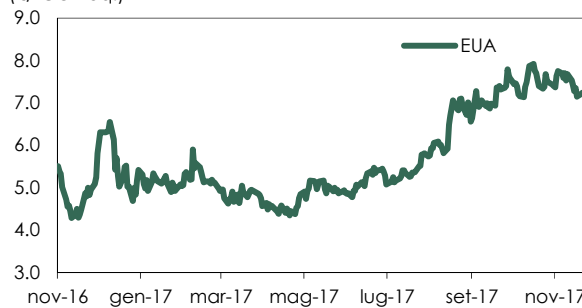
ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 11/12/2017

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2
(€/tCO2 eq.)



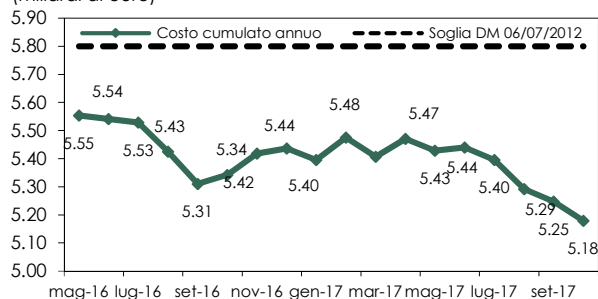
Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 12/12/2017

Fonte: Reuters su EEX

DATI SETTORI INCENTIVATI E REGOLATI

CONTATORE GSE RINOVABILI

(miliardi di euro)

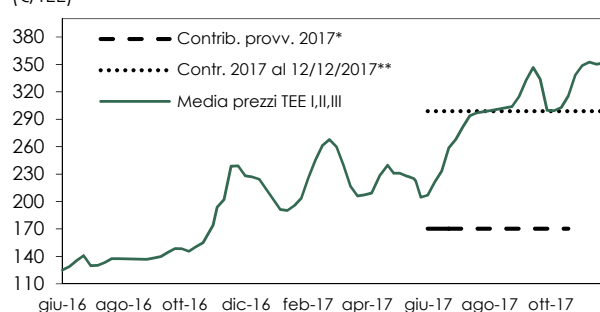


Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico. Ultimo dato al 06/12/2017

Fonte: GSE

TEE: PREZZI DI BORSA E CONTRIBUTO TARIFFARIO

(€/TEE)

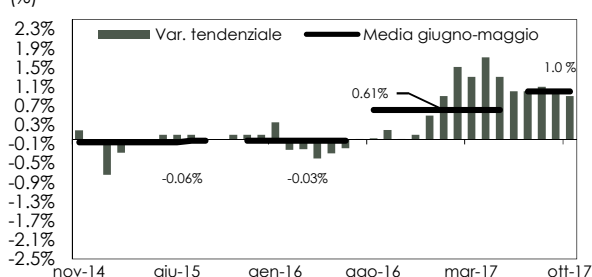


* AEEGSI, DMRT/EFC/10/201. ** REF-E, ultimo dato al 12/12/2017

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, AEEGSI

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



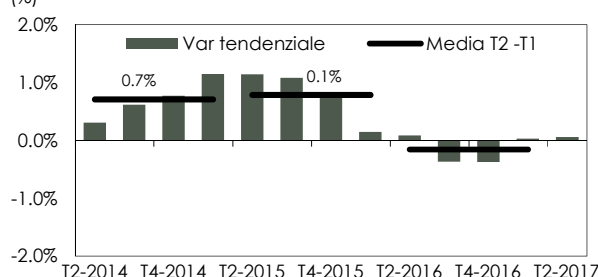
* Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati

Ultimo dato ottobre 2017

Fonte: Istat

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



*Deflatore investimenti fissi lordi. Ultimo dato T2-2017

Edizione dati Istat: settembre 2017

Fonte: Istat

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA DOMESTICI RESIDENTI

(€/cent/kWh)

