

GAS NATURALE

- Le ultime indicazioni per il quinto periodo tariffario del trasporto gas

In continuità con la tendenza degli ultimi anni, la selezione degli investimenti da ammettere ai regimi tariffari e la rimodulazione degli incentivi ai nuovi investimenti sono i principi cardine dell'evoluzione regolatoria, con il Piano Decennale come mezzo per il coordinamento tra programmazione degli investimenti e regolazione tariffaria. Con sempre maggiore centralità dell'analisi costi benefici. È invece quasi una rivoluzione la rimodulazione delle tariffe per gli shipper, con la Rete Regionale inclusa nel modello entry -exit e l'adozione di una nuova metodologia, quella della distanza ponderata sulla capacità, per il calcolo delle tariffe ai singoli punti. Anche il superamento dell'allocatione della capacità in uscita modificherà l'operatività degli shipper.

pag. 3

- Terminali di liquefazione del GNL: verso una nuova stagione?

La spinta ricevuta dal mercato del GNL negli ultimi due anni, con una forte crescita della domanda e il ritorno delle quotazioni del prodotto su livelli molto attrattivi per i venditori, stenta a mostrare effetti rilevanti sulle dinamiche di approvazione di nuovi progetti. Un nuovo ciclo di investimenti sembra necessario per soddisfare la crescita attesa della domanda, ma sono numerosi i fattori di incertezza. Le decisioni prese, o non prese, dagli investitori evidenziano alcuni fattori determinanti per raggiungere la FID. Le garanzie richieste dai finanziatori si scontrano con le nuove esigenze espresse dalla domanda, coi compratori sempre più orientati verso la stipula di contratti altamente flessibili e di ridotta durata temporale. D'altra parte anche la Cina, a oggi il principale propulsore della domanda, potrebbe trovare presto altre vie di approvvigionamento rispetto al GNL. In ogni caso la tensione attuale di mercato permarrà almeno fino al 2020.

pag. 7

GARE GAS

- Monitoraggio gare gas

Se le nuove modalità di calcolo del contributo tariffario a copertura dei costi di acquisto dei certificati bianchi spaventano (a ragione) i distributori, si conferma la vivacità delle attività di M&A, con ACEA nuovo operatore nel settore. Qualcosa si muove anche nelle gare: ancora molti rinvii ma anche procedure che vanno avanti. Una nuova gara è giunta a conclusione (Aosta) con un numero di offerte superiore alle attese, potrebbe divenire attivo il primo commissariamento (Cosenza 1) mentre con l'invio del bando all'Autorità si apre la procedura per un nuovo ATEM (Modena 1). Ancora numerosi però i ricorsi alla giustizia amministrativa.

pag. 11

INDICATORI

- Dati di mercato
- Dati settori incentivati e regolati

pag. 14

pag. 15

INDICI

- ITEC e Magi

pag. 16

Sottoscrittori

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

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

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



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, Paolo Marino, Melania Mercadante, Marco Pellegrino, Giorgio Perico, Clio Scandola

Editore

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

Presidente

Pia Saraceno

Segreteria, Editing e grafici

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

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

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

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

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

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

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

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

Periodici

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

Pubblicazioni

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

Servizi

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

Ultime pubblicazioni

- *Energy Outlook* n. 9, Ottobre 2018
- La filiera degli usi finali di GNL in Italia - 2017, Marzo 2018

GAS NATURALE

LE ULTIME INDICAZIONI PER IL QUINTO PERIODO TARIFFARIO DEL TRASPORTO GAS

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 468/2018/R/gas](#)
- [DCO 347/2018/R/gas](#)
- [DCO 182/2018/R/gas](#)
- [Delibera 689/2017/R/gas](#)
- [Delibera 575/2017/R/gas](#)
- [Dlgs 93/2011](#)
- [Regolamento 994/2010/CE](#)
- [Regolamento 715/2009/CE](#)
- [Direttiva 2009/73/CE](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [L'evoluzione delle tariffe di trasporto del gas nel quinto periodo di regolazione](#) (Newsletter 223)
- [Europa e ricorsi guidano le scelte per il trasporto gas](#) (Newsletter 211)

In continuità con la tendenza degli ultimi anni, la selezione degli investimenti da ammettere ai regimi tariffari e la rimodulazione degli incentivi ai nuovi investimenti sono i principi cardine dell'evoluzione regolatoria, con il Piano Decennale come mezzo per il coordinamento tra programmazione degli investimenti e regolazione tariffaria. Con sempre maggiore centralità dell'analisi costi benefici. È invece quasi una rivoluzione la rimodulazione delle tariffe per gli shipper, con la Rete Regionale inclusa nel modello entry -exit e l'adozione di una nuova metodologia, quella della distanza ponderata sulla capacità, per il calcolo delle tariffe ai singoli punti. Anche il superamento dell'allocazione della capacità in uscita modificherà l'operatività degli shipper.

La consultazione per il quinto periodo del trasporto del gas naturale (DCO 347/2018) entra nella fase finale: è infatti attesa per il prossimo febbraio la delibera finale (a novembre quella sulla qualità), dopo che alcune indicazioni erano arrivate in occasione dei lavori per il prolungamento del quarto periodo al 2018-2019 (Newsletter 211) e nelle consultazioni sulla struttura delle tariffe per gli utilizzatori della rete (Newsletter 223).

LE TARIFFE PER I GESTORI DI RETE

La metodologia per la definizione dei ricavi dei gestori di rete proposta per il quinto periodo regolatorio è sostanzialmente in linea con quella dei periodi precedenti, ma per i gestori della rete gas (Snam Rete Gas 93%, Società Gasdotti Italia 4.6%, Retragas 1.3% e altri 6 operatori minori), così come su tutti i gestori delle altre infrastrutture, la continuità regolatoria è minata dalla possibile introduzione della metodologia *Totex*, e più in generale da modalità di valutazione degli investimenti legata ai risultati (metodologie *output-based*). Per questo, come per altri settori, dunque l'ARERA sembra orientata a definire la modalità di valutazione degli investimenti solamente per la prima metà del periodo regolatorio, confermato di durata di quattro anni, dunque per il biennio 2020-2021. Le novità non riguardano, tuttavia, solamente la quantificazione del progetto (ossia l'ammontare da includere nel capitale investito oggetto di remunerazione), ma anche quali progetti ammettere alla remunerazione tariffaria. Già dal 2014 infatti si è passati da una generica ammissione alla *Regulatory Asset Base* (RAB) di tutti gli investimenti sviluppati secondo il criterio di efficienza (criterio generico che di fatto implicava un'ammissione di tutti i progetti, fatta salva una mai applicata possibilità per l'Autorità di non ammettere progetti non efficienti) alla limitazione ai soli progetti ammessi inclusi nei Piani Decennali di Sviluppo.

Il Piano Decennale di Sviluppo è un documento di programmazione della rete elaborato dal gestore a livello nazionale e successivamente coordinato a livello europeo, introdotto dal Terzo Pacchetto sul mercato unico (Direttiva 2009/73/CE e Regolamenti 715/2009/CE e 994/2010/CE) e declinato a livello nazionale (Dlgs 93/2011), anche con l'intervento di una procedura di infrazione europea, a seguito della quale sono stati rafforzati i poteri dell'ARERA di indirizzo e monitoraggio sulla redazione dei piani stessi, prima maggiormente concentrati nelle mani del Governo.

I criteri per la redazione del Piano sono dunque definiti dall'ARERA, che in particolare (Delibera 468/2018) ha previsto che ogni intervento sia giustificato da un'analisi costi-benefici positiva, ossia in grado di apportare benefici monetari quantificabili secondo una predefinita metodologia superiore ai costi. Tuttavia, l'analisi dei Piani redatti negli anni passati (dal 2014 al 2016) non è stata ritenuta da ARERA sufficientemente dettagliata da poter consentire la valutazione della *CBA* (Delibera 689/2017) mentre il Piano 2017 e quello 2018 verranno analizzati contestualmente (l'ARERA ha in effetti segnalato al Parlamento l'opportunità di rendere biennale la redazione e l'approvazione dei Piani Decennali, che richiede attività complesse e un periodo di consultazione che rendono difficile il rispetto delle tempistiche annuali).

In occasione dell'analisi dei Piani fino al 2016, l'ARERA ha dunque deciso, in attesa dei nuovi Piani di Sviluppo che dovranno contenere *CBA* più dettagliate, prevedere comunque l'ammissione alla *RAB* per gli investimenti attuati dal 2019 anche in caso di

TAG

natural gas, tariff regulation

CBA negativa, ma limitatamente ai benefici monetari dimostrati in fase di *CBA*. In altre parole, per gli investimenti con *CBA* negativa verrebbe da subito applicato il criterio *output-based* che prevede il solo riconoscimento dei benefici ottenibili, anziché quello *input-based* che prevede il riconoscimento degli interi costi, criterio che continua a valere, almeno fino al 2021, per gli investimenti con *CBA* positiva.

