



Sottoscrittori

A2A SpA, Acea Energia SpA, Acegas Aps
Amga, AET Azienda Elettrica Ticinese,
Axpo Italia SpA, CSEA Cassa per i
Servizi Energetici e Ambientali, CVA
Trading Srl, Dolomiti Energia SpA, E.ON
Italia SpA, Edison SpA, Engie Italia, EP
Produzione SpA, Erg Power Generation,
Hera Trading Srl, Innogy Italia SpA, Iren
SpA, Repower Italia SpA, Shell Energy
Europe, Siram SpA, Sorgenia SpA,
Tenaris Dalmine, 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

IMPRESSE E ISTITUZIONI

- L'evoluzione della situazione economico-finanziaria delle imprese di generazione elettrica

I dati di bilancio delle maggiori 43 imprese italiane operanti nel settore della produzione di energia elettrica mostrano dinamiche di redditività largamente influenzate dall'evoluzione degli elementi regolatori ed economici e dalla reazione che le imprese hanno avuto in termini di efficientamento delle proprie attività e di ristrutturazione finanziaria.

pag. 3

GAS NATURALE

- Distribuzione gas: verso il quinto periodo regolatorio

Minacce ma anche opportunità dai criteri messi in consultazione. Annunciata stretta su OPEX, soprattutto per imprese minori, e WACC, mentre emerge poca fiducia nella partenza a breve delle gare per ATEM. Possibili però incentivi ai nuovi investimenti efficienti e alle M&A, mentre si riconosce finalmente un ruolo all'innovazione nel settore per la promozione delle politiche di climatizzazione e efficientamento, promuovendo progetti pilota.

pag. 5

- Infrastrutture per il GNL *Small Scale*: regolazione e incertezze

La progressiva (e lenta) definizione del quadro regolatorio lascia gli investitori con diverse incertezze: modalità di ripartizione per i costi comuni nelle infrastrutture condivise tra mercato libero e regolato non ancora definite, scaricato sui promotori dei progetti di deposito con rigassificazione il rischio di realizzazione della dorsale sarda.

pag. 8

ENERGIE RINNOVABILI ED EFFICIENZA

- Certificati bianchi: mercato ancora corto e nuove difficoltà per i soggetti obbligati

Il mercato 2018 chiude ancora in rosso con l'offerta che stenta a ripartire: le nuove guide operative potrebbero non garantire a tutti i soggetti obbligati la copertura dell'obbligo, mentre i costi non recuperabili in tariffa superano i 50 milioni di euro.

pag. 11

PIANI NAZIONALI PER L'ENERGIA E IL CLIMA

- La strategia slovena e l'incognita del futuro *mix* produttivo

pag. 12

GARE GAS

- Monitoraggio gare gas

Torino apripista: la città registra la prima assegnazione ufficiale del gestore per ATEM (Italgas, in TORINO2) e apre la gara per l'ATEM del centro città (TORINO 1).

pag. 16

INDICATORI

- Dati di mercato
- Dati settori incentivati e regolati

pag. 19

pag. 20

INDICI

- ITEC e Magi

pag. 21

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Domenico Biasi, Virginia Canazza, Giacomo Ciapponi, Paolo Ciliento, Federico Clementi, Federica Davò, Tommaso Franci, Ana Georgieva, Jacopo Guarnaccia, 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**.

IMPRESE E ISTITUZIONI

L'EVOLUZIONE DELLA SITUAZIONE ECONOMICO-FINANZIARIA DELLE IMPRESE DI GENERAZIONE ELETTRICA

Nell'ultima decade il settore della generazione di energia elettrica è stato soggetto a rilevanti cambiamenti dovuti a fattori di diversa natura. Il ciclo economico e l'andamento dell'economia italiana colpita dalle crisi del 2008-2009 e del 2012-2013, che hanno comportato una riduzione della domanda, i cambiamenti del framework regolatorio e delle politiche energetiche, la crescente concorrenza delle energie rinnovabili e l'introduzione del mercato ETS volto alla riduzione delle emissioni hanno fatto sì che i produttori di energia elettrica abbiano dovuto operare in un contesto di mercato più volatile che in passato e, per certi aspetti, imprevisto. Al fine di valutare l'evoluzione della condizioni economiche e finanziarie delle imprese REF-E ha condotto uno studio di mercato utilizzando i dati di bilancio di un campione delle maggiori 43 imprese italiane operanti nel settore della produzione di energia elettrica tra il 2008 e il 2017. Dall'analisi emerge che le dinamiche di redditività delle imprese sono state determinate dall'evoluzione degli elementi regolatori ed economici e dalla reazione che le imprese hanno avuto in termini di efficientamento delle proprie attività e di ristrutturazione finanziaria.

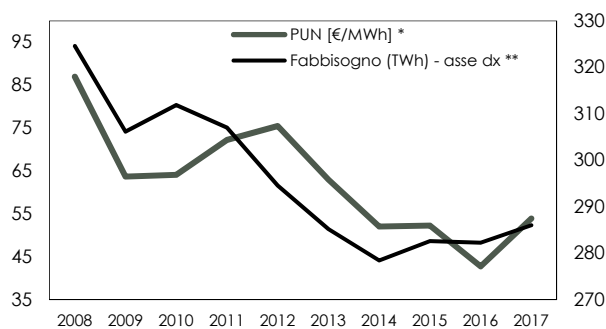
ARTICOLI CORRELATI

- [2014 anno da dimenticare per i bilanci delle società, primi segnali di inversione nel I semestre 2015](#) (Newsletter 192)

L'EVOLUZIONE DEI PREZZI DELL'ENERGIA E DEI FATTURATI DELLE IMPRESE

Come mostrato in **Figura 1**, la contrazione della domanda elettrica registrata nell'ultima decade, unita alla riduzione del prezzo delle *commodities* utilizzate per la produzione di energia elettrica e l'aumento della penetrazioni delle rinnovabili, hanno esercitato una forte spinta al ribasso dei prezzi dell'energia sul mercato all'ingrosso. Queste riduzioni dei prezzi hanno inciso sulla redditività media registrata dalle compagnie, in particolare di quelle dotate di un parco produttivo prevalentemente basato sulla combustione di fonti fossili.

