



Sottoscrittori

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

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

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

IMPRESE E ISTITUZIONI

- Si avvicina la revisione infra periodo del WACC

L'esplicitazione della componente di rischio paese nella formula del WACC ha legato direttamente gli aggiornamenti all'andamento dello spread BTP-Bund. Anche per la regolazione delle reti dunque questo parametro sembra oggi il più rilevante e i recenti aumenti potrebbero essere riflessi nella remunerazione del costo del capitale per i prossimi tre anni, mentre minore è l'impatto atteso della revisione dei parametri fiscali.

pag. 3

MERCATO ELETTRICO

- La valutazione delle capacità di rete obiettivo

Nell'ambito della revisione della regolazione tariffaria verso un'incentivazione di tipo output-based, Terna propone la metodologia per la stima delle capacità obiettivo che è economicamente efficiente sviluppare, sulla base del confronto tra benefici e costi marginali. Prendendo spunto dalle migliori practise europee, si discutono i possibili approcci alla valutazione degli interventi e gli indicatori che possono meglio misurare i benefici. Un approccio di tipo probabilistico sembra il più adatto alla stima, muovendosi in un ambito di forte incertezza, sia di scenario che di ipotesi utilizzate.

pag. 6

- Il mercato infragiornaliero europeo: il progetto XBID e la sua implementazione in Italia

Il progetto CrossBorder IntraDay (XBID) sviluppato da diversi TSO e gestori di borsa europei, tra cui Terna e GME, ha visto il suo primo go-live a metà giugno. Il progetto rappresenta un'implementazione del target model europeo per i mercati infragiornalieri. L'Italia, come capitato per il market coupling su MGP, entrerà in XBID in un secondo momento ma nel frattempo Terna ha lanciato una consultazione sulle modifiche al coordinamento tra MI e MSD richieste dall'avvio di XBID. Ulteriori processi normativi riguardanti il mercato infragiornaliero europeo dovranno arrivare a compimento nei prossimi mesi, con questo articolo si cerca di fare il punto sulle varie questioni aperte e il loro impatto potenziale sul mercato elettrico italiano.

pag. 11

MERCATO GNL

- Monitoraggio mercato globale

L'Asia spinge ancora i prezzi e attira sempre più volumi.

pag. 15

GARE GAS

- Monitoraggio gare gas

Salta all'ultimo minuto la gara di Udine 2, ma prosegue l'attività di M&A.

pag. 17

INDICATORI

- Dati di mercato

pag. 19

- Dati settori incentivati e regolati

pag. 20

INDICI

- ITEC e Magi

pag. 21

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Sergio Ascari, Domenico Biasi,
Virginia Canazza, Giacomo
Ciapponi, Paolo Cilento, Federico
Clementi, Federica Davò, Guido
Gatti, Tommaso Franci, Ana
Georgieva, Marco Pellegrino,
Giorgio Perico, Clivio Scandola

Editore

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

Presidente

Pia Saraceno

Segreteria, Editing e grafici

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

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

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

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

Al momento della pubblicazione tutti i link verso siti sono funzionanti.

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

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

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

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

Periodici

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

Pubblicazioni

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

Servizi

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

Ultime pubblicazioni

- La filiera degli usi finali di GNL in Italia - 2017, Marzo 2018
- *Energy Outlook* n. 7, Marzo 2018

IMPRESE E ISTITUZIONI

SI AVVICINA LA REVISIONE INFRA PERIODO DEL WACC

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 68/2018/R/gas](#)
- [Delibera 918/2017/R/idr](#)
- [Delibera 653/2017/R/gas](#)
- [Delibera 575/2017/R/gas](#)
- [Delibera 654/2015/R/eel](#)
- [Delibera 583/2015/R/com](#)
- [Delibera 573/2013/R/gas](#)
- [Legge di Stabilità 2016](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Una revisione globale del WACC: quali possibili effetti?](#) (Newsletter 189)

L'esplicitazione della componente di rischio paese nella formula del WACC ha legato direttamente gli aggiornamenti all'andamento dello spread BTP-Bund. Anche per la regolazione delle reti dunque questo parametro sembra oggi il più rilevante e i recenti aumenti potrebbero essere riflessi nella remunerazione del costo del capitale per i prossimi tre anni, mentre minore è l'impatto atteso della revisione dei parametri fiscali.

Si avvicina la prima revisione infraperiodo del WACC per i settori regolati. A partire dal 2016, infatti insieme a una revisione generale della metodologia per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito per i settori regolati, è stato previsto un periodo regolatorio specifico per il WATT (PWACC) e una tempistica per l'aggiornamento dei parametri legati all'andamento del mercato, comune a tutti i settori. In discontinuità rispetto al passato, la metodologia e i parametri di mercato per l'aggiornamento sono descritti in una specifica delibera dedicata al tema (delibera 583/2015). Nonostante, come si vedrà, una certa discrezionalità rimanga nelle mani dell'Autorità, rispetto al passato, in cui la metodologia per la determinazione dei parametri del WACC era ricostruibile solamente attraverso le relazioni tecniche e i documenti di consultazione riferiti ai singoli settori, i riferimenti di mercato sono più precisi e le decisioni dell'Autorità in parte ricostruibili. In particolare l'aggiornamento atteso entro la fine di questo anno, valido per il calcolo delle tariffe regolate per il triennio 2019-2021, si baserà sull'osservazione dell'andamento di alcune variabili di mercato nell'intervallo ottobre 2017- settembre 2018, dove in alcuni casi conterranno le differenze con il periodo base di osservazione, dato dall'intervallo ottobre 2014 - settembre 2015. Insieme alla revisione dei parametri di mercato è possibile, in questa occasione, per l'Autorità rivedere anche i livelli di indebitamento tipici di ogni settore (*gearing*). Sono invece rimandate al momento dell'avvio del nuovo periodo di regolazione settoriale le revisioni dei livelli di rischiosità di settore (parametri β), mentre nel 2022 partirà un nuovo periodo di regolazione WACC, e saranno quindi possibili revisioni metodologiche più incisive.

Nello specifico, l'avvio dei nuovi periodi di regolazione, in cui potranno essere rivisti i β settoriali, è stato momentaneamente unificato al 2020 per tutti i settori, anche se le durate dei periodi regolatori rimangono differenziate, infatti:

- per la distribuzione gas l'attuale periodo regolatorio è stato fissato in 6 anni (2014-2019) (delibera 573/2013),
- per il trasporto gas, l'attuale periodo regolatorio di 4 anni (2014-2017) è stato prolungato di due anni (delibera 575/2017)
- per lo stoccaggio gas, l'attuale periodo regolatorio di 4 anni (2015-2018) è stato prolungato di un anno (delibera 68/2018)
- per la rigassificazione, l'attuale periodo regolatorio di 4 anni (2014-2017) è stato prolungato di due anni (delibera 653/2017)
- per il settore elettrico l'attuale periodo regolatorio di 8 anni (2016- 2023) è stato suddiviso in due sotto periodi di 4 anni, per cui alla scadenza del primo (2016-2019) potranno essere rivisti anche i β sia per il trasporto sia per la distribuzione (delibera 654/2015).

Per tutti i settori regolati, è in sintesi previsto, in relazione alle revisioni del WACC:

- un nuovo valore per il 2019 in concomitanza con la revisione infraperiodo per PWACC
- un'ulteriore revisione nel 2020 in occasione della partenza dei nuovi PR
- un nuovo valore dal 2022 a seguito della partenza del nuovo PWACC.

Il metodo per la determinazione del livello WACC è quello di una media pesata tra la stima del costo del debito e la stima del costo dell'*equity* dove:

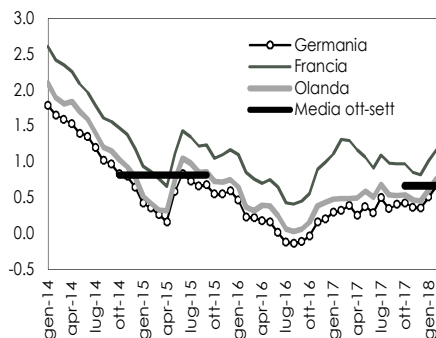
- il peso di ogni voce è dato dal livello di indebitamento medio di settore
- ogni voce di costo è stimata a livello reale, quindi i parametri di mercato vengono depurati dall'inflazione, con la conseguenza che, a parità di altri elementi, quando

TAG
network regulation

l'inflazione aumenta il WACC riconosciuto diminuisce

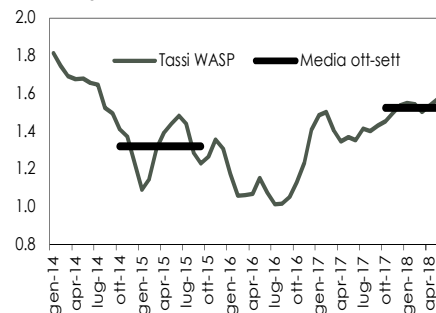
- il costo del capitale è stimato prima delle tasse, per cui la redditività calcolata sulla base dei valori di mercato, che sono post-tasse, è aumentata per tenere conto dell'incidenza media delle tasse al netto dello scudo fiscale
- i costi (sia di debito sia di *equity*) sono calcolati a partire da un tasso privo di rischio (*risk free rate*) che è stimato in base al rendimento dei titoli di Stato a 10 anni dei principali paesi europei depurato dall'inflazione e aumentato del rischio paese italiano.

FIGURA 1. RENDIMENTO DEI TITOLI DI STATO A 10 ANNI



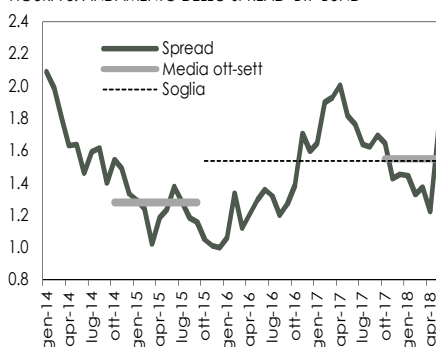
Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 2. ANDAMENTO DEI TASSI WASP LEGATI ALL'INFLAZIONE



Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 3. ANDAMENTO DELLO SPREAD BTP BUND



Fonte: elaborazioni REF-E

TABELLA 1. POSSIBILI REVISIONI DEL WACC: PARAMETRI COMUNI

		2016-2018	2019-2021*	Effetto
Parametri finanziari	Rf reale	0.5%	0.5%	=
	CRP	1.0%	1.2%	↑
	TMR reale	6.0%	6.0%	
	DRP	0.5%	0.5%	
Parametri fiscali	tc	27.5%	24.0%	↑
	T	34.4%	32.1%	↓
	ia	1.5%	1.8%	↑

* Stime

Fonte: elaborazioni REF-E

Per la stima del WACC vengono, quindi, utilizzati una serie di indicatori di mercato e i parametri si possono distinguere in finanziari (tassi e inflazione) e fiscali (livelli di tassazione e scudo fiscale) a cui si aggiungono quelli tipici di settore (indebitamento e rischiosità tipica).