In merito agli incentivi agli investimenti, sebbene sia proposta la conferma della maggiorazione del *WACC* per i nuovi investimenti, almeno per il biennio 2020-2021, questa risulterebbe fortemente limitata rispetto al passato: ridotta all'1% per 10 anni per tutti i tipi di intervento (è dell'1% per 12 anni nel transitorio 2018-2019) sarebbe inoltre limitata agli investimenti che presentano una *CBA* con benefici superiori del 50% rispetto ai costi, escludendo gli investimenti non inclusi nel Piano, gli investimenti inclusi nel Piano ma inferiori a 25 milioni di euro per la Rete Nazionale e a 5 milioni di euro per la Rete Regionale (per cui non è richiesta *CBA*), quelli che il gestore è tenuto a realizzare in forza di disposizioni normative e/o regolatorie (es. allacciamenti) e gli investimenti di manutenzione, sostituzione o per la qualità e sicurezza della rete, limitazioni già in parte introdotte nel transitorio 2018-2019. Vale inoltre la pena ricordare che, in attesa dell'approvazione dei nuovi Piani di Sviluppo riportanti *CBA*, le maggiorazioni del *WACC* per gli investimenti realizzati nel 2019, sono momentaneamente sospese.

I principali investimenti previsti da Piano di Sviluppo riguardano principalmente potenziamenti della rete interna. L'unico progetto già in fase di realizzazione riguarda il potenziamento del tratto Cervignano - Mortara (nella Pianura Padana) funzionale anche allo sviluppo della capacità bidirezionale verso Nord.

Gli altri (tutti non *FID*) riguardano la connessione del TAP alla Rete Nazionale, il potenziamento della dorsale adriatica, sempre funzionale al potenziamento dei flussi dal Sud al Nord Italia, e la realizzazione della dorsale sarda. Tutti investimenti che evidentemente l'Autorità non intende ammettere alla remunerazione tariffaria se non in presenza di una maggiore giustificazione dei benefici attesi per il sistema.

Anche sulle immobilizzazioni in corso l'incentivo verrebbe ridotto. Queste sono infatti ammesse alla *RAB* (non è così per tutte le infrastrutture) e remunerate al *WACC* (fino al 2013 potevano godere anche della maggiorazione del *WACC* se dovuta per l'investimento).

Questa regola disincentiverebbe tuttavia l'impresa verso la velocizzazione dell'ingresso in esercizio degli investimenti. Viene quindi proposta la definizione di un *WACC* specifico con un rapporto debito/capitale proprio pari a 4 (quindi un gearing di 0.8 invece che 0.44) che farebbe scendere il *WACC* attorno a 3.4-3.5% (al posto dell'attuale 5.4% e al netto delle prossime revisioni previste per il 2019). Questa soluzione consentirebbe il recupero dei costi finanziari per le immobilizzazioni in corso (con l'idea che siano realizzate principalmente attraverso il ricorso a capitale di debito), ma fornendo anche un incentivo alla velocizzazione dei lavori per l'impresa che otterrebbe il *WACC* regolare e più alto al momento dell'entrata in esercizio.

Verrebbe rimodulato anche l'incentivo alla massimizzazione dei contributi pubblici: oggi la maggiorazione del *WACC* viene calcolata includendo nella *RAB* anche i contributi pubblici e privati in conto capitale (esclusi invece dalla remunerazione base), nel nuovo periodo i contributi verrebbero invece inclusi nel calcolo delle tare di ammortamento (rimanendo esclusi dalla *RAB*), ma limitatamente al 2% per 5 anni (per un totale del 10% del contributo ricevuto). In alternativa, l'Autorità propone che i contributi relativi al programma *Connecting Europe Facility* siano integrati ai ricavi tariffari per una quota una tantum pari al 10% del contributo percepito, fino al 5% del valore totale dell'investimento.

Andrebbe invece a favore delle imprese la proposta di mantenere inalterate le modalità di garanzia dei ricavi (che prevedono la garanzia sia rispetto alla rischio sulla prenotazione di capacità sia rispetto al rischio sui volumi trasportati, in questo caso con una franchigia del 4%), ma anticipando le eventuali compensazioni all'anno successivo, rispetto ai due anni previsti attualmente.

Poche invece le novità sul lato dei costi operativi, dove l'unica modifica di rilievo riguarderebbe l'introduzione di un criterio standard per la valutazione del gas non contabilizzato, sulla base del valore medio annuale effettivamente registrato nel corso del periodo 2014 - 2018, con l'esclusione del valore massimo e del valore minimo registrato, aggiornato ogni anno.

LE TARIFFE PER GLI UTILIZZATORI DI RETE

Le novità più tangibili per gli utilizzatori finali verranno tuttavia dalla rimodulazione delle tariffe per l'utilizzo, con novità introdotte in seguito alla pubblicazione del Codice di Rete europeo in materia di tariffe.

Tra le varie opzioni proposte (Newsletter 223) l'orientamento sarebbero quelli elencati di seguito.

- Verrebbe mantenuta la ripartizione tra costi recuperati con tariffe di capacità e costi recuperati con tariffe variabili simili a quella attuale, con una ripartizione 85/15 (attualmente i costi recuperati con tariffe di capacità sono il 90%).
- Verrebbe mantenuta l'impostazione del transitorio, con ripartizione dei costi della rete nazionale 40/60 tra *entry* ed *exit*, includendo nel sistema anche la rete regionale, i cui costi sarebbero però allocati totalmente in *exit*, con una ripartizione totale 28/72.
- Verrebbe confermato il superamento della metodologia *flow based* per il calcolo dei costi ai singoli punti, in favore del criterio della distanza media pesata sulla capacità.
- Confermato, in conseguenza dell'inclusione della rete regionale nel sistema *entry/exit*, anche il superamento dell'allocation della capacità in uscita, con la definizione di un prodotto *bundled* allocato ai punti di riconsegna che include sia la capacità di uscita sia quella di riconsegna: i 7.000 punti di riconsegna sarebbero raggruppati dunque in sei aree di prelievo, riaccorpate a loro volta in un'unica area tariffaria (la tariffa prevista in uscita è di circa 2.54 €/anno/Smc/giorno), anche se rimarrebbe uno sconto del 10% per i punti che si trovano più vicini di 15 Km dalla rete nazionale.
- Infine verrebbe limitato al 50% lo sconto per le tariffe verso gli stoccaggi e non previsto per le tariffe da e per i terminali di rigassificazione del GNL.

Non vengono invece riprese le valutazioni sulle possibili modalità di inclusione nel sistema tariffario della rete sarda (che sarebbe parte della rete nazionale, ma non interconnessa) avviate nel primo documento di consultazione.

L'impatto delle diverse modifiche risulta importante, almeno secondo le stime pubblicate. I costi di *entry* risultano tendenzialmente i più penalizzati, con un riassorbimento in parte delle differenze tra Nord e Sud, dovute soprattutto all'incremento delle tariffe per l'import da Nord, aumento che potrebbe riflettersi nei prezzi al PSV. Interessante anche la prima indicazione per il costo di *entry* dal TAP, fissato a un livello intermedio tra i costi del Nord e quelli del Sud. Risulta fortemente in aumento anche il costo di *entry* dai terminali, fatto che penalizzerà ancora questa fonte già limitata dagli elevati costi di rigassificazione dei terminali italiani rispetto ai *competitor* europei.

L'inclusione delle reti regionali nel perimetro di applicazione della metodologia dei prezzi di riferimento sottende a un'interpretazione letterale del codice TAR e alla relativa definizione di servizio di trasporto. Il superamento dell'allocation della capacità in uscita imporrà agli *shipper* di prenotare capacità in riconsegna (e quindi implicitamente anche in uscita) in base alla punta di consumo attesa per il portafoglio clienti sottostante a ogni singolo punto, laddove oggi, in relazione alla capacità in uscita è possibile ottimizzare prenotando una capacità inferiore alla somma delle singole capacità di riconsegna se si prevede che le punte non siano contemporanee. Questo nuovo assetto potrebbe avere due conseguenze: da un lato potrebbe aumentare il costo in riconsegna per lo *shipper* venendo meno alla possibilità di ottimizzare la capacità in uscita (implicitamente si prenoterà più capacità in uscita), dall'altro aumenteranno i costi per gli *shipper* con portafogli clienti sparsi su molti punti di riconsegna sottesi a un'unica area di prelievo, incentivando la concertazione degli sforzi commerciali sui punti di riconsegna. Tuttavia, il reale impatto sarà da valutare una volta note le penali di supero, tema non affrontato della consultazione. Se infatti le penali venissero ridotte rispetto a quelle attuali (particolarmente elevate) l'impatto della riforma potrebbe essere meno rilevante.

La scheda riassuntiva che segue riporta schematicamente i principi base della regolazione e la loro evoluzione nel tempo a confronto con le ultime proposte per il quinto periodo regolatorio.