FIGURA 1. DOMANDA NAZIONALE E PREZZO DELL'ENERGIA ALL'INGROSSO



* Media annuale. ** Sommatoria annuale su base nazionale

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

Nel periodo d'analisi, infatti, i fatturati e gli utili medi delle compagnie si sono ridotti sensibilmente: nel 2017 il fatturato medio delle compagnie è risultato il 63% del valore registrato nel 2008, mentre l'utile ha registrato una contrazione ancor maggiore, raggiungendo un valore pari al 50% del livello ottenuto a inizio periodo. Come mostrato in **Figura 2**, la riduzione dei fatturati e degli utili non è stata lineare, ma ha riportato i valori minimi nel periodo compreso tra il 2012 e il 2014: in questi anni l'indice *clean spark spread* è risultato per lunghi tratti, in particolare nei periodi estivi, negativo erodendo le marginalità dei produttori termoelettrici. Il valore medio negativo degli utili nel 2014 è determinato dai valori delle perdite particolarmente consistenti registrate in quell'anno da molteplici compagnie, in particolare da Enel Produzione, che ha registrato in quell'anno una perdita netta di circa 2 miliardi di euro.

LE DINAMICHE DELLA REDDITIVITÀ DELLE IMPRESE:

Per comprendere meglio l'evoluzione del reddito del settore e identificarne i determinanti, sono state analizzate le dinamiche di tre indici di bilancio che misurano la redditività: questi sono l'*Ebitda margin*, misura della redditività operativa, e gli indici di redditività del capitale, ovvero il ROE (*Return on Equity*) e il ROA (*Return on Assets*).

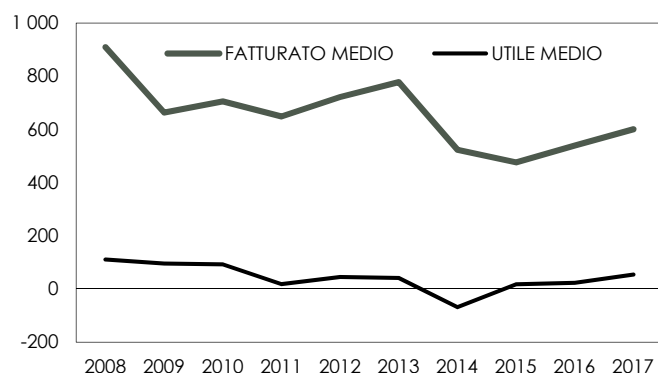
L'*Ebitda margin* si è mantenuto pressoché stabile nel periodo, oscillando intorno al valore di 25%. Tuttavia, i valori medi dell'indice hanno registrato un andamento discontinuo: infatti, dopo un rialzo nel 2010 rispetto agli anni precedenti, il margine medio si è ridotto. Questo risultato è, presumibilmente, dovuto a una ridotta efficienza registrata dagli impianti esistenti, la cui dimensione era stata predisposta in base a proiezioni di domanda che hanno sovrastimato l'effettiva richiesta di energia.

Dal 2012 l'ingresso delle FER, che producono a costi marginali significativamente inferiori a quelli degli altri operatori, ha fatto sì che la redditività media aumentasse, fino al 2015, quando tutti gli indicatori di redditività hanno registrato un minimo. In particolare, nel 2015 il ROE medio risulta negativo. L'andamento discontinuo di

TAG

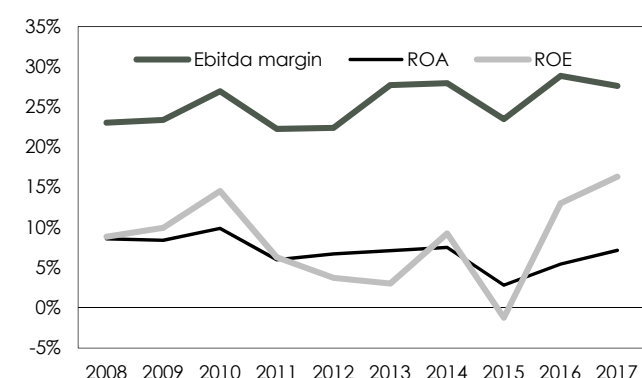
corporate strategy, investments and business plan, market analysis

FIGURA 2. EVOLUZIONE DEI FATTURATI E DEGLI UTILI MEDI (Milioni)



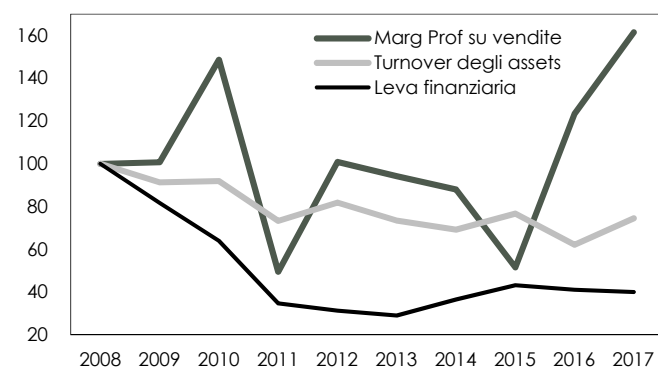
Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 3. INDICI DI REDDITIVITA'



Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 4. LE COMPONENTI DEL ROE (2008=100)



Fonte: elaborazioni REF-E

quest'ultimo indicatore è il risultato delle diverse dinamiche della redditività registrata dalle imprese e della ristrutturazione finanziaria che queste hanno perseguito (Figura 3).