Componente	I 2017	II 2017	III 2017	IV 2017
Energia, dispac. e commerc.	8.39	9.05	9.55	9.33
Costi infrastrutture	3.81	3.81	3.81	3.81
Oneri A UC MCT	3.94	3.77	3.77	3.86
Totale - tasse escluse	16.13	16.63	17.13	17.00

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)

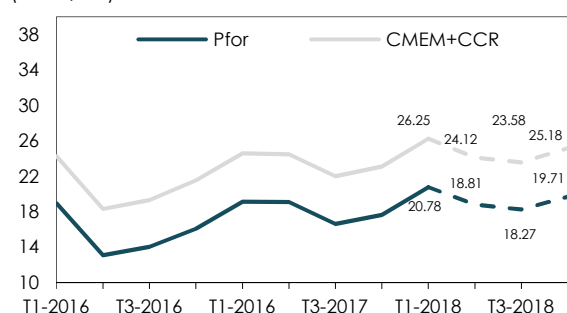
Componente	I 2017	II 2017	III 2017	IV 2017
Energia, dispac. e commerc.	7.42	8.02	8.62	8.47
Costi infrastrutture	2.78	2.78	2.78	2.78
Oneri A UC MCT	7.66	7.28	7.28	7.37
Totale - tasse escluse	17.85	18.08	18.68	18.63

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

GAS NATURALE: APPROVVIGIONAMENTO IN TUTELA

(€/cent/mc)



PCS 38.52 MJ/mc, Previsioni (tratteggio) su forward al 12/12/2017

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Thomson Reuters e Autorità

GAS NATURALE: PREZZI IN TUTELA DOMESTICI

(€/cent/mc)

Componente	I 2017	II 2017	III 2017	IV 2017
Approvvig. e vendita	31.08	30.11	27.65	28.74
Costi di trasporto	4.08	3.33	3.32	4.12
Costi di distribuzione	8.99	8.99	8.99	8.99
Oneri generali di sistema	2.32	2.32	2.96	2.73
Totale - tasse escluse	46.46	44.74	42.91	44.58

Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

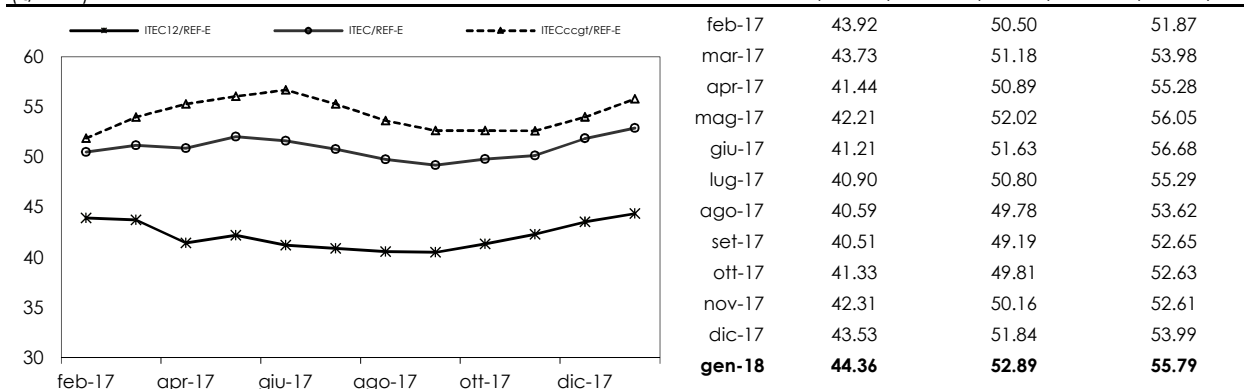
L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di dicembre è pari a 43.53 €/MWh, in aumento del 2.9 % sul dato di novembre (42.31 €/MWh). L'andamento al rialzo dell'indice è legato all'aumento dei prezzi delle commodities sottostanti durante il mese di novembre, con tasso di cambio \$/€ in lieve calo.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di dicembre si attesta a 51.84 €/MWh, in aumento del 3.4% sul valore consuntivo di novembre (pari a 50.16 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di dicembre si attesta a 53.99 €/MWh, in rialzo del 2.6% rispetto al consuntivo del mese precedente (52.61 €/MWh). Tali andamenti sono legati alle variazioni del valore di mercato dei combustibili registrato negli ultimi mesi, al netto dell'aumento del tasso di cambio €/€ registrato durante il mese di novembre.