TABELLA 1. EVOLUZIONE DEI PRINCIPALI CRITERI REGOLATORI PER IL TRASPORTO GAS

TABELLA 1. EVOLUZIONE DEI PRINCIPALI CRITERI REGOLATIVI PER LE TRASPORTO GAS

PERIODO REGOLATORIO		1	2	3	4		5
	Avvio	1-ott-01	1-ott-05	2010	2014	2018	2020
	Fine	30-set-05	31-dic-09	2013	2017	2019	2023
Tariffa per gli utenti		Entry-exit per rete nazionale (50/50) "A francobollo" per reti regionali				Entry/Exit (40/60)	Rete regionale inclusa in entry/exit (28/72)
RAB							
Metodologia		Costo storico ⁽¹⁾					Se CBA <0 in RAB solo benefici monetari
Asset in costruzione	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
OPEX							
Metodologia		Costi effettivi (anno base)					Costi standardizzati per GNC
X-factor		4.5%	3.50%	0% ⁽²⁾	0% ⁽²⁾		0% ⁽²⁾
Profit sharing				SI	SI		SI
GARANZIE E INCENTIVI							
Compensazione ricavi		SI ⁽³⁾	SI ⁽³⁾	SI ⁽³⁾	Capacità: su 4 anni (t + 2, t + 6). Volumi: in t + 1 se > 4%		Capacità: in t + 1
WACC+ per nuovi investimenti		⁽⁵⁾	1% - 3%	1% - 3%	1% (12 anni) ⁽⁴⁾		1% (10 anni, solo 2020-2021) ⁽⁴⁾
Incentivi su nuovi investimenti		-	-	WACC+ su immobilizzazioni in corso ⁽⁶⁾	WACC+ su contributi pubblici e privati ⁽⁷⁾		WACC ridotto per asset in costruzione, possibilità di ammortizzare il 10% dei contributi pubblici
Regulatory lag					Aumento WACC 1% ⁽⁸⁾		

⁽¹⁾ Dal 2004: solo investimenti inclusi nel piano di sviluppo

⁽²⁾ Quota di profit sharing specifica per azienda.

⁽³⁾ Le entrate di capacità mancanti sono compensate con l'aumento delle tariffe in t+2

⁽⁴⁾ Solo se CBA > 1.5

⁽⁵⁾ Incentivi per lo sviluppo di nuove capacità presenti, come entrate aggiuntive

⁽⁶⁾ Applicato agli investimenti effettuati durante il periodo transitorio 2012-2013.

⁽⁷⁾ I contributi pubblici e privati, compresi quelli provenienti dai fondi europei per le infrastrutture, sono esclusi dalla RAB ma inclusi nel

⁽⁸⁾ Nuovi investimenti 2013-2016

Fonte: elaborazioni REF-E

TERMINALI DI LIQUEFAZIONE DEL GNL: VERSO UNA NUOVA STAGIONE?

La spinta ricevuta dal mercato del GNL negli ultimi due anni, con una forte crescita della domanda e il ritorno delle quotazioni del prodotto su livelli molto attrattivi per i venditori, stenta a mostrare effetti rilevanti sulle dinamiche di approvazione di nuovi progetti. Un nuovo ciclo di investimenti sembra necessario per soddisfare la crescita attesa della domanda, ma sono numerosi i fattori di incertezza. Le decisioni prese, o non prese, dagli investitori evidenziano alcuni fattori determinanti per raggiungere la FID. Le garanzie richieste dai finanziatori si scontrano con le nuove esigenze espresse dalla domanda, coi compratori sempre più orientati verso la stipula di contratti altamente flessibili e di ridotta durata temporale. D'altra parte anche la Cina, a oggi il principale propulsore della domanda, potrebbe trovare presto altre vie di approvvigionamento rispetto al GNL. In ogni caso la tensione attuale di mercato permarrà almeno fino al 2020.

CAMBIA LO SCENARIO

Le prospettive del mercato del GNL hanno subito, nel giro di pochi anni, numerose inversioni di tendenza. A fronte del ciclo di investimenti che si è aperto dal 2010 a seguito della crescita della domanda, della crescita dell'offerta di *shale* gas statunitense e della diffusione di tecnologie di liquefazione *off-shore* con tempi e costi di realizzazione sensibilmente inferiori rispetto al passato, si sono diffuse, nel periodo 2014-2016, caratterizzate da bassi prezzi delle *commodity*, proiezioni di eccesso di offerta e timori di una futura "bolla del GNL" che avrebbe spinto in basso i prezzi del gas liquefatto e conseguentemente del gas naturale scambiato via *pipelines*.

Tuttavia, negli ultimi due anni la situazione sembra essersi ribaltata. Infatti, se da un lato il tasso di nuovi investimenti e FID è bruscamente diminuito, dall'altro la domanda di GNL mondiale è aumentata in maniera superiore e più veloce rispetto alle aspettative: nel 2018 la crescita degli scambi mondiali di GNL potrebbe superare il 5%, dopo una crescita largamente inattesa del 13% nel 2017.

La crescita recente, guidata in particolare dalla Cina (**Figura 1**), sarà con tutta probabilità confermata nei prossimi anni. Lo scenario più ottimistico lascia prevedere che la domanda possa superare i 500 Gmc attorno al 2022, contro un livello di 396 Gmc del 2017.

L'ANDAMENTO DELLA CAPACITÀ DI LIQUEFAZIONE

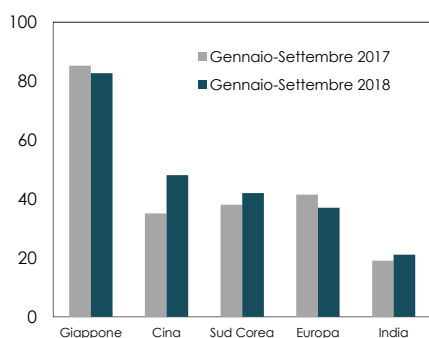
Nel 2017 la capacità di liquefazione nominale attiva su scala globale ha oltrepassato quota 490 Gmc grazie all'ingresso sul mercato di circa 45 Gmc provenienti da Australia (Gorgon T3, Australia Pacific T2, Wheatstone T1), Malesia (Bintulu T9, FSRG Satu), Russia (Yamal T1) e Stati Uniti (Sabine Pass T3 e T4).

Nel 2018 è previsto un ulteriore aumento: oltre agli impianti australiani (Wheatstone T2, Ichthys T1 e Prelude), russi (Yamal T2), americani (Cove Point) e africani (Cameroon FLNG) già entrati in funzione fino a questo momento, è previsto l'avvio del progetto Coral in Mozambico e l'entrata in funzione del primo train presso l'impianto statunitense di Elba Island (Georgia), per un aumento di capacità nominale globale pari a 38 Gmc che provocherà il sorpasso della soglia dei 500 Gmc.

Questa ondata di nuovi ingressi è risultato quasi esclusivamente delle decisioni di investimento prese alcuni anni fa, prima che si iniziasse a parlare di una possibile bolla. Negli ultimi anni, le indicazioni che provengono dal mercato, nonostante lo scenario tendenzialmente *bullish*, continuano a segnalare una certa prudenza, seppur con alcune eccezioni.

L'anno scorso, con lo slittamento della decisione finale d'investimento riguardante l'unità di produzione flottante Fortuna (progetto, ora definitivamente abbandonato, che avrebbe dovuto essere sviluppato nelle acque della Guinea Equatoriale), solo un nuovo progetto ha ottenuto il definitivo via libera dagli investitori: si tratta dell'unità galleggiante Coral (4.6 Gmc/anno), promosso da Eni nell'area del Canale del

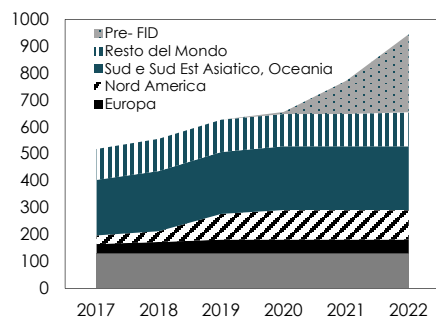
FIGURA 1. IMPORTAZIONI DI GNL PER AREA (Gmc)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

TAG
LNG, natural gas

FIGURA 2. EVOLUZIONE PROSPETTICA DELLA CAPACITÀ DI LIQUEFAZIONE MONDIALE (Gmc)



Fonte: elaborazioni REF-E

TABELLA 1. PROGETTI DI LIQUEFAZIONE (Gmc)

Paese	Online	Approvati	Pre-FID
Stati Uniti	31	66	264
Qatar	104	0	42
Australia	112	6	27
Canada	0	28	76
Russia	29	8	49
Altri	241	12	91
Totale	517	121	548

Dati aggiornati a settembre 2018

Fonte: elaborazioni REF-E

Mozambico, che entrerà in funzione in tempi record entro il 2018¹. Tra gennaio e settembre di quest'anno, invece, due nuove infrastrutture di liquefazione sono state sanzionate: si tratta del terzo liquefattore presso l'impianto texano di Corpus Christi (6.4 Gmc/anno), che vedrà i primi due *trains* (12.8 Gmc/anno) entrare già in funzione nel 2019 insieme ad altri impianti statunitensi facenti parte della cosiddetta prima ondata di progetti; e dei primi due *trains* (17.6 Gmc/anno) legati al progetto Canada LNG (sponsorizzato da Royal Dutch Shell nella provincia della Columbia Britannica), che sarà operativo nel 2024 e si configura come il primo grande progetto di esportazione approvato in territorio canadese².