Per quanto riguarda i parametri finanziari, la relativa calma degli ultimi anni, che fino a poco tempo fa lasciava presagire una conferma di tutti i parametri fissati a fine 2015, è stata di recente intaccata da un riaccendersi delle turbolenze sui titoli di Stato italiani. Per quanto riguarda i rendimenti dei titoli di Stato dei paesi europei (Figura 1), questi sono tendenzialmente scesi o rimasi costanti negli ultimi anni, mentre l'inflazione, stimata attraverso l'andamento dei tassi *swap* sull'inflazione, è generalmente aumentata (Figura 2). I tassi reali continuano a essere quindi mediamente negativi, e continuerà prevedibilmente ad applicarsi il *floor* fissato in questo caso dall'Autorità e pari a 0.5%.

Le citate tensioni sono invece riemerse sui Titoli di Stato italiani, il cui andamento può influenzare il livello riconosciuto di rischio paese (componente *CRP*). Questa è stata fissata per il primo periodo pari all'1%, a seguito dell'analisi degli andamento relativi dei titoli di borsa delle *utilities* quotate, e viene aggiornata in logica *trigger*, ossia se lo *spread* tra i titoli di Stato italiani e tedeschi aumenta più del 20% rispetto al periodo base. Nei mesi iniziali del periodo di osservazione, valido per il prossimo aggiornamento, lo *spread* mostrava valori particolarmente contenuti, ma i consistenti rialzi degli ultimi due mesi hanno portato a un superamento, anche se di poco, della soglia per l'attivazione dell'aggiornamento. In base ai dati più recenti il *CRP* dovrebbe essere fissato attorno all'1.2%. Questo aumento sarebbe confermato anche se lo *spread* si riportasse nei prossimi mesi sui livelli dello scorso autunno, ma potrebbe essere anche più alto, almeno fino all'1.3%, se lo *spread* rimanesse sui livelli attuali per un periodo più lungo. Per scongiurare un aumento del parametro *CRP* lo *spread* dovrebbe rapidamente rientrare sui livelli di marzo-aprile 2018 (Figura 3).

Per il calcolo dei costi finanziari vengono poi utilizzati valori del rischio di debito (*DRP*) e il premio di mercato medio (*TMR*) fissati rispettivamente a 0.5% e 6% e che non sono oggetto di aggiornamento infra periodo (potrebbero essere rivisti nel nuovo periodo WACC dal 2022 anche se storicamente sono stati mantenuti su livelli sostanzialmente stabili).

Alcuni aggiornamenti possono essere previsti anche in merito ai parametri fiscali. La Legge di Stabilità 2016 (Legge 208/2015) ha infatti abbassato il livello di tassazione sulle imprese. Una regola esatta per la stima da parte dell'Autorità dell'aliquota media di tariffazione da utilizzare per il calcolo del WACC non è stata pubblicata, ma in questo caso si può fare riferimento a quanto già attuato dall'Autorità stessa per il settore idrico, dove una riforma tariffaria è stata effettuata qualche mese fa (delibera 918/2017). Nonostante nel caso del settore idrico non esista un riconoscimento esplicito del WACC, ma solamente la definizione di alcuni costi specifici di capitale, e sebbene la modalità di attribuzione dei costi fiscali non sia esattamente equiparabile, le aliquote utilizzate per stimare i costi sono simili. Si può dunque ipotizzare che l'Autorità applichi anche ai

settori energetici riduzioni simili a quelle previste per l'idrico, che sono nell'ordine del 2.3% per il parametro di tariffazione (*T*) e del 3.5% per il parametro relativo allo scudo fiscale (*tc*). A completare la stima dei costi fiscali viene utilizzata anche la stima dell'inflazione (*ia*), aggiornata in base alle stime più recenti della BCE. Fissata per il primo periodo all'1.5% potrebbe essere alzata all'1.8%, che è appunto il livello mediamente atteso per i prossimi anni dalla BCE. Questo parametro consente la copertura delle imposte sui profitti nominali, e aumenta con l'aumentare dell'inflazione.

Secondo i valori di mercato a oggi, le possibili revisioni dei parametri comuni sono riportati nella Tabella 1.

TABELLA 2. WACC: VALORI ATTUALMENTE APPLICATI

Settore	WAAC reale	
Energia Elettrica	Trasmissione	5.4%
	Distribuzione e Misura	5.6%
Gas	Stoccaggio	6.5%
	Rigassificazione	6.6%
	Trasporto	5.5%
	Distribuzione	6.1%
	Misura	6.6%

Fonte: elaborazioni REF-E

Se venissero applicate queste revisioni, e assumendo che in questa occasione non vengano rivisti i livelli dei *gearing*, per tutti i settori gli effetti sulle variabili fiscali si compensano (diminuzione della aliquota, ma aumento dello scudo fiscale e dell'inflazione), e dunque l'impatto principale si avrebbe per l'effetto del *CRP*. In particolare, i valori oggi applicati e riportati in **Tabella 2** verrebbero a oggi aumentati dello 0.2%. Dunque, grazie alla regolazione come definita dall'Autorità, lo *spread* BTP Bund è divenuto un parametro rilevante e da monitorare attentamente nei prossimi mesi anche per la remunerazione delle reti.

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 129/2018/R/eel](#)
- [Delibera 884/2017/R/eel](#)

MERCATO ELETTRICO

LA VALUTAZIONE DELLE CAPACITÀ DI RETE OBIETTIVO

Nell'ambito della revisione della regolazione tariffaria verso un'incentivazione di tipo output-based, Terna propone la metodologia per la stima delle capacità obiettivo che è economicamente efficiente sviluppare, sulla base del confronto tra benefici e costi marginali. Prendendo spunto dalle migliori practise europee, si discutono i possibili approcci alla valutazione degli interventi e gli indicatori che possono meglio misurare i benefici. Un approccio di tipo probabilistico sembra il più adatto alla stima, muovendosi in un ambito di forte incertezza, sia di scenario che di ipotesi utilizzate.

LA REVISIONE DELLA REGOLAZIONE TARIFFARIA VERSO UN'INCENTIVAZIONE OUTPUT-BASED

Nel mese di maggio, Terna ha messo in consultazione una proposta di metodologia per il calcolo delle capacità obiettivo, ossia la capacità di trasporto che è economicamente efficiente sviluppare su ogni sezione di rete, fino al livello in cui i benefici marginali attesi superano i costi marginali dell'investimento.

LA BASE REGOLATORIA VERSO L'OUTPUT-BASED

La consultazione si colloca nel più ampio procedimento di revisione della regolazione tariffaria del servizio di trasmissione, iniziata nel 2015 con la delibera 653/2015¹ e finalizzata a un superamento dei meccanismi di incentivazione di tipo *input-based* verso una di tipo *output-based*, basata cioè sui benefici attesi di un investimento nelle infrastrutture di trasmissione.

Con la delibera 884/2017² e con la successiva 129/2018³, l'Autorità aveva infatti affrontato in prima attuazione la questione di sviluppare e rafforzare gli strumenti propedeutici alla regolazione *output-based*, prevedendo tra l'altro che Terna consultasse preliminarmente la metodologia per la determinazione delle capacità obiettivo (*target capacities*), ossia gli obiettivi economicamente efficienti di sviluppo della capacità di trasporto tra zone, con riferimento non solo alle interconnessioni in interazione con ENTSO-E, ma anche ai principali colli di bottiglia a livello nazionale, per poi predisporre un rapporto di identificazione di queste capacità obiettivo.

In particolare, tale rapporto (previsto inizialmente per fine giugno, poi posticipato a luglio) dovrà contenere una definizione chiara e motivata delle scelte effettuate da Terna in termini di categorie di interventi, anni di studio e scenari presi a riferimento e esplicitare, per ogni sezione di rete analizzata, l'indicazione del costo di riferimento unitario per un investimento in incremento della capacità di trasporto, la stima del beneficio marginale atteso dall'intervento e la quantificazione della capacità di trasporto obiettivo.

IN EUROPA SI MIRA ALL'INTEGRAZIONE DI RINNOVABILI E MERCATI

A livello europeo, lo sviluppo delle interconnessioni è considerato come driver principale verso lo sviluppo di un mercato unico europeo, con l'obiettivo di massimizzare il social welfare derivante dalle nuove interconnessioni, perseguendo la sicurezza dell'approvvigionamento, l'integrazione delle energie rinnovabili e il completamento del mercato interno dell'energia.

A tal fine, si individuano tre indicatori corrispondenti come misura dell'adeguatezza di un'interconnessione o dell'esigenza di sviluppo di capacità addizionale:

- la copertura della domanda elettrica, misurata come rapporto tra la capacità nominale di trasmissione (flusso di potenza massimo che può essere trasmesso in sicurezza, a prescindere dalle logiche di mercato) e il picco di domanda: il 30% è considerato un valore soglia per valutare con urgenza un incremento di capacità, mentre al 60% si

¹ Delibera 653/2015/R/eel: "Testo integrato della regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023", 23 dicembre 2015.

² Delibera 884/2017/R/eel: "Disposizioni di prima attuazione in materia di meccanismi di incentivazione degli *output* del servizio di trasmissione", 21 dicembre 2017.

³ Delibera 129/2018/R/eel: "Disposizioni urgenti in ordine a meccanismi di incentivazione degli *output* del servizio di trasmissione. Adeguamento delle disposizioni in materia di riconoscimento di incentivi a progetti con rischi elevati", 8 marzo 2018.

TAG

dispatching, electricity, network regulation

ritiene che esista sicurezza di approvvigionamento

- l'esportazione dell'eccesso di energia rinnovabile, misurata come rapporto tra la capacità nominale di trasmissione e la capacità di generazione rinnovabile attesa: anche in questo caso, il 30% è considerato un valore soglia per valutare urgentemente un incremento di capacità
- la minimizzazione del differenziale di prezzo, misurata con il differenziale medio annuo, per il quale si considera un valore soglia di 2 €/MWh.

L'ACER stessa, in un'opinione di inizio 2017, ha raccomandato di identificare le esigenze di investimento in infrastrutture sulla base dei tre criteri descritti, utilizzando indicatori semplici per cogliere la riduzione dell'energia non fornita attesa, la riduzione dei distacchi di generazione e l'aumento del *Social Economic Welfare* (SEW).

NECESSARIO COMPLETARE L'APPROCCIO EUROPEO

L'applicazione dei criteri europei è sicuramente necessaria per la valutazione dell'incremento delle capacità di scambio con i Paesi interconnessi, ma Terna stessa suggerisce che sulle sezioni di rete interna nazionale, pur potendo utilizzare gli stessi criteri come base di partenza, la valutazione della capacità obiettivo richiederebbe un approfondimento maggiore, per evitare di cogliere un'informazione non corretta o parziale. Ecco allora alcuni spunti di approfondimento che potrebbero nascere in risposta alla consultazione.