LA SCOMPOSIZIONE DEL ROE

Per comprendere meglio i determinanti della dinamica del ROE, questo indice può essere scomposto secondo la formula di *DuPont* nelle sue tre componenti fondamentali, che rappresentano le caratteristiche finanziarie e operative delle aziende. Il ROE può essere calcolato come la moltiplicazione dei margini di profitto sulle vendite con il *turnover* degli *assets* e con la leva finanziaria. Il primo elemento sintetizza l'efficienza operativa delle aziende, decurtata degli oneri finanziari e fiscali; il secondo misura l'efficienza nell'impiego delle attività patrimoniali ai fini della produzione di reddito; infine, la leva finanziaria misura il grado di indebitamento delle aziende. La Figura 4 riporta l'andamento nel tempo delle medie delle tre componenti dei ROE per le imprese nel campione. Se il *turnover* degli *assets* ha continuato a ridursi nel periodo, anche in ragione del *decommissioning* di molti impianti esistenti a carbone e a gas, la dinamica dell'indice ROE nel tempo è definita principalmente dall'effetto combinato della marginalità e della leva finanziaria. Quest'ultima si è ridotta a partire dal 2008 in ragione della contrazione del credito erogato dagli istituti finanziari in seguito alla crisi del 2008, ulteriormente aggravatasi a partire dal 2010, dopo la crisi del debito sovrano che ha colpito l'Italia. Le difficoltà di accesso al credito per le imprese sono coincise con rilevanti aumenti dalla patrimonializzazione media, anche in ragione dell'ingresso di nuove imprese per la produzione di energia da fonti rinnovabili tra il 2012 e 2013. La contrazione della leva di credito che ne è risultata ha più che compensato l'aumento delle marginalità, causando un'ulteriore riduzione dell'indice ROE fino al 2014. A partire dal 2014-2015 le imprese hanno potuto beneficiare di un migliore accesso al credito, anche grazie all'adozione di una politica monetaria espansiva adottata dalla BCE, mirata a porre rimedio al *credit crunch* che si era verificato negli anni precedenti. In questi anni la leva finanziaria è aumentata sensibilmente, sebbene sia rimasta lontana dai livelli di inizio periodo. L'andamento del ROE negli ultimi anni è stato determinato dalla dinamica delle marginalità di profitto, che hanno registrato una contrazione nel 2015, quando il ROE medio è risultato negativo, per poi aumentare rapidamente negli ultimi due anni.

GAS NATURALE

DISTRIBUZIONE GAS: VERSO IL QUINTO PERIODO REGOLATORIO

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [DCO 170/2019/R/gas](#)
- [Sentenza TAR Lombardia 881/2019](#)
- [Delibera 639/2018/R/com](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Distribuzione gas: una nuova rivoluzione alla vigilia delle gare d'ambito?](#) (Newsletter 199)

Minacce ma anche opportunità dai criteri messi in consultazione. Annunciata stretta su OPEX, soprattutto per imprese minori, e WACC, mentre emerge poca fiducia nella partenza a breve delle gare per ATEM. Possibili però incentivi ai nuovi investimenti efficienti e alle M&A, mentre si riconosce finalmente un ruolo all'innovazione nel settore per la promozione delle politiche di climatizzazione e efficientamento, promuovendo progetti pilota.

I primi passi verso la pubblicazione dei criteri per la regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di distribuzione e misura nel V periodo regolatorio (2020-2025) (DCO 170/2019) si limitano a definire alcuni principi generali, tra cui la continuità rispetto ai criteri adottati nel periodo precedente, rimandando al VI periodo il passaggio a una logica di regolazione della spesa totale (TOTEX). Tuttavia, il documento non è privo di elementi che potrebbero impattare in modo significativo sull'assetto tariffario attuale.

COSTI OPERATIVI IN RIDUZIONE

Secondo le proposte i costi operativi continueranno a essere regolati con il criterio del *price-cap* applicato a un costo standard differenziato per nove categorie di imprese.

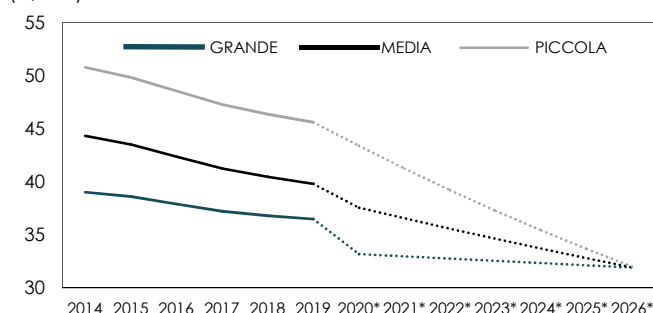
Il livello iniziale al 2020 viene calcolato in una logica di *profit sharing* rispetto ai recuperi di produttività conseguiti nel periodo precedente, come media pesata tra i costi effettivi, dichiarati dalle imprese nei rendiconti annuali del 2018, e i costi riconosciuti per lo stesso anno (tutto riportato al 2020). Potrebbe però essere rivisto leggermente al rialzo il peso dei costi effettivi, proposto in un *range* del 40-50 % contro il 40% del periodo precedente. In effetti dai dati pubblicati nel DCO risulta che già al 2015 i costi effettivi erano sensibilmente più bassi di quelli riconosciuti. Il maggior peso potrebbe così contribuire a ridurre il livello iniziale al 2020.

Malgrado una recente sentenza del TAR che ha accolto la richiesta di alcuni operatori di prevedere un *x-factor* decrescente nel tempo, annullando dunque i valori fissati per il IV periodo di regolazione (Sentenza 881/2019), viene confermata la volontà di applicare un recupero di produttività costante nel periodo, con possibilità di revisione al terzo anno. Il livello sarà fissato in modo da estrarre completamente i recuperi di produttività raggiunti nel IV periodo dalle imprese di maggiore dimensione, non chiedendo, quindi, a questa categoria efficientamenti ulteriori a quelli già ottenuti. Per le piccole e medie sarà, invece, fissato in modo da riallineare i riconoscimenti a quelli delle imprese di maggiore dimensione entro la fine del periodo di regolazione. Se questa proposta verrà confermata si potrebbe dunque prospettare nel VI periodo il superamento della differenziazione per classe dei costi operativi standard. Questo sembra però richiedere agli operatori sforzi rilevanti, tanto da dubitare della fattibilità.