La crescita attesa, in base ai progetti di liquefazione approvati finora (Figura 2), è concentrata in Nord America e in Russia e dovrebbe condurre la capacità nominale di liquefazione a raggiungere i 640 Gmc entro il 2022: una crescita importante ma che porterebbe, in relazione al livello di domanda previsto, il tasso di utilizzo degli impianti almeno all'80-81%.

Tenendo conto che per via di manutenzioni e altri fattori (come la disponibilità delle navi cargo, risorse che stanno diventando sempre più scarse per via di un parco navi che si avvia verso un significativo ricambio generazionale) l'utilizzo degli impianti di produzione permette, solo in alcuni casi, il pieno sfruttamento della capacità nominale, ciò significa che, allo stato attuale dell'evoluzione della capacità di offerta, il mercato rischierebbe di trovarsi eccessivamente teso, se non addirittura sbilanciato lato domanda a partire dal biennio 2022-2023. Inoltre, se consideriamo che la crescita della domanda cinese potrebbe essere concentrata nei prossimi 1-2 anni rilassandosi poi successivamente, mentre la crescita dell'offerta è concentrata dopo il 2020, la situazione di scarsità potrebbe persino verificarsi prima.

Questo scenario si modifica parzialmente assumendo che alcuni dei progetti attualmente in pre-FID vengano approvati. La grande maggioranza di questi progetti si trova negli Stati Uniti (circa 260 Gmc potenziali nel complesso) e riguarda sia i progetti residui della prima generazione, sia schemi appartenenti alla cosiddetta seconda ondata. Oltre 60 Gmc ulteriori si trovano invece in Australia e Russia (dove i giganti Gazprom e Novatek sono intenzionati a concentrare risorse economiche per sfruttare le ampie risorse situate nell'entroterra siberiano), mentre altri potenziali 80 Gmc circa potrebbero essere sviluppati tra Qatar (con l'espansione produttiva del campo North Field che dovrebbe essere ufficializzata nel 2019) e Canada (Tabella 1).

QUALI DRIVER INCIDONO SULL'APPROVAZIONE DI NUOVI INVESTIMENTI?

I fattori chiave per l'approvazione dei progetti di liquefazione sono tre, strettamente collegati: il primo riguarda la fornitura di adeguate garanzie ai finanziatori, il secondo è relativo alla capacità di assicurarsi preventivamente una quota di domanda e il terzo è afferente alla capacità di stimare correttamente e mantenere sotto controllo i costi progettuali.

I costi, grazie al progredire delle tecnologie, sono calati di circa il 38% dalla prima metà degli anni 2010 a oggi (da una media di 1,574 \$/ton/anno a una di 975 \$/ton/anno per i progetti più recenti). Tuttavia, poiché l'investimento necessario rimane nell'ordine dei miliardi di dollari/euro, i progetti vengono portati avanti normalmente grazie al supporto delle istituzioni finanziarie, che, prima di concedere i prestiti, sono solite chiedere come garanzia la prova che una porzione non indifferente della capacità di liquefazione sia già destinata a uno o più compratori per un ampio periodo temporale (cercando così di minimizzare la capacità e i ritorni da esporre ai rischi del mercato *spot*). Il vincolo posto dai finanziatori va però sempre più scontrandosi con quelle che sono le nuove esigenze espresse dalla domanda, coi compratori sempre più orientati verso la stipula di contratti altamente flessibili e di ridotta durata temporale per non doversi vincolare a condizioni di compra-vendita che potrebbero rivelarsi svantaggiose in un secondo momento.

¹ La velocità dell'entrata in funzione dell'infrastruttura produttiva, la cui FID è stata raggiunta solo un anno fa, deriva dalle caratteristiche dell'impianto, che non è sviluppato come una grande infrastruttura su terra ferma ma è formato da un'unità galleggiante, o FSLU (dall'inglese *Floating Storage and Liquefaction Unit*), composta da una o più navi metaniere appositamente modificate e che garantisce un livello di produzione più contenuto a fronte, però, di minori investimenti in capitale e una maggiore velocità di realizzazione.

² In Canada, l'abbandono e il fermo di molti progetti di esportazione è stato, ed è tuttora, condizionato in maniera determinante da fattori interni al paese, legati a politiche ambientaliste e alla difficoltà del far accettare la realizzazione dei progetti ai cittadini. Nel corso dell'ultimo anno, le istituzioni hanno però manifestato una crescente intenzione di monetizzare le risorse energetiche del paese e per farlo intendono favorire gli iter autorizzativi per i progetti ancora in fase di valutazione.

La mancanza di garanzie tali da permettere l'ottenimento di un adeguato supporto finanziario è il principale motivo per cui molti progetti si sono arenati o bloccati negli ultimi anni. Questo è vero soprattutto negli Stati Uniti, dove i progetti della prima ondata (in cui il modello di *business* prevalente era il cosiddetto *tolling agreement*³) hanno faticato a trovare *offtakers* in Europa e Asia in un periodo di domanda stagnante, mentre i progetti della seconda ondata stentano ora a prendere il largo anche per via delle ridotte possibilità economiche manifestate dalle società proponenti, in larga parte nate specificatamente per inseguire un'opportunità di mercato senza avere esperienza pregressa all'interno del settore.

Il progetto Canada LNG rappresenta un'eccezione rispetto ai modelli di business concretizzatisi più di recente. Il progetto sarà infatti completamente finanziato attraverso il capitale proprio degli azionisti, senza alcun aiuto da parte di istituzioni finanziarie esterne. Questo è stato possibile in parte grazie all'esperienza e alla disponibilità economica di Shell, che è in grado di sostenere autonomamente investimenti importanti, ma anche per il fatto che il progetto prevede il coinvolgimento diretto e immediato a livello di *equity* di quelli che saranno anche i principali *offtakers* (Kogas, Mitsubishi e PetroChina) del gas liquefatto in uscita dall'impianto. In questo modo, lo sponsor del progetto ha potuto garantire sia il capitale necessario alla sua realizzazione sia una percentuale sicura di ricavi derivanti dall'assegnazione preventiva di una quota della capacità produttiva alla clientela.

Per le condizioni del mercato dunque, il raggiungimento di una decisione finale dipende dalla possibilità di trovare un punto d'incontro tra le esigenze finanziarie e quelle del mercato (flessibilità, contratti di breve periodo).

LA CINA DEFINISCE LO SCENARIO DI MERCATO

La Cina è il paese con il più alto consumo energetico al mondo, e sta investendo nel tentativo di aumentare la quota di fonti rinnovabili o a basso impatto ambientale all'interno del proprio *energy mix*, nell'ambito di un piano governativo mirato a migliorare la qualità dell'aria nelle zone più industrializzate e densamente popolate del paese, che figurano tra le più inquinate al mondo. Questo ha condotto a una serie di misure volte a incentivare l'utilizzo del gas naturale per la produzione di energia all'interno del comparto termoelettrico nazionale e per fini di riscaldamento in sostituzione del carbon fossile e di altre fonti energetiche inquinanti.

Unitamente alle politiche di *switching*, l'inverno 2017 particolarmente rigido ha contribuito a far impennare i consumi di gas per fini di riscaldamento. La combinazione di questi fattori ha prodotto un aumento di quasi il 15% della domanda totale interna di gas naturale (che nel 2017 ha così oltrepassato i 238 Gmc). Questo incremento è stato assorbito in larga misura dal forte aumento delle importazioni di GNL messo principalmente in atto dalle tre grandi compagnie operanti nel settore oil & gas controllate dallo Stato (CNPC⁴, CNOOC⁵ e Sinopec), che ha contribuito per il 40% sull'aumento delle importazioni complessive di gas naturale cinesi, raggiungendo una quota di circa il 22% del consumo totale (mentre il gas importato via pipeline si è attestato a una quota del 17% circa).

Nei primi tre trimestri del 2018 la richiesta di GNL cinese ha continuato ad aumentare: con circa 48 Gmc importati tra gennaio e settembre, il tasso di crescita, con riferimento ai primi nove mesi dell'anno, mostra una variazione positiva del 37%.