INDICATORI DA VALUTARE RISPETTO ALLE IPOTESI DI SCENARIO

Trarre spunto dalle metodologie europee per le analisi dei benefici attesi da interventi di rinforzo delle capacità di interconnessione fra zone di mercato è da considerare essenziale per un approccio di valutazione esaustivo e robusto, perché le metodologie *target* adottate a livello europeo (e nello specifico la *Target Methodology* di ENTSO-E) derivano da un ampio processo di progressivo affinamento condiviso e sono la sintesi di molteplici esperienze. Si ritiene comunque ragionevole affiancare alla valutazione degli indicatori di riferimento un'analisi del contesto specifico, in modo da discutere la significatività degli indicatori stessi in relazione alle condizioni peculiari del sistema su cui si interviene, in termini attuali e prospettici.

Ad esempio, la significatività della riduzione dei costi sostenuti dal consumatore a seguito dell'intervento di rinforzo della rete potrebbe essere valutata anche discutendola rispetto all'entità delle altre voci che costituiscono gli oneri complessivi sostenuti dall'utente finale.

Riguardo la valorizzazione dell'indicatore di SEW, un approccio basato sulla simulazione di un trend di evoluzione medio atteso del *mix* energetico prospettico potrebbe essere non sufficiente a descrivere i benefici ottenibili dall'investimento di rinforzo della rete, a causa della crescente variabilità della domanda e delle quote di produzione rinnovabili; pertanto un'analisi probabilistica adottata già nella fase delle simulazioni di mercato, ai fini del calcolo di una distribuzione di probabilità del SEW rispetto alle variabili più incerte dello scenario atteso, potrebbe rivelarsi più appropriata per una valutazione solida ed esaustiva.

In particolare, dato che la metodologia prevede la valutazione del rapporto fra i benefici attesi monetizzati (che dipendono dalle ipotesi sui prezzi delle *commodity* adottate) e i costi standard dell'infrastruttura (che sono una voce fissa, essendo riferita alle voci di spesa necessarie alla realizzazione dell'intervento), potrebbe esistere una relazione fra il grado di opportunità di sviluppare l'investimento (livello dell'indice di utilità del sistema, IUS) e le ipotesi di scenario adottate (ad esempio i prezzi delle *commodity*). Per irrobustire i risultati delle analisi, si potrebbe quindi eseguire le valutazioni degli indicatori di beneficio su un range di scenari di sensitività derivati da ciascuna delle *view* di riferimento di medio-lungo periodo (differenziati per esempio sui prezzi delle *commodity* sulla base delle variabilità storica), valutati con le rispettive probabilità di accadimento, al fine di verificare la stabilità dell'indice di utilità per il sistema.

IL DIFFERENZIALE MEDIO ANNUO DI PREZZO COME INDICATORE SENTINELLA

Il differenziale medio annuo di prezzo fra zone di mercato può sicuramente costituire un indicatore "sentinella" della necessità di rinforzo dell'interconnessione fra zone di mercato.

Per evitare però che il calcolo della media annua del differenziale possa smorzare il segnale della necessità di rinforzo interzonale, le ore di congestione annue possono essere usate come indicatore complementare per valutare l'intensità delle criticità di rete, in termini di durata temporale e direzione del flusso; le rendite da congestione possono invece rappresentare un indicatore della rilevanza economica della criticità di rete sui costi sostenuti dal consumatore.

Inoltre, nell'analisi storica sarebbe ottimale tener conto anche dei fondamentali da cui dipende direttamente il differenziale, in modo tale da depurarlo l'effetto, valutando, ad esempio, se l'evoluzione del differenziale possa essere legata a fenomeni contingenti di indisponibilità della generazione o della rete. Anche l'andamento dei prezzi delle *commodity*, a parità di ore di congestione, potrebbe contribuire a enfatizzare o smorzare l'entità dei differenziali di prezzo.

Pertanto, una metodologia di analisi completa dovrebbe mirare a filtrare l'effetto dei fenomeni contingenti e dei livelli di prezzo delle *commodity* per monitorare l'evoluzione nel tempo della quota parte del differenziale legata a driver strutturali.

Infine, i mercati dell'energia non sono le uniche fonti di costo per il consumatore finale, il cui livello di spesa dipende anche dal valore dei servizi scambiati sul mercato dei servizi di dispacciamento (MSD): per questo indici "sentinella" della necessità di rinforzi infrastrutturali potrebbero essere identificati anche dai volumi e dagli oneri sostenuti su MSD dal TSO per svolgere l'attività di dispacciamento in sicurezza del sistema elettrico.

ALTRI INDICATORI CHE POTREBBERO COMPLEMENTARE L'ANALISI

Un approccio completo e robusto di valutazione dei benefici derivanti dal rinforzo dell'interconnessione fra zone di mercato è chiamato a includere la migliore stima di tutte le componenti di risultato e impatto sul sistema, in termini di costi sostenuti dal consumatore. Potrebbe essere utile includere fra i benefici generati da un intervento, oltre a quelli osservabili sul mercato, anche i benefici di rete monetizzabili, quali il livello di adeguatezza del sistema, espresso dall'energia non fornita attesa, e la misura della produzione rinnovabile liberata.

Come già anticipato, altro indicatore che potrebbe essere considerato è la stima della potenziale riduzione dei requisiti di sicurezza richiesti su MSD, dei volumi di servizi ancillari scambiati e degli oneri di dispacciamento conseguenti. Una stima di questo tipo, di complessità elevata, richiederebbe naturalmente l'utilizzo di un modello adeguato a ri-simulare accuratamente, sull'orizzonte di medio periodo, i possibili esiti del MSD, che invece sono strettamente dipendenti dalle condizioni in tempo reale del sistema.

Inoltre, un'analisi dell'effetto sui prezzi dovuto ai limiti di scambio fra zone non può prescindere da un approfondimento delle strategie di offerta dei concorrenti, che spesso li enfatizzano, come riscontrabile a partire dai dati delle offerte pubblicamente disponibili. Pertanto, i benefici attesi derivanti dall'aumentata capacità di trasporto fra zone di mercato potrebbero considerare anche l'incremento del livello di concorrenzialità del mercato. A livello europeo, la metodologia di riferimento raccomanda di monitorare l'evoluzione del costo marginale di sistema escludendo, dalle simulazioni degli impatti generati dagli interventi di rinforzo, specifiche assunzioni sulle possibili strategie di offerta dei *player*, che potrebbero risultare arbitrarie. Tuttavia potrebbe essere comunque importante includere, nella valutazione dei benefici apportati dagli interventi, un'analisi complementare della struttura competitiva dei mercati e della sua potenziale evoluzione a valle dell'intervento di rinforzo. L'analisi potrebbe essere ad esempio mirata a valutare gli indicatori del livello di concorrenza a livello zonale che già oggi sono utilizzati dal Gestore dei Mercati Energetici per il monitoraggio del livello di oligopolio nei mercati (come l'indice di operatore residuale IOR, l'indice di concentrazione HHI, la domanda residuale zonale).

L'evoluzione della struttura competitiva di mercato a seguito dell'investimento infrastrutturale potrebbe impattare in modo rilevante anche sul MSD, rendendo necessaria anche una valutazione della riduzione potenziale del livello di oligopolio sui diversi servizi tra i benefici attesi.

LA METODOLOGIA PROPOSTA DA TERNA

La metodologia proposta da Terna nella consultazione mira quindi a identificare il livello di capacità addizionale ottima tra due zone di mercato interne o con i Paesi confinanti, senza proporsi come verifica dell'utilità del singolo intervento, per cui rimane valida l'ultima formulazione dell'analisi costi-benefici.

APPROCCIO DIFFERENZIATO PER INTERVENTI AUTORIZZATI E NUOVI

L'analisi delle capacità obiettivo viene innanzitutto mirata all'anno 2025, già analizzato nel Piano di Sviluppo 2018, perché anno intermedio tra l'ultimo anno di efficacia degli incentivi *output-based* (2023) e la fine dell'orizzonte decennale del Piano di Sviluppo (2027). Gli scenari di riferimento considerati sono quelli elaborati da ENTSO-E per il TYNDP, ossia il Sustainable Transition (ST), la cui costruzione è basata su un approccio bottom-up che parte dall'esperienza e conoscenza dei TSO nel prevedere la possibile evoluzione del proprio Paese, e il *Distributed Generation* (DG), la cui costruzione è invece basata su un approccio di tipo top-down, in cui l'evoluzione è guidata dal raggiungimento degli obiettivi climatici europei. La configurazione zonale di riferimento è infine l'Alternativa Base, descritta da Terna nel report riguardante la revisione della configurazione zonale, che considera l'eliminazione dei poli di produzione limitata, lo spostamento dell'Umbria dal Centro Nord al Centro Sud e l'introduzione della nuova zona Calabria in sostituzione dell'attuale polo di Rossano.

Terna propone di svolgere le analisi rispetto al 2025, coniugando due tipi di approcci:

- un approccio denominato TOOT (*Take out One at the Time*), per gli interventi già autorizzati e in costruzione, che consiste nel rimuovere uno alla volta gli interventi previsti e valutare il beneficio come differenza tra il caso base e quello senza l'intervento di sviluppo
- un approccio denominato PINT (*Put IN one at the Time*), per le valutazioni di capacità addizionale, in cui vengono aggiunti incrementi unitari di capacità e valutati i benefici come differenza tra il caso con l'intervento e il caso base.

SPUNTI MIGLIORATIVI ALLA PROPOSTA DI TERNA

L'approccio indicato per la valutazione della capacità obiettivo, basato su scenari di riferimento condivisi a livello europeo e oggetto delle valutazioni del Piano di Sviluppo, sulla configurazione zonale di base associata all'assetto di rete più efficiente rispetto alle criticità attese nel breve-medio periodo, e che analizza gli investimenti già autorizzati con un approccio TOOT e quelli connessi alla capacità di interconnessione addizionale con un approccio PINT, può essere considerato ragionevole e sostenibile, ma alcuni spunti migliorativi possono essere individuati.

Innanzitutto, il metodo PINT applicato a un singolo intervento alla volta potrebbe sottostimare i benefici, nei casi in cui l'efficacia di un investimento risulti enfatizzata da ulteriori interventi di rinforzo applicati al sistema: per esempio, se si rinforza l'interconnessione fra due zone di cui una è zona di transito, senza rinforzare anche le altre sezioni in cascata, si rischia di accentuare le congestioni altrove, spostando i confini della sezione critica senza ridurla/eliminarla. Potrebbe essere opportuno quindi applicare tale approccio a famiglie di interventi, che impattano sulla stessa variabile beneficio presa in esame.

In secondo luogo, pur essendo comprensibile la necessità di definire in modo pragmatico un risultato di medio termine su cui tarare il livello di premialità per Terna secondo i criteri stabiliti dall'Autorità, l'orizzonte temporale 2025 su cui vengono cumulati i benefici potrebbe rivelarsi riduttivo rispetto all'orizzonte di efficacia dell'intervento oggetto di valutazione, anche in relazione al potenziale inasprirsi delle criticità che l'intervento infrastrutturale mira a risolvere in una prospettiva di più lungo periodo.

Infine, la *System Adequacy* è composta da *Transmission Adequacy* e *Generation Adequacy*: nell'ipotesi di una possibile e attesa introduzione del *Capacity Market* i criteri adottati per stabilire la capacità di trasmissione obiettivo andrebbero resi maggiormente trasparenti, in modo coordinato con la definizione del target di capacità di generazione da approvvigionare sul mercato. La medesima questione in termini più estesi e sicuramente delicati riguarda il coordinamento fra Paesi degli standard di adeguatezza e della capacità di interconnessione dedicata al mutuo soccorso nei periodi di criticità.