I criteri proposti lasciano prevedere livelli iniziali al 2020 in forte contrazione rispetto a quelli del 2019 e valori dei coefficienti di produttività in crescita rispetto a quelli attuali, non solo per le imprese a oggi meno efficienti, ma anche per le più grandi.

L'aumento dell'*x-factor* sarebbe contrario alle aspettative degli operatori, che generalmente prevedono richieste di efficientamento in progressiva riduzione, in virtù dell'idea che le possibilità di contrazione dei costi sono limitate nel tempo. Tuttavia, se i costi effettivi del 2015 come pubblicati da ARERA saranno confermati nel 2018, sono proprio i recuperi di produttività raggiunti dalle imprese grandi e medie negli anni passati a determinare una riduzione tra il 5% e il 9% per il livello 2020 (rispetto al 2019) e *x-factor* che verrebbero fissati a improbabili valori tra il 1.9% per le grandi al 6.2% per le piccole. La **Figura 1** riporta la nostra stima dei valori dei costi operativi riconosciuti per le imprese a densità media in base alle regole e ai valori proposti dall'ARERA, assumendo livelli dei costi effettivi per il 2018 in linea con quelli 2015 e riportati da ARERA stessa e inflazione costante al livello del 2020 (1.2% annuo).

FIGURA 1. EVOLUZIONE OPEX PER PER CLASSI DI IMPRESE (€ /PDR)



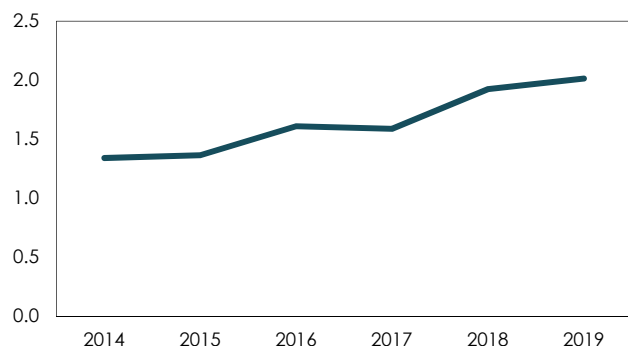
* Valori riferiti a imprese a densità media

Fonte: stime REF-E su dati ARERA

TAG

natural gas, tariff regulation

FIGURA 2. EVOLUZIONE RAB-MISURA (Miliardi di euro)



Fonte: elaborazioni REF-E

COSTI DI CAPITALE: NUOVI INCENTIVI

A dicembre 2018 sono stati pubblicati i valori per l'aggiornamento infra-periodo del *WACC* (Delibera 639/2018), con un aumento per i servizi di distribuzione e misura dello 0.2 % spiegato soprattutto dalla crescita del rischio paese che ha compensato la riduzione delle componenti fiscali e l'aumento del *gearing*. L'avvio del nuovo periodo di regolazione consente una nuova revisione del *WACC* con la possibilità di aggiornamento del parametro di rischio sistematica settoriale β . Le proposte, che troveranno applicazione a partire dal 2020, riguardano il possibile superamento delle attuali differenze tra distribuzione e misura. Il DCO non entra nel dettaglio su come verrà fissato il nuovo parametro unico. Se alla base della revisione ci fosse l'idea che l'attività di misura comporti rischi simili rispetto a quella di distribuzione, allora ci si potrebbe aspettare un β della misura rivisto al ribasso e allineato a quello attuale. Ciò implicherebbe una minore remunerazione complessiva per gli operatori. Una seconda ipotesi è che in ottica di semplificazione venga definito un singolo parametro che è una combinazione dei due β originari, in questo caso β distribuzione aumenterebbe leggermente, ma la remunerazione complessiva rimarrebbe simile.

In base alle tariffe di riferimento definitive, pubblicate da ARERA, per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2018, la *RAB* misura, sebbene molto inferiore a quella di distribuzione e pari al 10% circa della *RAB* totale (ovvero mediamente al 3% dei ricavi complessivi), mostra un *trend* di crescita dovuto ai nuovi investimenti sugli *smart meters*, al contrario della *RAB* per la distribuzione che risulta stagnante.

Insieme alla revisione del parametro β è possibile, in questa occasione, per l'Autorità rivedere anche i livelli di indebitamento tipici di ogni settore (*gearing*), che troveranno applicazione a partire dal nuovo periodo regolatorio *WACC* (2022). È nota la volontà dell'ARERA di allineare i settori. Sarà dunque possibile un nuovo rialzo del *gearing* che verrebbe portato da 0.44 attuale a 0.5, livello già oggi applicato agli altri settori regolati.

Tra le revisioni più attese c'è quella da lungo annunciata e sempre rimandata del meccanismo incentivante per i nuovi investimenti di località. Il cambiamento rispetto alle proposte precedenti (DCO 215/2016) è di particolare rilievo e comporta l'integrazione della metodologia del costo standard con l'introduzione di un meccanismo a premi/penalità che si tradurrebbe in maggiorazioni/riduzioni del *WACC* per investimenti che risultassero inferiori/superiori rispetto al costo standard. La proposta è di identificare cinque intervalli basati sulla distanza tra i costi effettivi e i costi standard fissati dal regolatore (implausibilità, efficienza, plausibilità, inefficienza e inefficienza grave), il DCO, però, non entra nel dettaglio riguardo ai premi, alle penalità e alle percentuali dei costi standard raggiunte. Il meccanismo sarà introdotto solo a partire dal 2021, in quanto l'Autorità ritiene necessario approfondire prima la tematica con gli *stakeholder*. Se questa metodologia venisse adottata, verrebbe ridotta la centralità del costo standard nel definire la remunerazione degli investimenti. Il costo standard, che si è rivelato particolarmente complesso da calcolare, verrebbe utilizzato come *benchmark*. Al fine di valutare gli impatti del meccanismo è cruciale, tuttavia, capire in quale *range* si muoveranno le maggiorazioni/penali.