Se lo stesso ritmo di crescita registrato finora dovesse essere mantenuto da qui a fine anno, la domanda cinese di GNL arriverebbe a oltrepassare i 72 Gmc, un livello molto superiore al tetto previsto a inizio anno. In altre parole, la domanda di gas liquefatto del paese potrebbe dirsi raddoppiata nel giro di soli due anni. E se l'inverno dovesse dimostrarsi più rigido del previsto, il valore a consuntivo potrebbe rivelarsi ancora maggiore. A questi livelli, il tasso di utilizzo delle infrastrutture di rigassificazione potrebbe aumentare pericolosamente fino a oltre il 90% nei prossimi anni, motivo per

³ In ambito energetico si intende l'accordo tra un *toller* (compratore) che fornisce generalmente a una società terza una fonte di energia primaria da convertire in una forma di energia derivata per conto proprio pagando una quota (*toll*) definita a priori. Con riferimento al finanziamento dei progetti di liquefazione, il *toller* è un proprietario di gas naturale che vuole trasformare il gas allo stato gassoso in GNL per poterlo trasportare e stoccare. In questo modo il proprietario dell'infrastruttura di liquefazione non ha nessuna responsabilità circa l'approvvigionamento della materia prima (scaricando così il rischio di mercato legato alla volatilità dei prezzi e all'acquisto del gas da liquefare), che gli viene recapitata direttamente dal toller, e rimane responsabile del solo processo di trasformazione.

⁴ China National Petroleum Corporation.

⁵ China National Offshore Oil Corporation.

TABELLA 2. LISTA DEGLI IMPIANTI DI RIGASSIFICAZIONE IN CINA

Impianto	Inizio attività	Capacità (Gmc/a)	Stato
Guangdong Dapeng	2006	9.2	Attivo
Fujian LNG	2008	6.8	Attivo
Shanghai	2009	4.1	Attivo
Dalian	2011	7.8	Attivo
Rudong	2011	8.4	Attivo
Ningbo	2012	4.1	Attivo
Dongguan Jovo	2013	1.4	Attivo
Gaolan	2013	4.9	Attivo
Caofeidian	2014	4.7	Attivo
Hainan	2014	4.1	Attivo
Qingdao	2014	4.1	Attivo
Beihai	2016	4.1	Attivo
Qidong	2017	0.8	Attivo
Yuedong	2017	2.7	Attivo
Diefu	2018	5.4	Attivo
Tianjin Sinopec	2018	4.1	Attivo
Zhoushan	2018	4.1	Attivo
Chaozhou	2018	4.1	In costruzione
Tianjin CNOOC	2018	4.7	In costruzione
Guangdong Shenzhen LNG	2021	4.1	In costruzione
Fujian Zhangzhou	2022	4.1	In costruzione
Guangdong Yangjiang	2023	2.7	In costruzione
Ganyu	2020	4.1	PreFID

Dati aggiornati a settembre 2018

Fonte: elaborazioni REF-E

cui potrebbe essere necessario per lo Stato approvare velocemente la realizzazione di nuovi terminali oltre a quelli attualmente in costruzione

QUALI FATTORI POSSONO INFLUENZARE LA DOMANDA DI GNL CINESE?

Con l'entrata in funzione di tutti i nuovi terminali di rigassificazione previsti nel 2018, la capacità nominale installata nel paese arriverà appena al di sotto dei 90 Gmc (22 Gmc in più rispetto al 2017), il che comporterebbe un aumento del tasso di utilizzo delle infrastrutture rispetto al dato, già significativo, consuntivato nel 2017 (79%), sia nel caso in cui si manifestasse realmente una domanda di 72 Gmc, sia, ovviamente, nel caso in cui questa dovesse dimostrarsi superiore.

Al momento attuale, considerando i soli progetti in fase di realizzazione (Tabella 2), per la capacità di rigassificazione cinese è prevista una crescita piuttosto modesta tra il 2019 e il 2023 (circa 15 Gmc in totale, raggiungendo i 104 Gmc). Sono in fase di discussione numerosi progetti, per lo più di piccola taglia (2-3 Gmc) ed equivalenti a una capacità complessiva compresa tra i 25 Gmc e i 40 Gmc tra espansioni e nuovi terminali, ancora però in attesa di ricevere l'approvazione da parte delle istituzioni. Benché da un lato la forte crescita dei consumi registrata negli ultimi anni, spinta dalle politiche anti-inquinamento, giochi a favore della realizzazione di nuova capacità di rigassificazione, dall'altro esistono dei fattori che spingono nella direzione opposta:

- tra il 2020 e il 2021 entreranno in funzione i gasdotti con la Russia, legati a contratti di lungo periodo che prevedono la fornitura di oltre 60 Gmc/anno
- il monito del presidente Jinping, che ha ordinato un contenimento delle importazioni di gas metano al fine di concentrare gli sforzi sullo sviluppo della capacità produttiva nazionale (la Cina vanta riserve stimate di *shale gas* e idrocarburi convenzionali per oltre 30 trilioni di metri cubi), per cui le stime della CNPC prevedono il raggiungimento di un *output* di 300 Gmc/anno nel 2035 a un tasso medio di crescita del 2.8%
- la guerra dei dazi tra Pechino e Washington, che ha colpito anche il settore del GNL, rendendo più costoso il gas liquefatto statunitense per i compratori cinesi.

In corrispondenza di una domanda che aumenta a ritmo sostenuto, almeno nei prossimi anni, le alternative per soddisfare i consumi al di là di continuare a importare volumi considerevoli di gas liquefatto potrebbero però mancare. È probabile, dunque, che nuovi progetti di rigassificazione vengano sanzionati nei prossimi anni (per entrare in funzione al più presto tra il 2020 e il 2021), ma quanti e quali dipenderà da come il paese riuscirà a trovare un equilibrio tra le varie fonti di approvvigionamento a sua disposizione (gasdotti, GNL e produzione interna).

Il fatto che non ci sia verosimilmente spazio per tutti i progetti e la necessità di sviluppare rapidamente nuove infrastrutture in quelle zone del paese dove ce n'è maggiormente il bisogno⁶, potrebbe poi addirittura innescare una corsa all'approvazione che a sua volta accelererebbe il processo di realizzazione di nuova capacità d'importazione nei primi anni del prossimo decennio.

Lo scenario più probabile evidenzia dunque una continuazione della crescita della domanda di GNL fino alla fine del 2019 (quando i volumi importati ammontano a oltre 85 Gmc), periodo oltre il quale è previsto che le importazioni si stabilizzino.

⁶ La maggior parte del gas naturale utilizzato in Cina viene infatti consumato durante la stagione invernale nel nord-est del paese, ma le principali strutture di rigassificazione sono situate nel sud del paese e la mancanza di un'infrastruttura di trasporto adeguata a supportare il significativo e improvviso aumento della richiesta registrato durante l'inverno scorso ha costretto il paese a ripiegare sull'utilizzo di grossi quantitativi di carbone e a chiudere forzatamente alcune aziende per garantire la fornitura a scuole, case e ospedali in momenti particolarmente critici.

GARE GAS

MONITORAGGIO GARE GAS

TEE: LE NUOVE MODALITÀ DI CALCOLO DEL CONTRIBUTO TARIFFARIO

Il metodo per il calcolo del contributo tariffario a copertura dei costi sostenuti dai soggetti obbligati, che troverà applicazione nel periodo 2018-2020 ([Delibera 487/2018/R/efr](#)) si distingue da quello finora adottato ([Delibera 435/2017/R/efr](#)) in molteplici aspetti. In particolare, il contributo tariffario unitario è il minimo tra il *cap* (250 €/TEE) e il prezzo medio ponderato dei titoli scambiati sul mercato e tramite transazioni bilaterali. Per far sì che il contributo definitivo riconosciuto ai soggetti obbligati rispecchi maggiormente i valori di mercato dei titoli sono state considerate tutte le transazioni *spot* senza imporre una selezione e, nonostante l'avversione espressa dagli operatori, delle contrattazioni bilaterali. Sono, tuttavia, stati apportati correttivi per limitare la volatilità dei prezzi, ovvero un *cap* massimo per il contributo definitivo e l'inclusione solo delle transazioni bilaterali che rispettino particolari criteri.