LA VALUTAZIONE DEL COSTO MARGINALE

Un'ipotesi fondamentale alla base della determinazione della capacità obiettivo sarà quindi la definizione del costo marginale della capacità aggiuntiva.

Come Terna stessa evidenzia, tale stima è soggetta a un forte livello di aleatorietà, in quanto il costo di costruzione di capacità di interconnessione può variare significativamente in base alla tecnologia utilizzata, alla lunghezza oggetto dell'intervento e alla capacità del collegamento.

Per questo Terna propone che si utilizzi la stima dei costi indicata nell'ultima versione del Piano di Sviluppo per i progetti su sezioni interne o confini nazionali che sono già previsti e che quindi si possono considerare fino ai valori di capacità già pianificati. Invece, per interventi diversi Terna propone di considerare congiuntamente le ultime stime di costo dei nuovi progetti inseriti nel Piano di Sviluppo e i costi di riferimento presenti nella letteratura europea disponibile.

Le ipotesi descritte riguardo la definizione dei costi standard degli interventi di sviluppo infrastrutturale possono essere ritenute consone, pur ritenendo indispensabile il più ampio grado di dettaglio e di trasparenza possibile sulle voci di costo adottate, considerando le tecnologie disponibili a oggi e in prospettiva. Data l'incertezza sulle voci di costo sottostanti gli interventi, potrebbe essere sensato valutare dei range di costo, in funzione dei principali rischi che è possibile individuare ex ante, anziché stimare un valore puntuale di costo che potrebbe essere soggetto a un elevato margine di incertezza.

LA VALUTAZIONE DEL BENEFICIO MARGINALE

La metodologia per la valutazione del beneficio marginale proposta da Terna si sviluppa poi in quattro fasi.

- Nella prima fase, vengono svolte simulazioni di mercato, comprensive di MSD, che valutano con approccio TOOT i progetti già autorizzati, con il valore della capacità di scambio assunto pari a quanto ipotizzato nel Piano di Sviluppo, e con approccio PINT eventuali nuovi progetti, che vengono selezionati sulla base di due indicatori: il rapporto tra la media dei valori assoluti dei differenziali di prezzo e il costo marginale per incremento unitario della capacità e il numero di ore di congestione. Per entrambi questi indicatori sarà individuato un valore soglia, al superamento del quale è necessario prevedere un intervento di potenziamento della rete e questo processo sarà svolto in modo iterativo fino a determinare la curva di beneficio marginale riferita a quella sezione.
- Nella seconda fase, per ciascuno scenario preso in considerazione e per ciascuna sezione di rete, si costruisce la curva di beneficio, sulla base del beneficio stimato da ogni iterazione delle simulazioni di mercato.
- Nella terza fase, vengono svolte analisi di rete di tipo probabilistico, al fine di stimare quantitativamente anche tutti gli altri benefici collegati alla riduzione dei vincoli di rete (come ad esempio l'energia non fornita o la quota di energia rinnovabile liberata).
- Nella quarta e ultima fase, viene stimata la curva di beneficio finale, inclusiva di SEW di mercato, benefici su MSD e riduzione dei vincoli di rete.

L'incrocio fra la curva di beneficio totale marginale e la curva di costo marginale determinerà quindi, per ciascuno scenario considerato e ciascuna sezione di rete, il valore della capacità obiettivo che è economicamente efficiente realizzare.

La metodologia proposta da Terna, basata su un insieme di simulazioni di mercato e di rete progressive, sembra già essere ben ideata e adeguata allo scopo. Come ulteriore *step* di miglioramento, si potrebbe prevedere, al fine di verificare la robustezza dei benefici attesi al variare delle ipotesi di scenario, di completare anche le analisi di mercato con analisi probabilistiche, che, insieme a quelle di rete, già implementate con metodi stocastici, possano andare a descrivere una distribuzione della curva dei benefici marginale attesi. L'incrocio fra la curva dei benefici attesi e dei costi attesi degli interventi darebbe così luogo a una regione di capacità obiettivo la cui estensione potrebbe utilmente descrivere l'incertezza delle condizioni in cui l'intervento infrastrutturale si realizzerebbe e consentirebbe di discuterne dunque l'entità dell'opportunità in funzione dei rischi connessi.

IL MERCATO INFRAGIORNALIERO EUROPEO: IL PROGETTO XBID E LA SUA IMPLEMENTAZIONE IN ITALIA

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Decisione ACER 04-2018](#)
- [Consultazione ENTSO-E](#)
- [Consultazione su capacity calculation method](#)
- [Consultazione Terna](#)

Il progetto CrossBorder IntraDay (XBID) sviluppato da diversi TSO e gestori di borsa europei, tra cui Terna e GME, ha visto il suo primo go-live a metà giugno. Il progetto rappresenta un'implementazione del target model europeo per i mercati infragiornalieri. L'Italia, come capitato per il market coupling su MGP, entrerà in XBID in un secondo momento ma nel frattempo Terna ha lanciato una consultazione sulle modifiche al coordinamento tra MI e MSD richieste dall'avvio di XBID. Ulteriori processi normativi riguardanti il mercato infragiornaliero europeo dovranno arrivare a compimento nei prossimi mesi, con questo articolo si cerca di fare il punto sulle varie questioni aperte e il loro impatto potenziale sul mercato elettrico italiano.

Il *target model* europeo per i mercati dell'energia, esplicitato nelle linee guida per l'allocazione della capacità e la gestione delle congestioni (CACM, Regolamento (UE) 2015/1222), prevede per il mercato unico infragiornaliero (*single intraday coupling*, SIDC) una soluzione caratterizzata da:

- contrattazione continua
- chiusura delle contrattazioni un'ora prima del tempo reale.

I gestori della rete (TSO) e gli operatori delle borse elettriche (NEMO) già a partire dal 2013 hanno iniziato a sviluppare il progetto *CrossBorder IntraDay* (XBID) con l'obiettivo di stabilire una soluzione comune a livello europeo per gli scambi del mercato infragiornaliero basata su contrattazione continua con allocazione implicita della capacità disponibile tra le zone di mercato, risultando di conseguenza *compliant* con i requisiti previsti nel CACM. XBID ha visto l'avvio ufficiale delle prime contrattazioni il 12 giugno 2018. L'Italia, come già avvenuto per il progetto *Price Coupling of Regions* (PCR) riguardante il mercato del giorno prima, si unirà in una seconda fase attualmente stimata per il secondo trimestre 2019.

La gestione delle contrattazioni su XBID avviene attraverso tre moduli:

- *Shared Order Book* (SOB): raccoglie tutte le offerte che vengono presentate dagli operatori e abbina le offerte compatibili. Inoltre mostra agli operatori solo le offerte che effettivamente possono essere scambiate nella loro *bidding zone* in base alla capacità disponibile.
- *Capacity Management Module* (CMM): riceve dai TSO i valori di capacità tra le zone e le aggiorna in automatico in base alle offerte abbinate.
- *Shipping Module* (SM): fornisce informazioni sulle transazioni concluse alle parti interessate.

NONOSTANTE L'AVVIO DI XBID ALCUNI ASPETTI NORMATIVI SONO ANCORA IN FASE DI DEFINIZIONE

Parallelamente all'avvio di XBID si stanno definendo ancora alcuni aspetti normativi legati al mercato unico infragiornaliero che riguardano:

- gli orari di apertura e chiusura del mercato;
- la definizione della metodologia per il *capacity pricing* (ai sensi dell'articolo 55 del CACM);
- l'approvazione di eventuali aste complementari (articolo 63);
- la definizione, a livello di *Capacity Calculation Region* (CCR), della metodologia di calcolo della capacità *cross-border* infragiornaliera (articolo 21).

Quasi tutti questi aspetti stanno avendo un processo di approvazione lungo. Il CACM prevede un processo di implementazione che può richiedere tra i 6 e i 16 mesi di tempo in base al coinvolgimento o meno di ACER e nel caso di alcuni degli aspetti normativi elencati precedentemente le Autorità deputate hanno richiesto ulteriori proroghe alle tempistiche per la loro decisione.

TAG

dispatching, electricity, market design

Per quanto riguarda gli orari di apertura e chiusura, la decisione finale è stata presa da ACER¹ dopo che le Autorità non erano riuscite ad approvare la proposta dei TSO in maniera unanime. L'orario di apertura del SIDC è stato quindi posto alle 15 del giorno prima (D-1) mentre la chiusura è posta un'ora prima del tempo reale (H-1), tranne che nel caso del confine Estonia-Finlandia in cui si chiude 30 minuti prima. Transitoriamente l'orario di apertura è diverso nelle varie CCR e per le regioni di cui fa parte l'Italia² è posto alle 22 di D-1.

L'articolo 55 del CACM prevede per il SIDC una valorizzazione della capacità di scambio che con la contrattazione continua come implementata da XBID non è possibile ottenere dato che le offerte sono accoppiate in una logica *first in first served* piuttosto che secondo un merito economico. I TSO hanno quindi proposto³ una procedura che preveda due aste europee con allocazione implicita della capacità secondo un ordine di merito economico, di fatto riproponendo per il SIDC ciò che già accade per il mercato del giorno prima. Le Autorità nazionali hanno richiesto una deroga ad ACER⁴ ai tempi previsti dal CACM e la decisione sulla proposta dei TSO dovrebbe arrivare entro un paio di mesi.

L'implementazione di XBID è svolta a livello zonale attraverso la definizione dei *Local Implementation Plan* (LIP), per la zona italiana è in vigore il LIP14 che, conformemente a quanto previsto dal CACM (articolo 63), accanto al mercato in contrattazione continua prevede delle aste regionali complementari riservate in questo caso alle zone del mercato italiano più i paesi confinanti. Tale proposta è già stata oggetto di consultazione da parte dei TSO coinvolti e di un primo *step* autorizzativo nel quale le Autorità⁵ hanno richiesto alcuni emendamenti alla proposta presentata. Anche in questo caso le Autorità coinvolte hanno chiesto una proroga sui tempi di decisione proprio per aspettare l'evoluzione delle aste europee dato che le aste previste dal LIP14 si sovrapporrebbero completamente a quelle previste dai TSO per il *Capacity Pricing*.

Infine, la metodologia di calcolo della capacità *cross-border* è stata consultata da parte dei TSO della zona Italy North a marzo 2018 e dovrebbe essere approvata dalle Autorità competenti tra settembre e ottobre. La proposta descrive in dettaglio la metodologia che i TSO utilizzeranno per definire la capacità disponibile a partire da una serie di dati tra i quali il margine operativo e i limiti di sicurezza. Inoltre viene sottolineato come, in base ai dati storici, l'eventualità di esportazione dalla zona Nord ai paesi limitrofi è molto rara e di conseguenza viene proposto di non svolgere il calcolo giornaliero nel verso di esportazione ma di limitarsi ad una valutazione svolta annualmente.