DEGRADO DEI CONTRIBUTI: VERSO LO "SCONGELAMENTO"

I contributi pubblici e privati vanno esclusi dal valore del capitale investito in modo che non vengano retribuiti. Fino al III periodo di regolazione i contributi erano portati in deduzione del capitale investito e non sottoposti a degrado. Dal IV periodo di regolazione vengono invece portati in detrazione dalla remunerazione del capitale e sono sottoposti a degrado. Per attuare il passaggio da un regime all'altro, nel IV periodo di regolazione è stato pensato un regime misto, in base al quale solo il 68% dello *stock* di contributi è stato "rilasciato" ossia sottoposto a degrado, il rimanente è stato "congelato", e soggetto a rilascio ritardato.

Nel documento di consultazione l'Autorità ha previsto il totale "scongelo" entro la fine del V periodo di regolazione. L'ammontare dei contributi congelati è pari a circa 1.2 miliardi di euro. Il degrado dei contributi comporta quote di ammortamento minori

(e dunque una remunerazione minore) solo parzialmente compensata da una minore velocità di degrado del capitale investito nel tempo.

L'impatto è comunque differenziato da impresa a impresa in base all'incidenza dei contributi pubblici e privati, alla vetustà dei cespiti, nonché al regime scelto nel precedente periodo.

RINUNCIA ALLE GARE GAS?

Il tema delle gare per l'assegnazione delle concessioni per ATEM, e in particolare delle difficoltà e dei ritardi nell'avvio delle procedure, è affrontato solo marginalmente. Da un lato si accenna alla possibilità di ritardare l'avvio del nuovo periodo regolatorio al 2021, nella speranza che in occasione della discussione sul Piano Energia e Clima per il 2030 si affronti anche la tematica delle gare per la distribuzione, tema di cui, tuttavia, nella versione in consultazione del PNIEC non c'è traccia. D'altro canto l'ARERA stessa annuncia la necessità di introdurre meccanismi incentivanti che possano smuovere la situazione di stallo attualmente in corso, favorendo le aggregazioni. Sembrerebbe, dunque, che anche l'ARERA abbia poca fiducia nella possibilità di ripartenza delle gare. Anche in questo caso non sono rivelati dettagli sulle modalità di incentivazione alle aggregazioni che dovrebbero "sostituire" gli effetti delle gare e che sembrerebbero riguardare i costi operativi. Più positiva in merito alle gare appare invece l'affermazione relativa alla necessità di aumentare il *gearing*: la partecipazione alle gare potrebbe infatti comportare necessità di maggiore indebitamento.

SARDEGNA: NUOVO AMBITO TARIFFARIO

L'Autorità introduce come tema di consultazione l'orientamento di costituire, ai fini della perequazione dei costi di distribuzione, un ambito tariffario specifico per la Sardegna, che andrebbe ad aggiungersi ai sei ambiti tariffari già esistenti per il resto del territorio nazionale e che sono di carattere sovraregionale. L'Autorità intende approfondire il tema di come l'attuale struttura possa influenzare la scelta dei consumatori ipotizzando riforme sulla tariffa applicata ai clienti finali con aumento del peso delle quote fisse.

QUALITÀ, SICUREZZA E INNOVAZIONE

Gli assi portanti per la definizione della nuova regolazione della qualità sono tre: la sicurezza, la continuità del servizio e l'ambiente. Il DCO è l'occasione per l'ARERA di aggiungere tematiche di innovazione, nel rispetto degli obiettivi fissati a livello europeo. L'orientamento proposto è quello di sviluppare progetti pilota in analogia con quanto già fatto nel settore elettrico e nel settore dei trasporti, prevedendo opportune forme di incentivazione, inquadrando il percorso verso la decarbonizzazione. Vengono in particolare individuate 3 diverse tipologie di iniziative:

- interventi finalizzati ad aumentare gas verdi nelle reti
- interventi di integrazione tra reti elettriche e reti gas
- interventi volti a ridurre le emissioni di metano in atmosfera.

I progetti saranno selezionati sulla base di analisi costi/benefici predisposte dai proponenti. Il DCO non entra nei dettagli in merito ai meccanismi di incentivazione che potrebbero tuttavia essere in linea con quelli del settore elettrico prevedendo recupero dei costi e maggiorazioni di *WACC*. I progetti pilota, che dovranno concludersi entro il V periodo, potrebbero contribuire a definire la regolazione per il periodo successivo. Si tratta senza dubbio di un'occasione importante, anche perché riconosce al settore della distribuzione gas un ruolo propositivo e innovativo in relazione ai temi della decarbonizzazione.

INFRASTRUTTURE PER IL GNL SMALL SCALE: REGOLAZIONE E INCERTEZZE

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [DCO/170/2019/R/gas](#)
- [Delibera 168/2019/R/gas](#)
- [DCO 590/2018/R/gas](#)
- [DCO/216/2018/R/gas](#)
- [Delibera 324/2017/R/gas](#)
- [Delibera 141/2017/R/gas](#)
- [Dlgs 275/2016](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Servizi SSLNG e infrastrutture di rigassificazione: regolazione o mercato?](#) (Newsletter 226-227)
- [Prime indicazioni per la regolazione delle reti isolate a GNL](#) (Newsletter 221)
- [Politiche e regolazione per la metanizzazione della Sardegna](#) (Newsletter 214)

La progressiva (e lenta) definizione del quadro regolatorio lascia gli investitori con diverse incertezze: modalità di ripartizione per i costi comuni nelle infrastrutture condivise tra mercato libero e regolato non ancora definite, scaricato sui promotori dei progetti di depositi con rigassificazione il rischio di realizzazione della dorsale sarda.

Il quadro della regolazione per le nuove infrastrutture che offriranno servizi per il mercato degli usi finali del GNL, o *small scale* LNG (SSLNG), è quasi completo (Delibera 168/2019 e DCO 170/2019) anche se devono ancora essere definiti molti dettagli sulle modalità applicative dei principi ormai definiti, dettagli importanti per quantificare le aspettative sui ricavi attesi dagli operatori.