Il valore *forward* per il mese di gennaio dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 4 dicembre, è pari a 44.36 €/MWh, in aumento dell'1.9% rispetto al consuntivo di dicembre. I valori *forward* per il mese di gennaio di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 4 dicembre, sono pari a 52.89 €/MWh e 55.79 €/MWh, il primo in aumento del 2% mentre il secondo del 3.3% rispetto al consuntivo di dicembre.

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



Fonte: elaborazione REF-E

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di GENNAIO sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Reuters al 04/12/2017. Valori consuntivi calcolati da REF-E su dati Reuters.

Cos'è ITEC12/REF-E

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

Cos'è ITEC/REF-E

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

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

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



Indice Month Ahead Gas Italia

PROGETTO MAGI

COSA È MAGI

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

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

PERCHÉ MAGI

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

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

GLI SPONSOR

Gli *sponsor* del progetto MAGI sono Alba Soluzioni, REF-E e TFS Energy. Alba Soluzioni effettua le rilevazioni, REF-E esegue l'*auditing* mentre TFS coordina il progetto. Il progetto, regolato da un accordo tra le parti, è comunque aperto ad altre sponsorizzazioni. Gli operatori coinvolti nella fase di realizzazione dell'indice (*survey* o transazioni) sono circa 60, la lista è pubblica e aggiornata costantemente.

ANDAMENTO

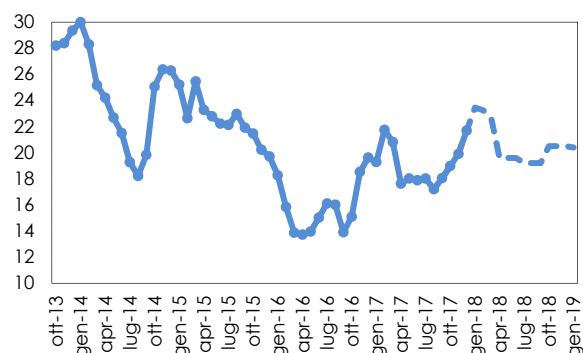
L'indice gas MAGI consuntivo per dicembre 2017 è pari a 21.69 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano rispettivamente a 21.79 €/MWh e 21.47 €/MWh.

La quotazione del prodotto con consegna a dicembre 2017 è cresciuto del 9 % rispetto a quella per le consegne di novembre 2017, e in rialzo rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (19.63 €/MWh). Sia il volume complessivo transato (9,615 MW) sia il numero di operazioni registrate (385) sono notevolmente superiori rispetto a quelli del prodotto con consegna nello stesso mese dell'anno scorso, con variazioni rispettivamente pari a 19% e 11%.

I primi scambi del prodotto con consegna a gennaio 2018, relativi a un campione di 40 operazioni e un volume totale scambiato di 2,550 MW, indicano un prezzo di 23.18 €/MWh, un valore superiore a quello del prodotto con consegna a dicembre. Al 12 dicembre il valore del gas con consegna nel prossimo mese è di 23.45 €/MWh, +8.1 % rispetto all'ultimo dato consuntivo.

Rispetto all'ultimo aggiornamento, le quotazioni per il gas in consegna nel I trimestre 2018 (21.81 €/MWh), aumentano da 1 €/MWh rispetto alle aspettative degli ultimi mesi.

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



Per maggiori informazioni contattare Info@magindex.org o sul sito www.magindex.org o contattare uno degli *sponsor*:

www.albasoluzioni.com

www.ref-e.com

www.tfsbrokers.com