LA CONSULTAZIONE DI TERNA SULL'INTEGRAZIONE TRA XBID E MSD ITALIANO

Nonostante questo stallo Terna ha presentato una consultazione del codice di rete in cui inizia ad affrontare la (delicata) integrazione tra XBID e il Mercato dei Servizi del Dispacciamento (MSD) italiano oltre, ed è questa la ragione principale alla base della consultazione, dell'integrazione di MSD con la piattaforma per lo scambio della *Replacement Reserves* sviluppata e di prossimo avvio (dicembre 2019) ai sensi del codice del bilanciamento europeo⁶ approvato sei mesi fa.

Attualmente il mercato infragiornaliero italiano (MI) è suddiviso in sette aste successive che si chiudono tra le quattro e le sette ore prima del tempo reale. Successivamente alle aste di MI si svolgono le fasi di MSD in cui Terna acquista dagli operatori abilitati i servizi per il bilanciamento che utilizza sia per crearsi le riserve necessarie all'esercizio in sicurezza della rete sia, in tempo reale, per ripristinare la frequenza e bilanciare produzione e consumi. Con questo sistema Terna "corregge", in un'ottica di gestione in sicurezza del sistema, gli esiti dei mercati dell'energia (MGP e MI) durante i quali non impone vincoli agli operatori che partecipano. Dato che il nuovo mercato infragiornaliero europeo richieda la chiusura in H-1, Terna si ritrova di fatto impossibilitata a svolgere la fase di programmazione della riserva (MSD ex-ante) successivamente alla chiusura di XBID. Di conseguenza, la proposta di Terna attualmente in consultazione, prevede

¹ Decisione ACER 04-2018.

² Italy North e Italy-Greece.

³ All TSOs' proposal for the single methodology for pricing intraday cross-zonal capacity in accordance with Article.55 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management.

⁴ Decisione ACER 02-2018.

⁵ Delibera 602/2017/R/eel.

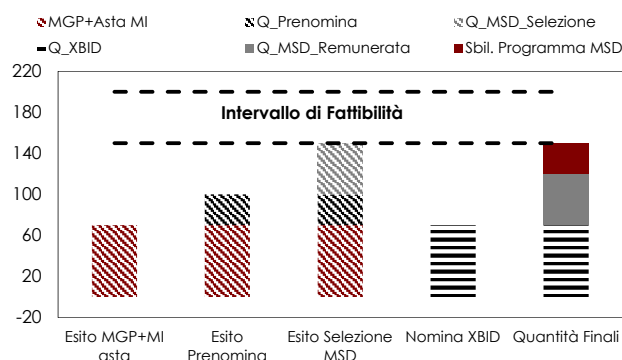
⁶ Balancing code, Regolamento (UE) 2017/2195.

che il TSO italiano intervenga indirettamente nel mercato infragiornaliero imponendo alcuni vincoli alle operazioni di mercato degli operatori che offrono anche servizi per il dispacciamento.

I VINCOLI DI TERNA: INTERVALLI DI FATTIBILITÀ E SBILANCIAMENTO A PROGRAMMA MSD

Nel sistema messo in consultazione, Terna svolge MSD ex-ante in sei sottofasi, come avviene ora⁷, precedenti alla chiusura di XBID. Durante MSD ex-ante però Terna si limita a selezionare dagli operatori le quantità (a salire o a scendere) necessarie alla sicurezza del sistema mentre l'acquisto vero e proprio è svolto solo alla chiusura di XBID e quindi in H-1. Questa differenza è resa necessaria dal fatto che, dopo la chiusura di MSD ex-ante, gli operatori abilitati avranno ancora opportunità di vendere e/o acquistare energia sul mercato infragiornaliero. Se, per esempio, Terna selezionasse all'impianto X una quantità a salire di 100 MWh e lo stesso impianto X, successivamente alla chiusura di MSD, vendesse su XBID una quantità pari a 100 MWh, Terna non avrebbe più la necessità di acquistare il servizio a salire dall'impianto X e quindi i 100 MWh selezionati non verrebbero acquistati.

FIGURA 1. ESEMPIO DI SBILANCIAMENTO A PROGRAMMA MSD



Fonte: elaborazioni REF-E

Oltre alla selezione delle quantità, nella fase di MSD ex-ante Terna definisce per ogni UP abilitata un intervallo di fattibilità che rappresenta il vero e proprio vincolo alle successive operazioni degli operatori su XBID. L'intervallo di fattibilità indica all'operatore il livello minimo e massimo di potenza in cui Terna vuole che l'impianto considerato si trovi alla chiusura del mercato infragiornaliero. Questo intervallo può essere raggiunto o con le quantità selezionate da Terna su MSD o dall'operatore con vendite e/o acquisti su XBID successivi alla chiusura di MSD. Se l'operatore su XBID modifica il proprio programma in senso opposto alla selezione fatta da Terna su MSD e quindi l'intervallo di fattibilità non può essere raggiunto nemmeno con le quantità selezionate da Terna (si veda l'esempio in **Figura 1**) allora l'operatore incorrerà nello sbilanciamento a programma MSD la cui modalità di remunerazione dovrà essere decisa da ARERA.

A tutto questo sistema va aggiunto il fatto che su XBID le contrattazioni verranno svolte a livello di portafoglio di punti di dispacciamento e non di singolo impianto di produzione o unità di consumo. Di conseguenza gli operatori di mercato dovranno nominare in che modo le quantità scambiate su XBID verranno prodotte/consumate tra i punti che compongono il loro portafoglio⁸. Tale caratteristica è presa in considerazione da Terna richiedendo agli operatori abilitati di fare delle pre-nomine di eventuali quantità già scambiate su XBID prima dell'avvio di MSD ex-ante in modo da avere la situazione più aggiornata possibile. Alla chiusura di XBID gli operatori nomineranno definitivamente le quantità per ogni punto del loro portafoglio e Terna potrà definire le quantità acquistate, gli sbilanciamenti a programma MSD e il programma finale cumulato per ogni impianto che sarà la base per definire le quantità da utilizzare sul Mercato del Bilanciamento.

AUMENTA LA COMPLESSITÀ DEL MERCATO ITALIANO, DUBBI SULLA LIQUIDITÀ DI XBID

Il *target model* per il mercato infragiornaliero richiede delle chiare modifiche e delle altrettanto chiare complicazioni all'organizzazione del mercato italiano caratterizzato da un sistema di tipo *central-dispatching*, ben diverso dai sistemi *self-dispatching* che caratterizzano i mercati dell'Europa centrale nei quali la contrattazione continua è già attiva da diversi anni.

Al momento le complicazioni organizzative offuscano i vantaggi, verificabili solo al momento dell'implementazione, derivanti dalla possibilità di modificare i programmi di produzione fino a un'ora prima del tempo reale.

⁷ Gli orari di apertura e chiusura di ciascuna sottofase potrebbero variare rispetto a quelli attuali, mentre le ore scambiate rimarrebbero le stesse. Gli orari di apertura delle sottofasi si presuppongono che saranno successivi alla chiusura delle aste complementari di MI nel caso venissero approvate.

⁸ Le caratteristiche del portafoglio devono ancora essere decise. Ovviamente saranno possibili solo portafogli con punti appartenenti alla stessa zona, mentre non è ancora definito se saranno portafogli di punti di sola produzione o solo consumo o anche misti.

Uno dei dubbi principali riguarda la liquidità che si potrebbe ottenere nel nuovo assetto del mercato infragiornaliero. Innanzitutto, le aste complementari potrebbero concentrare buona parte dei volumi a discapito della contrattazione continua, in particolare se si dovessero svolgere a livello europeo. A livello italiano, la proposta presentata da Terna ha un potenziale effetto di riduzione della partecipazione degli operatori abilitati in quanto una volta ottenuta la selezione di una certa quantità da parte di Terna difficilmente potranno ottenere una maggiore remunerazione sul mercato infragiornaliero e quindi un incentivo a parteciparvi. Inoltre, nel caso in cui si confermasse una delle due aste alle 22 del D-1 difficilmente si potrebbe svolgere un MSD ex-ante per le prime ore della giornata successivo all'asta e conseguentemente Terna potrebbe dover porre dei vincoli alla partecipazione degli operatori abilitati alle aste e non solo alla contrattazione continua. Di conseguenza, in Italia, la partecipazione alla contrattazione continua potrebbe ridursi agli impianti rinnovabili e alle unità di consumo che rispetto alla situazione attuale avrebbero la possibilità di aggiornare i propri programmi fino a H-1, mentre le opportunità derivanti dal coupling con gli altri paesi sarebbero ridotte dato che, come osservato, la metodologia di calcolo della capacità prevede solo la direzione di importazione verso l'Italia. D'altra parte, a livello di sistema, la chiusura in H-1 potrebbe ridurre gli sbilanciamenti delle risorse non programmabili, e il livello di riduzione potrebbe essere influenzato da un'eventuale revisione della disciplina degli sbilanciamenti, diminuendo di conseguenza l'approvvigionamento di riserva da parte di Terna con un effetto di maggiore competizione e diminuzione dei prezzi su MSD.

MERCATO GNL

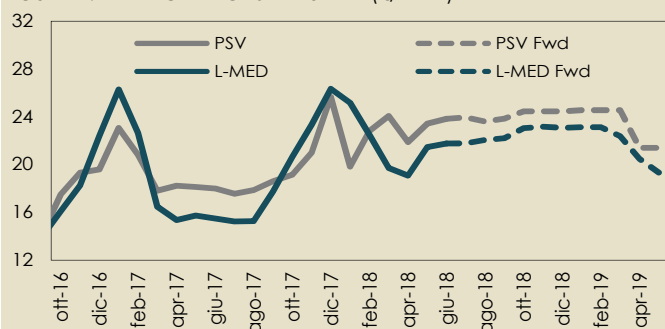
MONITORAGGIO MERCATO GLOBALE

Nel mese di maggio, i volumi di GNL scambiati a livello mondiale sono risultati complessivamente in aumento (+5.3%) rispetto a quanto verificatosi nel mese aprile. La domanda è stata trainata, oltre che dalla costante richiesta proveniente dai paesi estremo orientali (ben oltre i 19 Gmc), dal sensibile aumento delle importazioni da parte dei paesi centro e sud americani (+66% e +82%, rispettivamente). La maggiore richiesta proveniente dal Sud America è da imputare principalmente all'inizio della stagione invernale nell'emisfero australe, anche se, rispetto al maggio 2017, la maggiore convenienza economica del gas trasportato via pipeline e il maggior apporto del comparto idroelettrico hanno consentito una diminuzione dei volumi di GNL importati di quasi 1 Gmc. In Europa, nonostante una diminuzione delle importazioni da parte dei paesi del nord (-4.2%), l'aumento dei volumi richiesti dai paesi dell'Est e del Sud Europa (+11.8% e +11.4%, rispettivamente) ha prodotto, relativamente agli ultimi sei anni, un nuovo livello record continentale di importazioni effettive per il mese analizzato (oltre 4 Gmc). Lato esportazioni, si segnala la ripresa dell'export statunitense (+30.4%), con quasi la metà dei volumi concentrati sui mercati dell'Estremo Oriente. Le esportazioni dei paesi oceanici (Australia e Papua Nuova Guinea) hanno seguito lo stesso *trend* crescente dei volumi scambiati a livello globale, totalizzando un volume in uscita di circa 7.6 Gmc e consolidando la propria posizione nei paesi estremo orientali con una quota superiore al 35%. È lievemente diminuita, invece, la produzione medio orientale (Qatar) che, nonostante rimanga il principale polo di esportazione a livello mondiale con oltre 9 Gmc liquefatti, proprio in Estremo Oriente ha perso ulteriormente terreno in favore dei volumi provenienti dai paesi del Sud e Sud Est Asiatico (*market share* al 22% contro 26%).