I progetti per la realizzazione di infrastrutture per il mercato degli usi finali del GNL hanno dimensioni e configurazioni diverse. Generalmente è presente uno stoccaggio, o deposito, che eroga un insieme di servizi per rifornire il mercato degli usi diretti del GNL, ad esempio il caricamento di autocisterne criogeniche o di navi metaniere che trasportano il GNL verso depositi satellite o servizi quali navi, traghetti e veicoli per il trasporto pesante. A questi servizi può essere associata anche l'attività di rigassificazione per alimentare le reti. Anche i terminali di rigassificazione già esistenti, e attualmente dedicati esclusivamente alla rigassificazione del GNL per immissione nella rete nazionale, hanno in cantiere progetti per l'integrazione e la fornitura di servizi SSLNG.

In applicazione ai principi definiti dalla normativa primaria (Dlgs 275/2016) sono soggette a regolazione solamente le infrastrutture che forniscono il servizio di rigassificazione per la rete di trasporto nazionale o per le reti di distribuzione isolate, mentre sono a mercato le infrastrutture che offrono servizi *small scale*. Saranno invece soggetti a meccanismi misti di regolazione e mercato le infrastrutture che offrono sia rigassificazione sia servizi *small scale*.

Per le infrastrutture in regime misto, in particolare preliminare alla regolazione, è la disponibilità di conti separati. Viene quindi emendato il testo unico dell'*unbundling* per tenere conto della possibile presenza di questa tipologia di infrastrutture, anche se le nuove regole entreranno in vigore dal 2020. Viene innanzitutto confermata l'impostazione secondo cui lo stoccaggio di GNL non fa parte delle attività di rigassificazione. Alle infrastrutture in regime misto viene, quindi, chiesto di allocare alle "altre attività" i costi incrementali che afferiscono ai servizi SSLNG, nonché una quota dei costi comuni alle attività regolate e non. Le modalità per la ripartizione dei costi comuni, che come vedremo sono particolarmente importanti per la definizione dei livelli tariffari, saranno definite successivamente, nei manuali di contabilità regolatoria, ma il *driver* che con più probabilità verrà adottato è quello dei volumi afferenti a ogni attività. I costi comuni verrebbero così allocati a ogni attività proporzionalmente ai volumi erogati per ogni servizio.

Di seguito una classificazione delle possibili configurazioni e delle soluzioni regolatorie individuate.

Terminali esistenti, originariamente dedicati alla rigassificazione, che realizzano infrastrutture per erogare servizi SSLNG. Tutti e tre i terminali esistenti hanno dichiarato di aver valutato questa opzione, ma solamente OLT ha un progetto in fase di FID. Questi terminali sono regolati (a eccezione di Rovigo, che è in regime di parziale esenzione) e godono di una garanzia sul 64% dei ricavi riconosciuti che copre quasi integralmente dal rischio volume. Quando erogano questi servizi, la regolazione si differenzia in due sotto-casi.

- Capacità aggiuntiva: l'offerta di servizi SSLNG sfrutta capacità aggiuntiva e non riduce la capacità di rigassificazione offerta ai clienti del servizio regolato. Le modalità di accesso e i prezzi per i servizi, in quanto a mercato, possono essere definiti in maniera autonoma dalle imprese, a patto che rispettino regole di aderenza ai costi incrementali e di trasparenza (e già questo sotto alcuni punti di vista potrebbe bastare per annoverare anche questi servizi tra quelli regolati). Tuttavia, una percentuale dei ricavi conseguiti attraverso la vendita dei nuovi servizi dovrà andare a riduzione dei ricavi regolati (e dunque anche dei ricavi garantiti). Con questo

TAG

Ing, natural gas, regulation

compromesso l'ARERA cerca di salvaguardare da una parte l'esigenza di stimolare gli investimenti nel mercato SSLNG, in quanto i ricavi regolati vengono ridotti solo nel caso in cui i servizi SSLNG siano effettivamente venduti e in base all'ammontare di ricavi generati. D'altra parte, si tutela anche il consumatore gas che utilizza il servizio regolato, che può vedere ridotte le tariffe se l'infrastruttura regolata viene sfruttata anche per fornire altri servizi, evitando sussidi incrociati. Le modalità per la definizione della percentuale di ricavi da retrocedere al servizio regolato andrà definita caso per caso, ma va da sé che i conti separati definiti in base alle regole *unbundling*, come sopra descritte, saranno alla base di queste modalità. Non poche, d'altro canto, le incertezze che questi principi lasciano per i terminali che vogliono investire in servizi *small scale*. Tutte le regole dovrebbero essere comunque chiarite a breve, in occasione dell'avvio del nuovo periodo regolatorio per la rigassificazione, previsto per il 2020.

- Capacità concorrente: l'offerta di servizi SSLNG sfrutta la capacità già offerta al servizio di rigassificazione. Gli utenti che intendono avvalersi dei servizi SSLNG dovranno partecipare al servizio regolato secondo le regole e le tariffe già in vigore, o meglio che saranno in vigore dal prossimo periodo regolatorio. Dovranno quindi partecipare alle aste e pagare la tariffa per l'accesso al servizio. A questi costi il terminale aggiungerà il prezzo per l'erogazione dei servizi SSLNG definiti liberamente, e con le stesse limitazioni previste per il caso precedente (aderenza ai costi incrementali e trasparenza).

Nuovi depositi che offrono il servizio di rigassificazione per l'immissione del gas nella rete nazionale. In questa fattispecie rientrerebbero i progetti autorizzati in base all'art. 9 del Dlgs 257/2016: al momento nessuna autorizzazione è stata rilasciata, ma esistono alcune istanze relative a progetti sardi che dovrebbero alimentare la dorsale se questa venisse costruita (si tratta anche in questo caso di un progetto non ancora autorizzato).