Le principali novità introdotte dal nuovo metodo sono le seguenti:

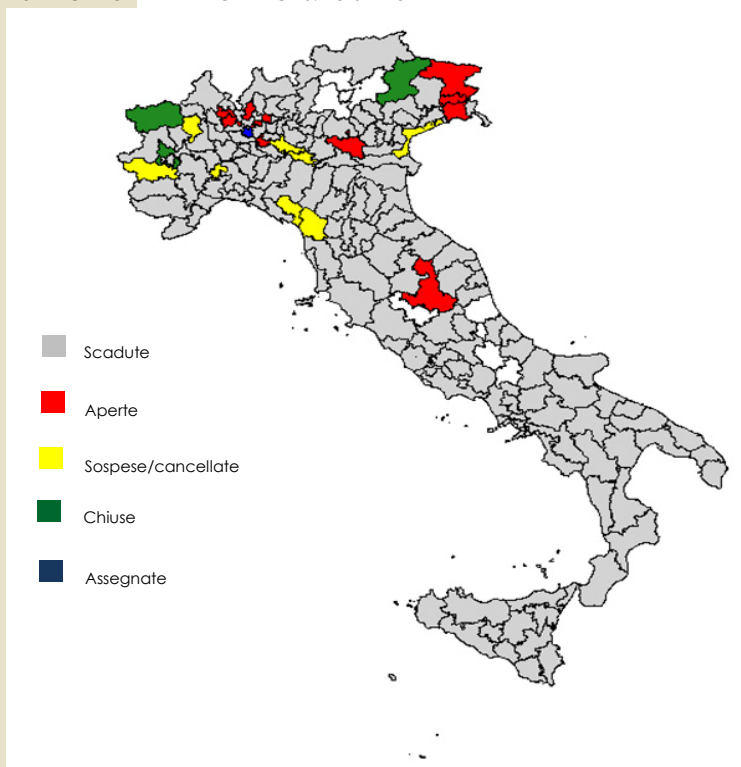
- il superamento della definizione del contributo di riferimento
- l'esclusione dal calcolo dei parametri adimensionali *g*, *b*, *k* che limitavano il rischio in capo agli operatori, in quanto avevano la funzione di correggere il valore del contributo definitivo in ragione delle deviazioni dei prezzi di mercato dal valore del contributo di riferimento
- la fissazione di un *cap* al contributo tariffario, definito pari a 250 €/TEE in recepimento delle indicazioni del Decreto Interministeriale del 11 maggio 2018
- la contabilizzazione dei prezzi di tutte le transazioni di mercato anche di quelle i cui prezzi registrati siano molto diversi dalla media. Ciò risulta dal superamento della selezione delle transazioni di mercato per la determinazione del prezzo di riferimento rilevante
- l'introduzione nella formula per il contributo tariffario dei prezzi medi degli scambi dei TEE avvenuti tramite contratti bilaterali, e non solo dei volumi di questi, come previsto fino a ora
- il prezzo medio dei bilaterali è calcolato escludendo:
 - le transazioni con prezzi superiori a 250 €/TEE
 - le transazioni con prezzi che non deviano più del 20% dalla media (a sua volta già deputata con lo stesso criterio) del precedente mese.

Dato che la delibera 487/2018 è divenuta effettiva da fine settembre, ovvero nel corso dell'anno d'obbligo 2018, il contributo definitivo sarà la media ponderata del contributo calcolato con il vecchio metodo per le transazioni effettuate tra giugno e settembre e con il nuovo per le transazioni avvenute da ottobre in poi, ammesso che non superi il *cap* di 250 €/TEE. A oggi il contributo definitivo 2018 sarebbe pari al *cap* tariffario. Il prezzo medio delle contrattazioni di mercato è pari a 256 €/TEE: ciò implica che, dati i valori attuali, i soggetti obbligati affronterebbero una perdita media di 6 €/TEE per ogni TEE acquistato.

M&A

Acea, *multi-utility* romana, ha raggiunto un accordo con Alma Cis e Mediterranea Energia per l'acquisizione di una quota di maggioranza assoluta (51% delle azioni) di Pescara Distribuzione Gas, titolare della concessione nel Comune di Pescara dove serve circa 62 mila PdR con un totale di 325 km di rete. Il rimanente 49% delle azioni rimarrà in capo alla compagnia venditrice. Il *closing* è previsto a fine anno e l'*enterprise value* concordato per il 100% delle azioni è di 17 milioni di euro. L'ATEM di Pescara ospita 46 Comuni, tra cui l'omonimo capoluogo abruzzese, circa 152 mila PdR, serviti con una rete di circa 1,750 km. Il valore totale della *RAB* è stimato pari a 90 milioni di euro. Pescara distribuzione Gas controlla la

PUBBLICAZIONE BANDI GARE GAS: LO STATO DELL'ARTE



maggior quota di mercato con oltre il 40% dei PdR nell'ATEM. Seguono Italgas e 2i Rete Gas con il 39% e 10%.

Le prossime settimane saranno decisive per la riorganizzazione di Ascopiave, attiva nei settori di distribuzione gas e vendita di energia elettrica e gas. È, infatti attesa della sentenza del CdS del prossimo 8 novembre che potrebbe confermare la precedente decisione del TAR e obbligare Ascopiave a cedere il *business* della vendita di gas. Tale esito e la conseguente focalizzazione del gruppo sull'attività di distribuzione gas favorirebbe diversi scenari di M&A con altri operatori.

([Newsletter 224](#)).

Ireti SpA, società del gruppo Iren SpA, si è aggiudicata per di poco meno di 4.1 milioni la gara per la rete di distribuzione del gas nel Comune di Busseto. Busseto Servizi Srl serve oltre 3,100 punti di riconsegna per 14 milioni di metri cubi distribuiti. L'ATEM di Parma, ospita 61 Comuni, per circa 213 mila PdR, una rete di 3,065 km e un valore totale di *RAB* stimato pari a 148 milioni di euro. Ireti SpA è l'operatore principale nell'ATEM, detiene il 76% dei PdR e il 76% della *RAB*.

BANDI DI GARA

Il termine di presentazione delle offerte alla gara per l'ATEM **Monza e Brianza 1** è stato posticipato nuovamente di circa sei mesi, ovvero al 30 aprile 2019. Il Comune di Monza, in qualità di stazione appaltante, ha chiarito tramite comunicato stampa le motivazioni del rinvio che sono legate ai tempi di risposta dell'ARERA riguardo la valutazione dello scostamento tra VIR e RAB. In ragione di ciò, è stata rinviata anche la data indicativa per l'affidamento di primo impianto, che slitta dal 31 ottobre 2019 al 30 aprile 2020. L'ATEM comprende 20 Comuni e ospita circa 122 mila PdR, una rete di circa 890 km. La *RAB* totale stimata è di circa 64 milioni di euro. Il gruppo facente capo ad A2A controlla la maggiore quota di mercato, pari a oltre il 45% dei PdR nell'ATEM. Italgas è il secondo operatore con una quota rilevante del circa 29% e 2i Rete Gas il terzo, con circa il 12% ([Newsletter 220](#)).

Alla luce delle osservazioni sul bando per l'ATEM **Udine 2** che ARERA ha formulato con la propria delibera di luglio ([399/2018/R/gas](#), pubblicata il 12 ottobre), il Comune di Udine, stazione appaltante, ha modificato diversi parametri economici del bando stesso e prorogato il termine di presentazione delle domande di partecipazione alla gara, spostandolo dal 20 dicembre 2018 al 07 febbraio 2019. I parametri modificati riguardano le garanzie finanziarie e di capacità professionali richieste per la partecipazione alla gara. Non è, invece, stata rinviata la data indicativa per l'affidamento di primo impianto, che resta fissata per il 1 gennaio 2020. L'ATEM Udine 2 comprende 18 Comuni, ospita circa 91 mila PdR, una rete di 1,191 km, e una *RAB* totale stimata di 43 milioni di euro. Hera SpA controlla la maggior quota di mercato con oltre il 93% dei PdR nell'ATEM. Seguono Acsm-Agam SpA (gruppo A2A) con il 4.6% e 2i Rete Gas con il 2% ([Newsletter 222](#)).

Il 15 ottobre il Comune di Aosta, in qualità di stazione appaltante dell'ATEM **Valle d'Aosta**, ha aperto le buste contenenti le offerte pervenute. Gli operatori che hanno presentato un'offerta sono stati Italgas, che detiene il 100% degli *asset*, Energie Des Alpes e Megareti. Tuttavia, Energie Des Alpes ha presentato appello al TAR contestando la validità della gara. Si è ad oggi in attesa dell'udienza di merito, fissata per il 14 novembre 2018 ([Newsletter 220](#)).

Il TAR della Regione Calabria ha respinto il ricorso presentato dal Comune di Cosenza contro la nuova nomina del commissario ad acta per l'ATEM **Cosenza 1**, rigettandone entrambe le motivazioni. Queste riguardavano il rispetto delle tempistiche per la nuova nomina e il potere di sostituzione del commissario da parte della Regione. La Regione Calabria è stata la prima a procedere al commissariamento del procedimento per le gare d'ambito al fine di velocizzarne lo svolgimento. La recente sentenza del TAR lascia presagire la ripresa del procedimento in tempi brevi ([Newsletter 224](#)).

Il termine di presentazione delle offerte alla gara per l'ATEM **Como 1** è stato rinviato dal 7 novembre 2018 al 30 aprile 2019. La stazione appaltante, la Provincia di Como, ha chiarito che la proroga è dovuta a una sovrapposizione dei termini di risposta dell'ARERA in merito agli scostamenti *VIR/RAB*, e a quelli di spedizione degli inviti a presentare un'offerta. L'ATEM Como 1 comprende 52 Comuni e ospita circa 106 mila PdR, con una rete di 1,371 km e una *RAB* totale stimata di circa 76 milioni di euro. Il gruppo che controlla la maggior quota di mercato è A2A SpA con oltre il 48% dei PdR nell'ATEM. Seguono 2i Rete Gas SpA con il 19% e Condotte Nord SpA con il 13%.