In Canada sembrano aumentare le possibilità di realizzazione del primo grande impianto di liquefazione nella regione della Columbia Britannica: con l'entrata della malese Petronas nella joint venture avviata da KOGAS, Mitsubishi, PetroChina e Shell, le chance di poter sancire una decisione di investimento finale per il progetto LNG Canada entro il 2018 appaiono molto più concrete. Petronas dispone di un considerevole ammontare di risorse di idrocarburi nel nord-ovest del paese, ma aveva deciso un anno fa di rinunciare allo sviluppo di un proprio progetto (Pacific Northwest LNG). Ora, quelle stesse risorse dovrebbero essere messe a disposizione del nuovo impianto, per cui è stimato un investimento di circa 30 miliardi di dollari. In Russia, il colosso statale Gazprom sta spingendo per estendere l'impianto Sakhalin II attraverso la realizzazione di un terzo train da circa 7 Gmc/anno. La proposta di Gazprom prevede l'acquisto del gas da liquefare dal giacimento Sakhalin I, gestito da Rosneft ed ExxonMobil, che però vorrebbero mantenere il proprio gas per alimentare un impianto di liquefazione da loro proposto. Nonostante la maggiore fattibilità del progetto di Gazprom, le altre due società stanno insistendo davanti alle autorità russe, quantomeno per giungere ad un accordo favorevole per la fornitura di gas all'infrastruttura di Sakhalin II. In Australia, invece, sono stati proposti tre progetti per importare GNL nel sud-est del paese, con lo scopo di aumentare la sicurezza delle forniture e tenere sotto controllo i prezzi. Il primo e più avanzato progetto prevede la costruzione di una unità di stoccaggio e rigassificazione flottante di capacità massima pari a circa 3 Gmc/anno presso Crib Point (Melbourne), per cui una decisione finale d'investimento è prevista nel 2019. Una seconda unità flottante da 2.7 Gmc/anno è stata proposta nel Nuovo Galles del Sud, mentre una terza nei pressi di Adelaide, come supporto a un impianto termoelettrico. Tutti i progetti sono attualmente al vaglio e alcuni ostacoli sono rappresentati da una serie di obblighi vigenti in materia di importazioni effettuate da società nazionali e a dispute circa il reale impatto delle importazioni di GNL sulle dinamiche di prezzo all'interno del mercato nazionale.

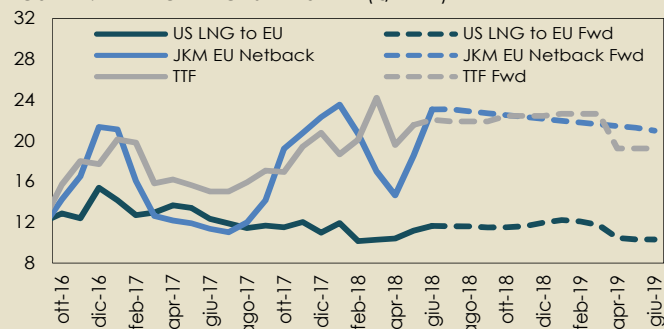
Nel mese di maggio, le quotazioni spot del GNL sui mercati asiatici hanno raggiunto vette insolitamente alte per la stagione primaverile, assestandosi sugli stessi livelli di prezzo registrati in inverno e totalizzando una media mensile superiore ai 25 €/MWh. Questa vigorosa inversione dei prezzi è stata determinata dall'alto costo del petrolio e da una domanda inaspettatamente elevata, influenzata soprattutto da un rafforzamento delle dinamiche di *switching* tra carbone e gas in Cina e dagli acquisti preventivi effettuati in vista del prossimo inverno. Le quotazioni dell'indice L-MED, influenzate dalle dinamiche rialziste del mercato asiatico, hanno così perso competitività nel confronto coi prezzi del gas al PSV rispetto al mese precedente (**Figura 1**). L'aumento delle quotazioni del JKM *netback* ha inoltre riaperto la competizione del GNL asiatico nei confronti dei prezzi *spot* del gas scambiato presso gli *hub* europei, col *benchmark* olandese TTF che risulta prezzato al di sotto del *marker* asiatico nelle previsioni di breve termine. L'aumento del differenziale tra i prezzi asiatici e le quotazioni del gas scambiato presso l'Henry Hub statunitense mostra poi una maggiore convenienza teorica per gli esportatori americani a inviare i propri carichi in Estremo Oriente (**Figura 2**).

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



Fonte: elaborazioni REF-E

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



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

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

Destinazione	Provenienza											Totale
	Oceania	Africa del Nord	Africa dell'Ovest	Africa del Sud	Nord America	Centro America	Sud America	Europa	Medioriente	Sud e Sud Est Asiatico	Estremo Oriente	
Nord Europa	0	90	252	0	0	0	0	821	832	0	0	1 995
Sud Europa	0	878	777	0	0	255	0	163	1 218	0	0	3 291
Est Europa	0	0	0	0	0	0	0	249	128	0	0	377
Nord America	0	0	0	0	0	160	0	0	0	0	0	160
Centro America	0	0	192	0	447	448	0	4	0	0	0	1 092
Sud America	0	81	271	0	335	299	0	0	288	0	0	1 275
Medioriente	0	0	285	93	170	99	0	0	296	0	0	944
Sud e Sud Est Asiatico	725	0	894	277	269	90	0	88	1 897	496	0	4 737
Estremo Oriente	6 897	0	105	0	1 172	76	468	1 325	4 264	5 044	27	19 380
Oceania	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Africa	0	0	0	0	0	0	0	87	179	0	0	266
Totale	7 623	1 050	2 776	370	2 394	1 427	468	2 737	9 103	5 540	27	33 515

Fonte: elaborazioni REF-E

IMPORTAZIONI

FIGURA 3. NORD EUROPA: IMPORTAZIONI GNL (Mmc)

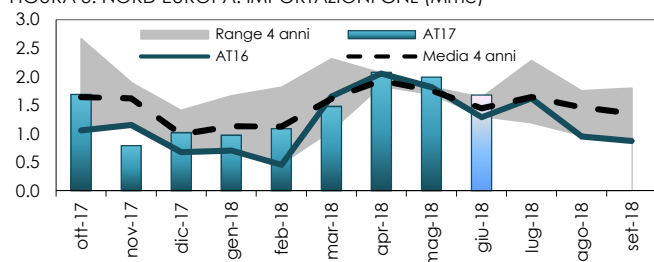


FIGURA 4. SUD EUROPA: IMPORTAZIONI GNL (Mmc)

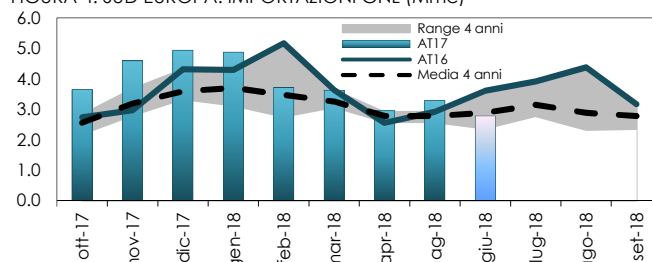


FIGURA 5. SUD E SUD EST ASIATICO: IMPORTAZIONI GNL (Mmc)

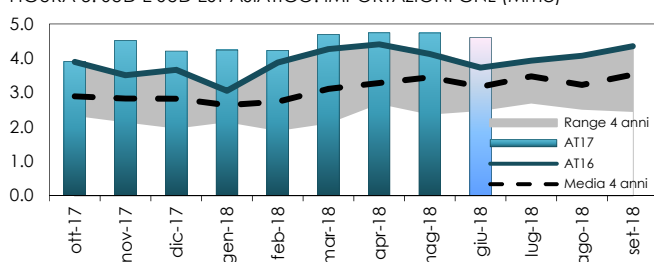
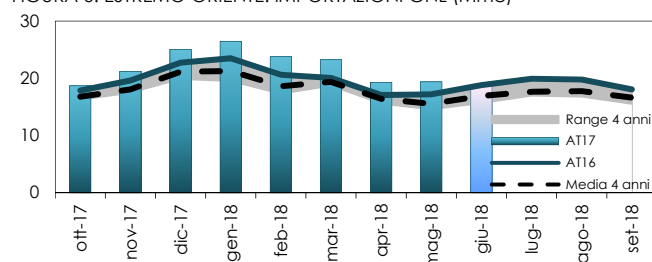


FIGURA 6. ESTREMO ORIENTE: IMPORTAZIONI GNL (Mmc)



ESPORTAZIONI

FIGURA 7. NORD AMERICA: ESPORTAZIONI GNL (Mmc)

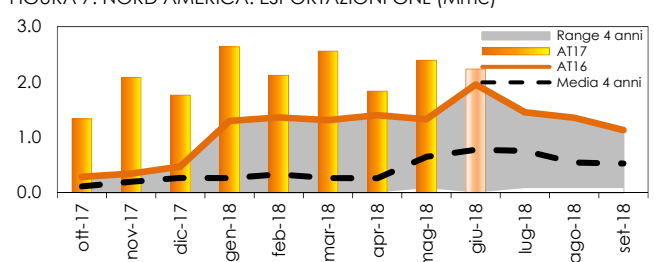


FIGURA 8. OCEANIA: ESPORTAZIONI GNL (Mmc)

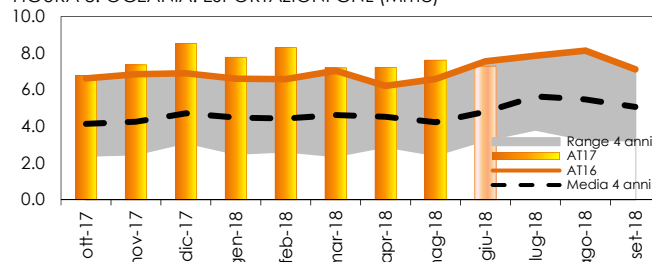


FIGURA 9. MEDIO ORIENTE: ESPORTAZIONI GNL (Mmc)