I depositi di questa tipologia devono essere dichiarati strategici dal Ministero dello Sviluppo Economico in base alle analisi costi-benefici presentate dai proponenti e sentita l'ARERA. Questi depositi saranno regolati, e assimilati quasi in tutto ai grandi terminali di rigassificazione esistenti. Le regole da applicare saranno quelle della regolazione della rigassificazione, anche in questo caso in particolare quelle che verranno definite per il nuovo periodo regolatorio dal 2020, ma che con buona probabilità continueranno a prevedere tariffe diversificate per ogni infrastruttura e definite a partire dai costi effettivamente sostenuti. Tuttavia, a differenza che per i terminali, le regole di accesso possono essere definite dall'impresa, che non è quindi tenuta a effettuare le aste. Ma la differenza di maggior impatto è quella che riguarda il meccanismo di garanzia dei ricavi. Questo viene rimodulato e viene applicato solamente per un periodo di avviamento. Anche in questo caso la definizione dei dettagli è rimandata alle regole del nuovo periodo di rigassificazione per il 2020, lasciando gli investitori che intendono avvalersi di questa possibilità con non poche incertezze.

I nuovi depositi che non venissero riconosciuti strategici dal Ministero non avranno accesso al regime regolato. L'ammissione alla strategicità viene valutata durante il procedimento di autorizzazione ai sensi dell'art. 9 del Dlgs 257/2016.

Non rientrano in questa fattispecie (ma in quella successiva) anche i depositi che sono in attesa di essere collegati alla rete nazionale. Questa regola, per quanto di buon senso, tende a scaricare sui proponenti dei progetti di depositi sardi dedicati alla rigassificazione l'incertezza sulla realizzazione della dorsale, legando il regime regolatorio alla realizzazione, tuttora non certa, di questa infrastruttura.

Nuovi depositi che offrono servizi SSLNG. Rientrano tra questi quelli autorizzati ai sensi all'art. 10 del Dlgs 257/2016. Se ne contano tre: uno a Ravenna e due a Oristano, di cui due già FID, mentre numerosi sono i progetti in fase pre-autorizzativa. Sono infrastrutture completamente a mercato. Rientrano in questa categoria anche i depositi che sono collegati alla rete nazionale o locale del gas solamente per l'immissione del *boil-off*.

Depositi satellite per la rigassificazione o vaporizzazione che immettono gas direttamente nelle reti di distribuzione isolate. Si tratta di depositi di dimensioni minori (in genere inferiori a 50 t). Queste infrastrutture, secondo quanto previsto dall'art. 14 del Dlgs 257/2016, saranno regolate secondo quanto oggi in vigore per le reti isolate

di GPL. Le tariffe coprono i costi di tutta la filiera dalla rete fino al vaporizzatore e al deposito satellite. Le tariffe sono definite per impresa e non è prevista perequazione o protezione dal rischio volume. Questa impostazione è stata ulteriormente confermata dall'ARERA con il recente DCO 170/2019 del 7 maggio scorso sulle linee di intervento per la regolazione delle reti distribuzione del gas naturale per il V periodo di regolazione.

Non sarebbero invece soggetti a regolazione eventuali depositi che fossero dedicati (in tutto o in parte) alla rigassificazione e immettessero il gas nelle reti di distribuzione non isolate, caso per cui non si registra alcun progetto.

Le reti di distribuzione sarde sono attualmente reti isolate. Nel caso di realizzazione della dorsale, e ammesso che si colleghino, diventerebbero reti di distribuzione a tutti gli effetti. Peraltro, come discusso nell'articolo dedicato su questa *Newsletter*, la Sardegna rappresenterebbe un ambito tariffario di distribuzione a sé stante. In questo modo, tuttavia, i consumatori supporterebbero un costo di distribuzione sensibilmente più alto rispetto ai consumatori gas del continente (dove la rete è generalmente molto vecchia e ammortizzata, e le nuove sono inserite in ambiti tariffari molto più ampi). Il timore degli investitori è che questo possa ostacolare lo sviluppo degli usi di gas in Sardegna, rendendo poco conveniente per i consumatori finali passare a questo combustibile, anche qualora ve ne fosse la possibilità.

ENERGIE RINNOVABILI ED EFFICIENZA

CERTIFICATI BIANCHI: MERCATO ANCORA CORTO E NUOVE DIFFICOLTÀ PER I SOGGETTI OBBLIGATI

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [D.D. 9 maggio 2019](#)
- [D.M. 10 maggio 2018](#)
- [D.M. 11 gennaio 2017](#)

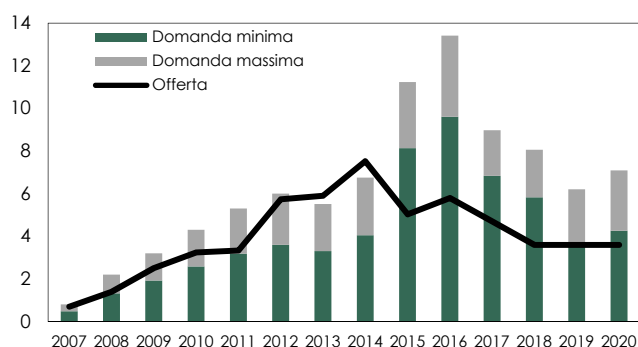
Il mercato 2018 chiude ancora in rosso con l'offerta che stenta a ripartire: le nuove guide operative potrebbero non garantire a tutti i soggetti obbligati la copertura dell'obbligo, mentre i costi non recuperabili in tariffa superano i 50 milioni di euro.

A pochi giorni dal termine per l'invio delle richieste dei certificati emessi dal GSE (15-30 maggio) sono state definite le regole operative per l'accesso al meccanismo che dovrebbe aiutare i distributori a coprire l'obbligo in caso di mercato corto (art. 14 bis del D.M. 11 gennaio 2017).

L'anno d'obbligo 2018 è risultato nel complesso un anno corto, per cui il meccanismo di emissione dei certificati da parte del GSE sarà quasi sicuramente necessario. Infatti, il numero di certificati da acquistare per i distributori corrisponde a 5.84 milioni di TEE ("domanda minima" in **Figura 1**), derivante dal 60% dell'obbligo annuale (ossia 60% di 5.57 pari a 3.34) a cui va aggiunto il residuo dell'obbligo 2016 che, grazie alla flessibilità concessa ("domanda massima" in **Figura 1**), può essere spostato fino a un massimo di 2 anni, e che il GSE quantifica in 2.5 milioni di TEE.