ARERA ha ricevuto la documentazione relativa alla gara per l'ATEM **Modena 1**. Tale invio segnala l'inizio del processo per la gara d'ambito e lascerebbe presagire l'apertura della gara stessa a breve. Tuttavia, l'Autorità ha subito richiesto integrazioni della documentazione inviata e ne ha differito l'analisi. L'ATEM Modena 1 comprende 25 Comuni, circa 230 mila PdR e una rete di oltre 3 mila km, per una *RAB* stimata di 150 milioni di euro. Il gruppo Hera SpA, tramite la propria controllata INRETE Distribuzione Energia SpA, serve oltre il 50% dei PdR. AIMAG SpA controlla quasi la totalità del resto del mercato, con circa il 47% del totale. Il terzo e ultimo operatore è 2i Rete Gas che serve circa il 5% dei PdR nell'ATEM.

VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

GARE ASSEGNATE							
INFORMAZIONI GENERALI							
Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	Pubblicazione	Scadenza offerte	Concessionario (Gruppo)	Numero offerenti	Punteggio offerta vincente
1	MILANO 1	631/2015/R/gas	23/12/2015	16/01/2017	A2A S.p.A.	2	98.12

GARE CHIUSE							
INFORMAZIONI GENERALI							
Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Numero offerenti	
1	TORINO 2	687/2016/R/gas	59/2016/R/gas	29/12/2015	28/06/2017	1	
2	BELLUNO	455/2016/R/gas	26/2016/R/gas	27/12/2016	01/09/2017	4	
3	VALLE D'AOSTA	906/2017/R/gas		28/03/2018	01/10/2018	3	

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

MANIFESTAZIONI D'INTERESSE IN SCADENZA											
INFORMAZIONI GENERALI							VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Deadline	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
1	VARESE 2	NO		11/09/2015	30/11/2018	MEDIA	●	●	●	●	●
2	BERGAMO 3	NO		03/08/2018	30/11/2018	MEDIA	●	●	●	●	●
3	VARESE 3	NO		12/07/2017	31/03/2019	MEDIA	●	●	●	●	●
4	MONZA E BRIANZA I	NO		29/12/2015	30/04/2019	ALTA	●	●	●	●	●
5	COMO 1	NO		08/08/2018	30/04/2019	MEDIA	●	●	●	●	●
6	VERONA 2	in corso		30/12/2016	30/06/2019	BASSA	●	●	●	●	●
7	LODI 1	NO		30/12/2015	30/09/2019	MEDIA	●	●	●	●	●

GARE IN SCADENZA											
INFORMAZIONI GENERALI							VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Deadline	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
1	UDINE 2	399/2018/R/gas	880/2017/R/gas	04/11/2015	07/02/2019	MEDIA	●	●	●	●	●

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

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

Aggiornata al 24/10/2018

Grado potenziale concorrenzialità*: ● ALTO ● MEDIO ● BASSO

NOTA METODOLOGICA

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

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

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

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

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

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

Post Letta: rileva la presenza di enclava 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	242 177	239 540	1.1%
Produzione netta	209 930	214 169	-2.0%
- Termoelettrico	135 280	145 608	-7.1%
- Rinnovabili**	74 650	68 561	16.6%
Saldo estero	33 930	28 147	20.5%

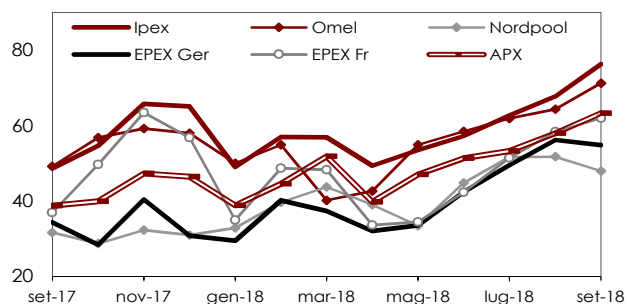
*Fino a Settembre ** Idroelettrico, Geotermoelettrico, Eolico e Fotovoltaico
Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

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

	AS 2018	AS 2017	Var. %	AT 2018	AT 2017	Var. %
Industriale	11.9	11.7	1.9%	1.1	1.2	-8.8%
Termoelettrico	19.4	20.2	-4.2%	1.8	2.0	-5.7%
Distribuzione	23.9	22.9	4.4%	1.3	1.5	-12.2%
Altro	1.3	1.2	6.0%	0.1	0.1	-13.9%
Totale	56.5	56.0	0.8%	4.3	4.7	-8.7%

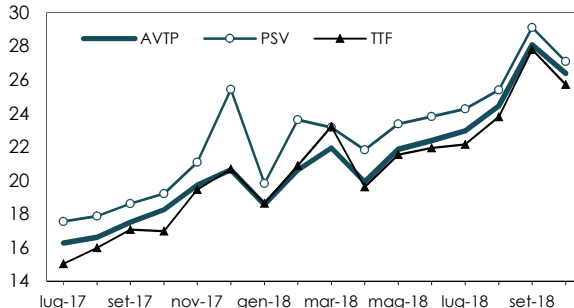
Valori cumulati al 29/10/2018
Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

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



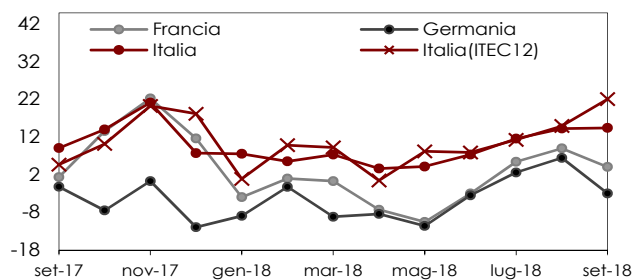
Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 21/10/2018
Fonte: Borse Europee

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



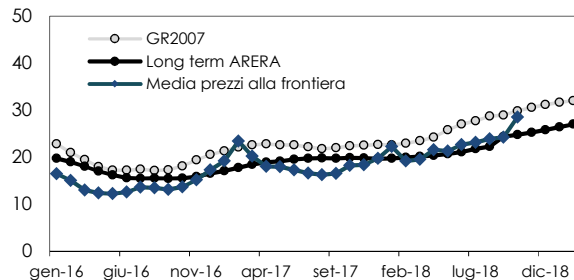
Medie mensili. Ultimo dato al 29/10/2018
Fonte: elaborazione REF-E su dati Thomson Reuters

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



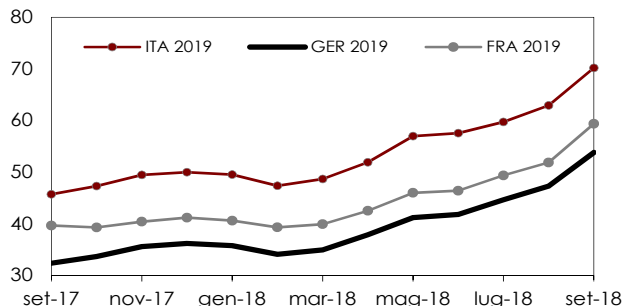
Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili
Ultimo dato al 24/10/2018
Fonte: elaborazioni REF-E

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



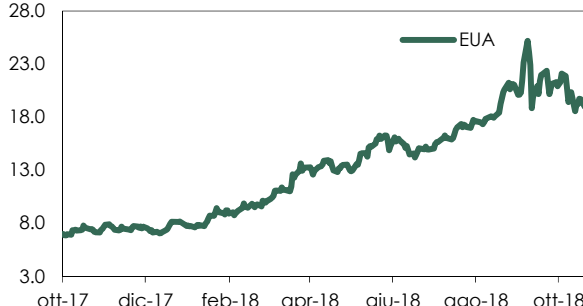
Confronto al PSV. Long term ARERA: PTOF 649/2016/R/gas
Fonte: elaborazioni REF-E su WGI, Thomson Reuters e ARERA
forward al 27/10/2018

ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 24/10/2018
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2
(€/tCO2 eq.)