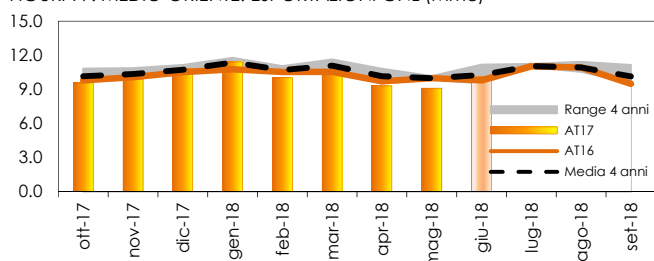
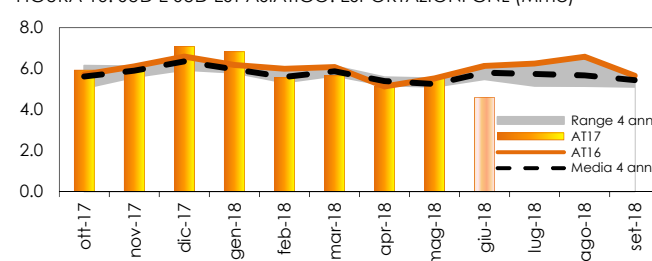


FIGURA 10. SUD E SUD EST ASIATICO: ESPORTAZIONI GNL (Mmc)



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

AREE GEOGRAFICHE

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

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

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

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

GARE GAS

MONITORAGGIO GARE GAS

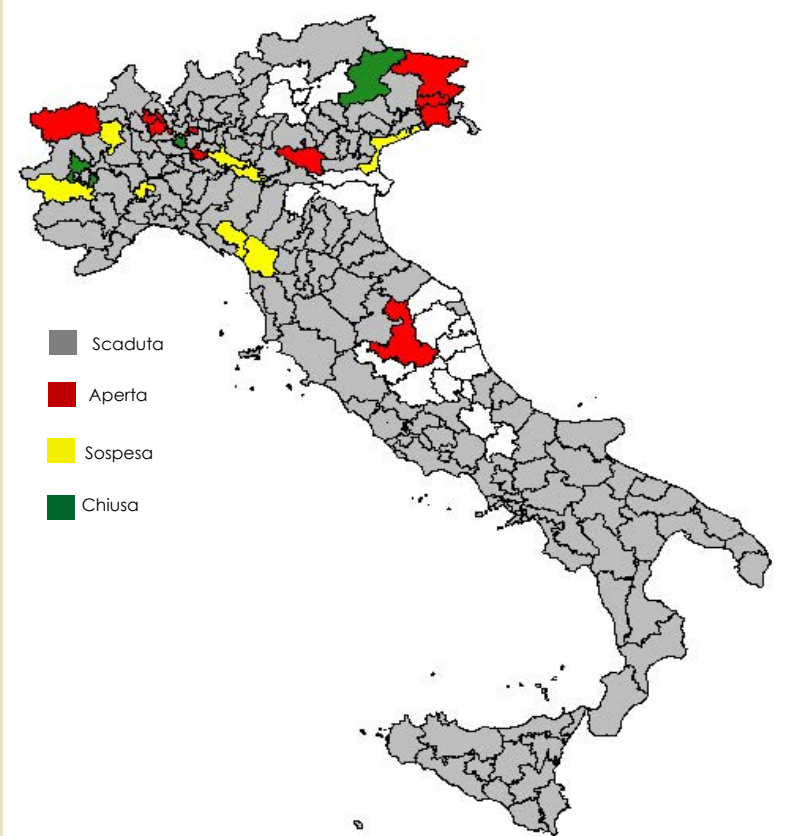
M&A

- Italgas si espande nel Sud Italia e in Sardegna tramite la sottoscrizione di un accordo vincolante per l'acquisizione di quote di maggioranza in 3 società controllate da CPL Concordia. Queste sono: European Gas Network, di cui acquista il 60% delle azioni e Naturgas Srl (100%) e Fontenergia Srl (100%). L'Enteprise value totale è pari a 116 milioni di euro. Nel complesso le tre compagnie servono circa 70 mila utenze e sono titolari di 38 concessioni per la distribuzione del gas naturale in Sicilia, Calabria e Campania. Le utenze sarde rifornite da Fontenergia sono al momento servite a GPL.
- In data 20 giugno si è verificata l'ultima delle condizioni sospensive all'esecuzione della creazione della Multiutility lombarda a guida A2A. In ragione di ciò, e dell'avvenuta approvazione del processo di aggregazione da parte dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, è confermato il 1 Luglio 2018 come data di efficacia del processo di aggregazione ([Newsletter 221](#)).

BANDI DI GARA

- Il termine di presentazione della domanda di partecipazione alla gara per l'ATEM di Verona 2 – Pianure Veronesi è stato spostato al 30/6/2019. L'ATEM Verona 2 comprende 49 Comuni e ospita circa 150 mila PDR, una rete di circa 2,300 Km (dati MiSE 2012) e una RAB totale stimata al 2017 di circa 89 milioni di euro. Brimasco Srl è il primo operatore con oltre il 30% dei PDR e del valore totale della RAB. Segue 2i Rete Gas con circa il 20% dei PDR, corrispondente al 24% del valore della RAB totale. Rete Morenica è terzo con circa il 17% del mercato. Erogasmet, SGL Multiservizi e Gruppo Energei hanno quote inferiori al 10% e vicine al 7% del mercato.
- Il termine di presentazione della domanda di partecipazione alla gara per l'ATEM di Lodi 1 – Nord è stato spostato a pochissimi giorni dalla data originariamente prevista, e con una proroga superiore a un anno, al 30/9/2019. L'ATEM Lodi 1 comprende 27 comuni, per circa 57 mila PDR e una rete di 607 km, per un valore di RAB stimato al 2017 pari a 45 milioni di euro.
- L'ATEM è controllato da due operatori: 2i Rete Gas con il 55% del mercato e A2A con il rimanente 45%. Il mercato dell'ATEM risulta quindi altamente concentrato.
- In questi giorni era prevista anche la chiusura del bando per l'ATEM di Udine 2 – Città di Udine e Centro. Sarebbe stata la quarta gara ad essere svolta (anche se per nessuna si è al momento arrivati all'assegnazione del nuovo gestore) ma a pochissimi giorni dalla chiusura il termine per la consegna è stato rimandato. Si tratta però in questo caso di uno spostamento di pochi mesi, con la nuova data prevista per il 20 dicembre di quest'anno. Anche questo ATEM è da considerarsi come poco competitivo, infatti il gestore uscente è per la quasi totalità del territorio l'utility emiliano-romagnola HERA.
- Per assistere alla chiusura di una gara di dovrà quindi aspettare la fine dell'estate. Nessuna gara si concluderà infatti prima di ottobre, data in cui è prevista la consegna delle domande per l'affidamento dell'ATEM Valle D'Aosta.

PUBBLICAZIONE BANDI GARE GAS: STATO DELL'ARTE



VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

GARE CHIUSE											
INFORMAZIONI GENERALI							VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza EOI	Scadenza offerte	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	59/2016/R/gas	29/12/2015		28/06/2017	MEDIA	●	●	●	●	●
BELLUNO	455/2016/R/gas	26/2016/R/gas	27/12/2016		01/09/2017	BASSA	●	●	●	●	●

GARE APERTE											
INFORMAZIONI GENERALI							VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza EOI	Scadenza offerte	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
UDINE 1	NO		23/12/2015	29/02/2016		BASSA	●	●	●	●	●
UDINE 3	NO		10/02/2016	06/06/2016		BASSA	●	●	●	●	●
PERUGIA 2	NO		28/12/2015	29/12/2017		BASSA	●	●	●	●	●
VALLE D'AOSTA	906/2017/R/gas		28/03/2018		01/10/2018	BASSA	●	●	●	●	●
MONZA E BRIANZA	NO		29/12/2015	30/10/2018		ALTA	●	●	●	●	●
VARESE 2	NO		11/09/2015	30/11/2018		MEDIA	●	●	●	●	●
UDINE 2	NO	880/2017/R/gas	04/11/2015		20/12/2018	MEDIA	●	●	●	●	●
VARESE 3	NO		12/07/2017	31/03/2019		MEDIA	●	●	●	●	●
VERONA 2	in corso		30/12/2016	30/06/2019		BASSA	●	●	●	●	●
LODI 1	NO		30/12/2015	30/09/2019		MEDIA	●	●	●	●	●

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

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

Aggiornata al 25/06/2018

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)

	2018*	2017*	Var. %
Domanda	131 603	127 238	3.4%
Produzione netta	112 305	115 120	-2.4%
- Termoelettrico	73 134	80 546	-9.2%
- Rinnovabili**	39 171	34 574	28.8%
Saldo estero	20 499	15 485	32.4%

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

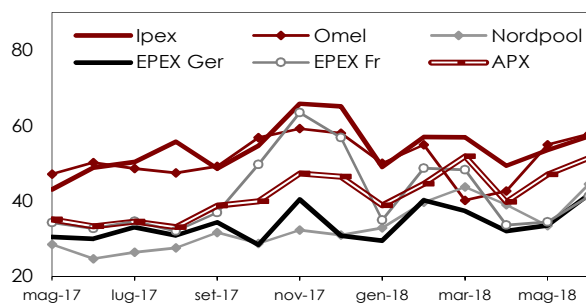
GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE
(Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2018	AS 2017	Var. %	AT 2017	AT 2016	Var. %
Industriale	7.1	6.9	2.3%	9.6	10.7	-10.6%
Termoelettrico	10.3	11.7	-12.1%	15.5	19.4	-20.3%
Distribuzione	19.3	18.3	5.5%	29.3	28.1	4.5%
Altro	0.9	0.9	4.3%	1.3	1.3	2.8%
Totale	37.6	37.8	-0.6%	55.7	59.5	-6.3%

Valori cumulati al 24/06/2018

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

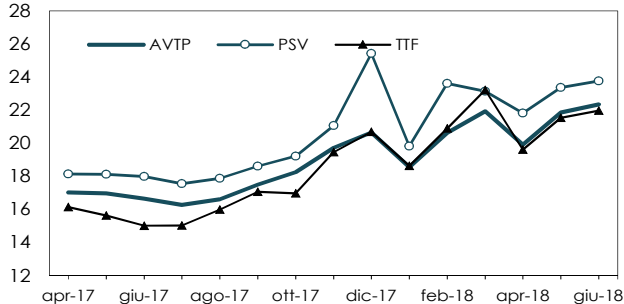
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 26/06/2018

Fonte: Borse Europee

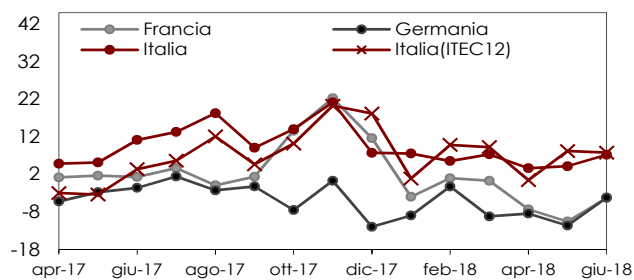
GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 25/06/2018

Fonte: elaborazione REF-E su dati Thomson Reuters

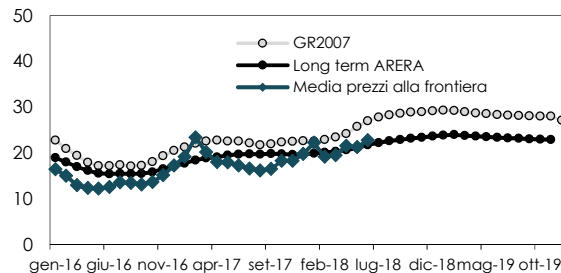
ENERGIA ELETTRICA: SPARK SPREAD IN EUROPA
(€/MWh)



Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili
Ultimo dato al 26/06/2018

Fonte: elaborazioni REF-E

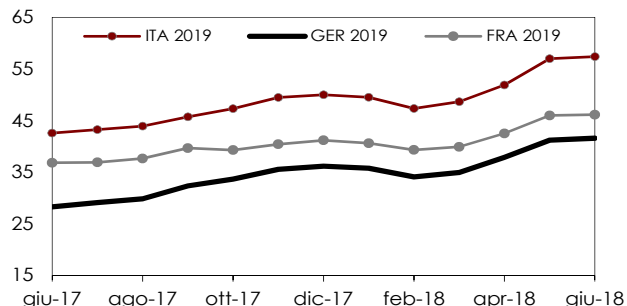
GAS NATURALE: PREZZI APPROVVIGIONAMENTO LONG-TERM
(€/MWh)



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

Fonte: elaborazioni REF-E su WGI, Thomson Reuters e ARERA
forward al 22/05/2018

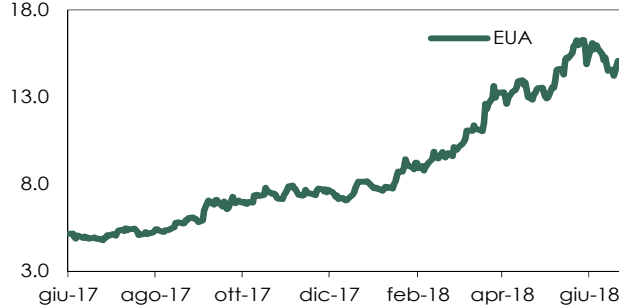
ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 26/06/2018

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2
(€/tCO2 eq.)



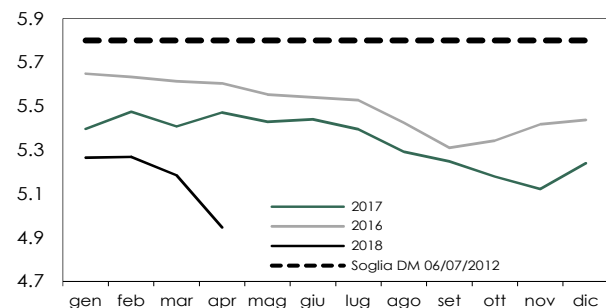
Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 26/06/2018

Fonte: Reuters su EEX

DATI SETTORI INCENTIVATI E REGOLATI

CONTATORE GSE RINOVABILI

Costo cumulato annuo (miliardi di euro)



Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico.

Fonte: GSE

TEE: PREZZI DI BORSA E CONTRIBUTO TARIFFARIO

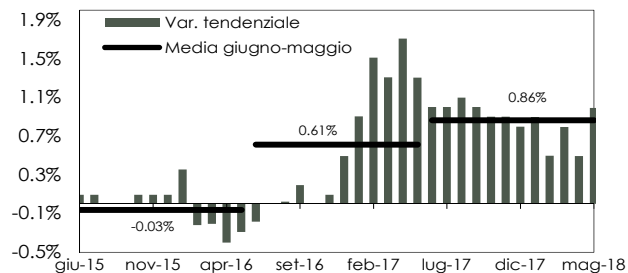
(€/TEE)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, ARERA

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)

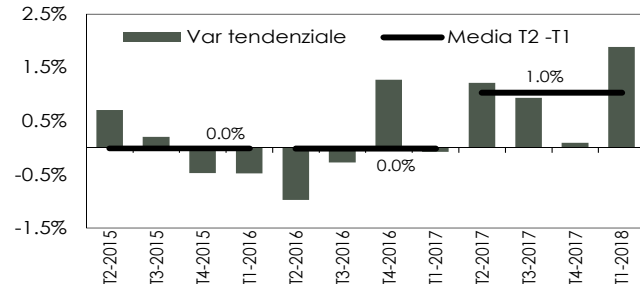


* Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati
Ultimo dato maggio 2018

Fonte: Istat

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



*Deflatore investimenti fissi lordi. Ultimo dato T4-2017
Edizione dati Istat: maggio 2018

Fonte: Istat

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

Componente	III 2017	IV 2017	I 2018	II 2018
Energia, dispac. e commerc.	9.55	9.33	10.02	8.32
Costi infrastrutture e UC	4.22	4.31	3.87	3.87
Oneri generali di sistema	3.36	3.36	4.05	4.26
Totale - tasse escluse	17.12	17.00	17.94	16.45

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

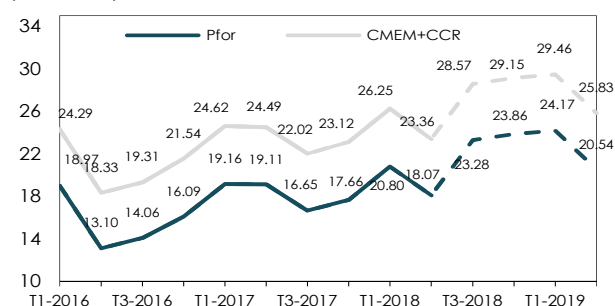
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA PMI (BTA5) (€/cent/kWh)

Componente	III 2017	IV 2017	I 2018	II 2018
Energia, dispac. e commerc.	8.62	8.47	7.51	6.47
Costi infrastrutture e UC	3.20	3.29	2.76	2.76
Oneri generali di sistema	6.86	6.86	7.16	7.47
Totale - tasse escluse	18.68	18.63	17.44	16.71

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

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



PCS 38.52 MJ/mc, Previsioni (tratteggio) su forward al 25/06/2018

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Alba e Autorità

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

Componente	III 2017	IV 2017	I 2018	II 2018
Approvvig. e vendita	27.65	28.74	31.33	28.44
Costi di trasporto	3.32	4.12	4.55	3.73
Costi di distribuzione	8.99	8.99	9.21	9.21
Oneri generali di sistema	2.96	2.73	2.62	2.62
Totale - tasse escluse	42.91	44.58	47.71	44.01

Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

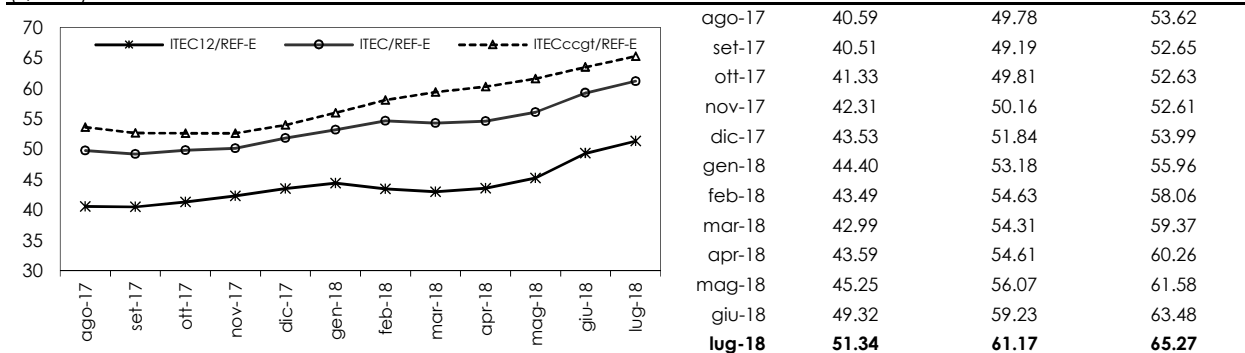
L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di giugno è pari a 49.32 €/MWh, in aumento del 9% sul dato di maggio (45.25 €/MWh). L'andamento al rialzo dell'indice è legato all'andamento dei prezzi delle *commodities* sottostanti durante il mese di maggio, con tasso di cambio \$/€ in calo.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di giugno si attesta a 59.23 €/MWh, in aumento del 5.6% sul valore consuntivo di maggio (pari a 56.07 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di giugno si attesta a 63.48 €/MWh, in rialzo del 3.1% rispetto al consuntivo del mese precedente (61.58 €/MWh). Tali andamenti sono legati alle variazioni del valore di mercato dei combustibili registrato negli ultimi mesi, al netto della riduzione del tasso di cambio €/€ registrata durante il mese di maggio.

Il valore *forward* per il mese di luglio dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 21 giugno, è pari a 51.34 €/MWh, in aumento del 4.1% rispetto al consuntivo di giugno. I valori *forward* per il mese di luglio di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 21 giugno, sono pari a 61.17 €/MWh e 65.27 €/MWh, il primo in aumento del 3.3%, mentre il secondo del 2.8% rispetto al consuntivo di giugno.

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 luglio sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Reuters al 21/06/2018. Valori consuntivi calcolati da REF-E su dati Reuters.

Cos'è ITEC12/REF-E

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

Cos'è ITEC/REF-E

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

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

REF-E si impegna a mantenere la formula di ITEC nella sua struttura attuale fino al 31 dicembre 2018.

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



Indice Month Ahead Gas Italia

PROGETTO MAGI

COSA È MAGI

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

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

PERCHÈ MAGI

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

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

GLI SPONSOR

Gli *sponsor* del progetto MAGI sono Alba Soluzioni, REF-E e TFS Energy. Alba Soluzioni effettua le rilevazioni, REF-E esegue l'*auditing* mentre TFS coordina il progetto. Il progetto, regolato da un accordo tra le parti, è comunque aperto ad altre sponsorizzazioni.

Gli operatori coinvolti nella fase di realizzazione dell'indice (*survey* o transazioni) sono circa 60, la lista è pubblica e aggiornata costantemente.

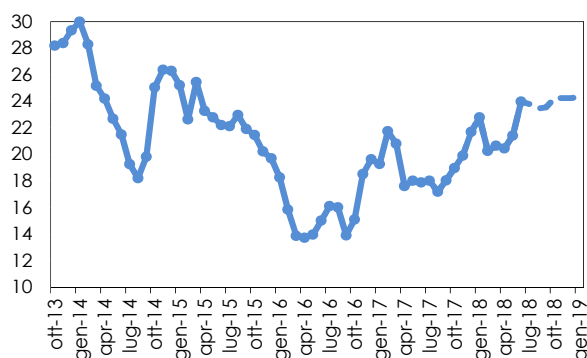
ANDAMENTO

L'indice gas MAGI, consuntivo per giugno 2018, è pari a 23.98 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano rispettivamente a 24.10 €/MWh e 23.72 €/MWh.

La quotazione del prodotto con consegna a giugno 2018 è aumentata del 12% rispetto a quella per le consegne di maggio 2018 e risulta maggiore rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (17.89 €/MWh). Il volume complessivo transato (13,661 MW) è aumentato del 54% rispetto al giugno scorso, così come il numero di transazioni registrate (478 contro 352).

Al 22 giugno, gli scambi del prodotto con consegna a luglio 2018, relativi a un campione di 152 operazioni e un volume totale scambiato di 3,739 MW, indicano un prezzo di 23.97 €/MWh, in linea rispetto al valore consuntivo del prodotto con consegna a giugno (-0.1%).

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