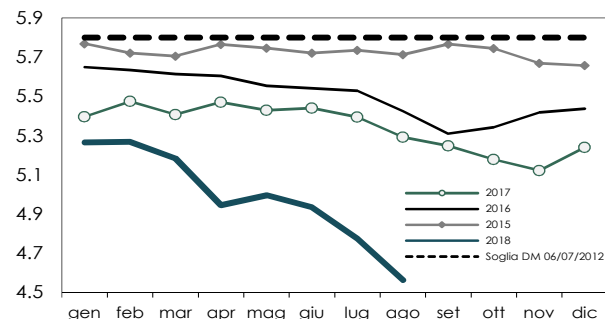


Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 24/10/2018
Fonte: Reuters su EEX

DATI SETTORI INCENTIVATI E REGOLATI

CONTATORE GSE RINOVABILI

Costo cumulato annuo (miliardi di euro)

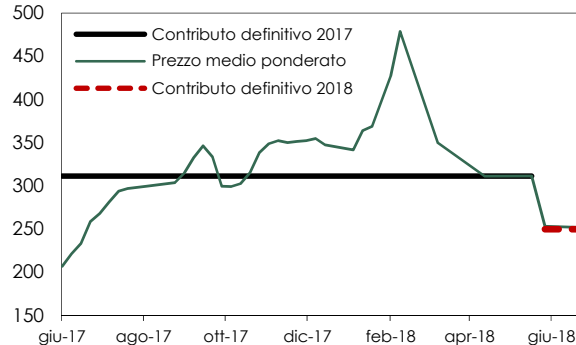


Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico.

Fonte: GSE

TEE: PREZZI DI BORSA E CONTRIBUTO TARIFFARIO

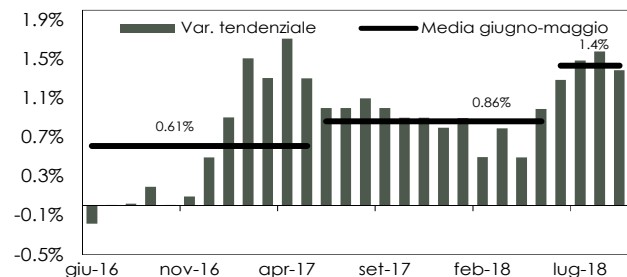
(€/TEE)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, ARERA

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)

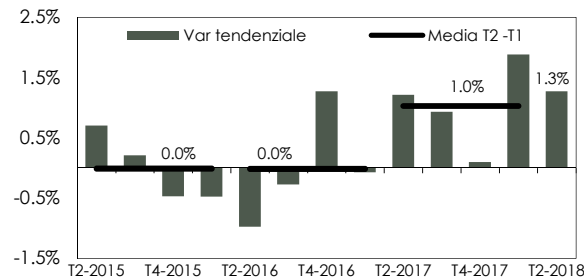


* Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati
Ultimo dato Sett 2018

Fonte: Istat

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



*Deflatore investimenti fissi lordi. Ultimo dato T1-2018

Edizione dati Istat: ott 2018

Fonte: Istat

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA DOMESTICI RESIDENTI

(€/cent/kWh)

Componente	IV 2017	I 2018	II 2018	III 2018	IV 2018
Energia, dispac. e commerc.	9.33	10.02	8.32	10.49	11.88
Costi infrastrutture e UC	4.31	3.87	3.87	3.87	3.87
Oneri generali di sistema	3.36	4.05	4.26	3.22	3.22
Totale - tasse escluse	17.00	17.94	16.45	17.58	18.97

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA PMI (BTA5)

(€/cent/kWh)

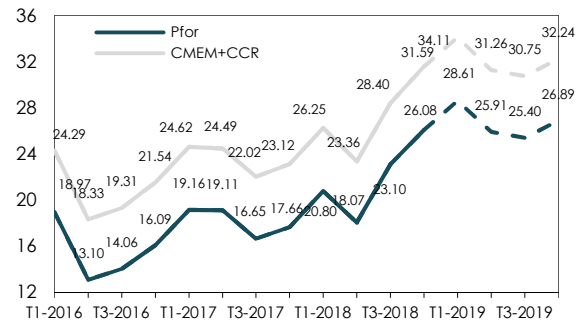
Componente	IV 2017	I 2018	II 2018	III 2018	IV 2018
Energia, dispac. e commerc.	8.47	7.51	6.47	8.82	10.05
Costi infrastrutture e UC	3.29	2.76	2.76	2.76	2.76
Oneri generali di sistema	6.86	7.16	7.47	6.61	6.61
Totale - tasse escluse	18.63	17.44	16.71	18.19	19.43

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 29/10/2018

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Alba e Autorità

GAS NATURALE: PREZZI IN TUTELA DOMESTICI

(€/cent/mc)

Componente	IV 2017	I 2018	II 2018	III 2018	IV 2018
Approvvig. e vendita	28.74	31.33	28.44	33.49	36.67
Costi di trasporto	4.12	4.55	3.73	4.02	4.88
Costi di distribuzione	8.99	9.21	9.21	9.21	9.21
Oneri generali di sistema	2.73	2.62	2.62	2.36	2.36
Totale - tasse escluse	44.58	47.71	44.01	49.08	53.12

Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

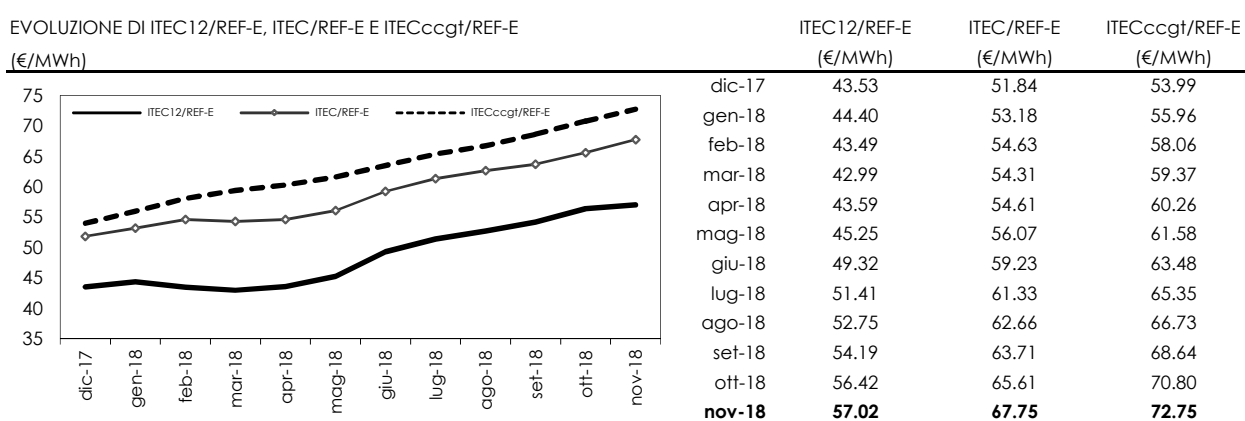
L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di ottobre è pari a 56.42 €/MWh, in aumento del 4.1% sul dato di settembre (54.19 €/MWh). L'andamento al rialzo dell'indice è legato all'andamento dei prezzi delle *commodity* sottostanti durante il mese di settembre, con tasso di cambio \$/€ in aumento.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di ottobre si attesta a 65.61 €/MWh, in aumento del 3% sul valore consuntivo di settembre (pari a 63.71 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di ottobre si attesta a 70.80 €/MWh, in rialzo del 3.1% rispetto al consuntivo del mese precedente (68.64 €/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 €//\$ registrata durante il mese di settembre.

Il valore *forward* per il mese di novembre dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 25 ottobre, è pari a 57.02 €/MWh, in aumento dell'1.1% rispetto al consuntivo di ottobre. I valori *forward* per il mese di novembre di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 25 ottobre, sono pari a 67.75 €/MWh e 72.75 €/MWh, il primo in aumento del 3.3%, mentre il secondo del 2.8% rispetto al consuntivo di ottobre.

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



Fonte: elaborazione REF-E

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di ottobre sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Reuters al 25/10/2018. 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.

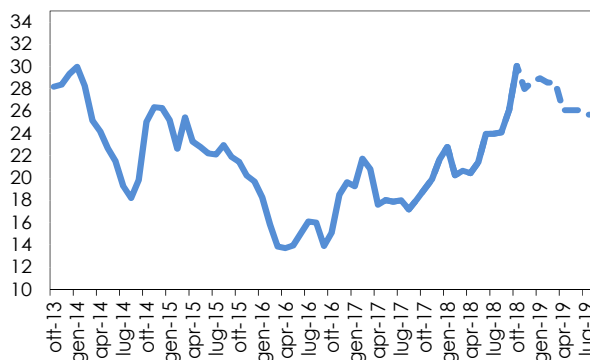
ANDAMENTO

L'indice gas MAGI consuntivo per ottobre 2018 è pari a 30.06 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano rispettivamente a 30.08 €/MWh e 30.03 €/MWh.

La quotazione del prodotto, con consegna a ottobre 2018, è aumentata rispetto a quella per le consegne di settembre 2018 e risulta maggiore rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (18.97 €/MWh). Il volume complessivo transato (9,700 MW) è diminuito del 3% rispetto a ottobre 2017, mentre il numero di transazioni registrate è aumentato (383 contro 349).

Al 18 ottobre, gli scambi del prodotto con consegna a novembre 2018, relativi a un campione di 186 operazioni e un volume totale scambiato di 3,639 MW, indicano un prezzo di 28.21 €/MWh, in diminuzione rispetto al valore consuntivo del prodotto con consegna a ottobre (-7%).

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