Il GSE aveva stimato a fine 2018 che i titoli riconosciuti nell'anno d'obbligo sarebbero stati 4.77 milioni di TEE. L'ultimo aggiornamento del GSE, rilasciato a maggio 2019, riporta tuttavia un dato sensibilmente inferiore, pari a 3.6 milioni ("offerta" in **Figura 1**). Dunque, per coprire l'obbligo i distributori dovranno trovare aggiuntivi 2.24 milioni di TEE o da offerta degli anni precedenti (che tuttavia dovrebbe essere esaurita) o appunto dal GSE.

FIGURA 1. EVOLUZIONE DOMANDA E OFFERTA (MILIONI DI TEE)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GSE e previsioni REF-E

Per poter richiedere i TEE al GSE è necessario aver acquistato sul mercato almeno un ammontare di certificati pari al 30% dell'obbligo minimo (pari al 60% dell'obbligo annuale). Inoltre, le Guide operative hanno aggiunto un tetto massimo alla quantità che ogni distributore può richiedere al GSE, tetto dato dal numero di certificati necessari per raggiungere l'obbligo minimo annuale. In aggregato il numero massimo di TEE acquistabili dai distributori presso il GSE è dunque pari a 2.34 milioni di TEE.

In aggregato la quantità acquistabile supera solamente di 0.1 milioni di TEE la quantità che presumibilmente deve essere acquistata, che include come detto anche il recupero degli obblighi non assolti negli anni precedenti. Data la variabilità delle posizioni dei singoli è dunque possibile che alcuni operatori possano trovarsi nell'impossibilità di coprire l'obbligo di acquisto con le richieste al GSE.

Il prezzo medio di mercato per l'anno d'obbligo 2018 è secondo le stime REF-E circa 259 €/MWh. Anche questo indicatore conferma la situazione di mercato corto. Il prezzo si è infatti assestato poco al di sotto del prezzo virtuale dei certificati emessi dal GSE. Entrerà dunque in vigore il *cap* per il contributo tariffario fissato dalla normativa pari a 250 €/MWh. In questo contesto il costo non recuperabile per i distributori, al netto delle strategie di acquisto, potrebbe arrivare in aggregato a circa 52 milioni di euro, senza contare le penalità eventualmente dovute in caso di impossibilità di richiedere al GSE le quantità necessarie a coprire l'obbligo, eventualità che non sembra del tutto esclusa dal quadro regolatorio.

Le normative e le regole operative continuano dunque a penalizzare i soggetti obbligati, mentre lo stimolo all'offerta sembra faticare a divenire efficace, anche se naturalmente è necessario ancora un po' di tempo perché i nuovi progetti vengano realizzati e contribuiscano dunque all'offerta di TEE.

TAG

energy efficiency, market design, regulation

PIANI NAZIONALI PER L'ENERGIA E IL CLIMA

LA STRATEGIA SLOVENA E L'INCOGNITA DEL FUTURO MIX PRODUTTIVO

La Slovenia ha elaborato la versione provvisoria del PNEC in cui esplicita, sulla base delle specificità nazionali, il proprio contributo al raggiungimento degli obiettivi comunitari definiti per il 2030 (Tabella 1).

TABELLA 1. CLEAN ENERGY FOR ALL EUROPEAN PACKAGE - PROCESSO LEGISLATIVO

	Commissione Europea Proposta	UE Inter-istituzionale Negoziazioni	Parlamento Europeo Adozione	Consiglio Adozione	Gazzetta Ufficiale Pubblicazione
Rendimento Energetico negli edifici	30/11/2016	Accordo Politico	17/04/2018	14/05/2018	19/06/2018 direttiva - (UE) 2018/844
Energia rinnovabile	30/11/2016	Accordo Politico	13/11/2018	04/12/2018	21/12/2018 direttiva - (UE) 2018/2001
Efficienza Energetica	30/11/2016	Accordo Politico	13/11/2018	04/12/2018	21/12/2018 direttiva - (UE) 2018/2002
Governance	30/11/2016	Accordo Politico	13/11/2018	04/12/2018	21/12/2018 regolamento - (UE) 2018/1999
Regolazione elettrica	30/11/2016	Accordo Politico	26/03/2019	22/05/2019	
Direttive elettriche	30/11/2016	Accordo Politico	26/03/2019	22/05/2019	
Preparazione al Rischio	30/11/2016	Accordo Politico	26/03/2019	22/05/2019	
ACER	30/11/2016	Accordo Politico	26/03/2019	22/05/2019	

Fonte: Commissione Europea

Il piano sloveno basa la propria strategia in ambito energetico e climatico di breve periodo (orizzonte 2020) su documenti e misure d'azione già adottati dal governo e illustra in forma preliminare e ancora parziale le proposte per il raggiungimento degli obiettivi di medio termine (orizzonte 2030).

Il Ministero delle Infrastrutture sloveno, responsabile del settore energetico, ha incaricato della stesura delle proposte di piano nazionale il gruppo di lavoro composto dai rappresentanti dei vari dicasteri, affiancato da esperti. La versione finale incorporerà le raccomandazioni della Commissione Europea nella misura più ampia possibile e sarà approvata dal Governo sloveno a valle di consultazioni con i paesi limitrofi e di una complessiva valutazione dell'impatto ambientale.

Al fine di perseguire l'impegno comunitario della completa decarbonizzazione entro il 2050, la Slovenia delinea la propria strategia

d'azione in termini di riduzione delle emissioni inquinanti, di incremento della quota rinnovabile nei consumi finali lordi di energia e di sviluppo dell'efficienza energetica entro il 2030.

A livello comunitario, l'obiettivo al 2030 per i settori non-ETS prevede una contrazione delle emissioni del 30% rispetto i livelli registrati nel 2005. Il piano sloveno stima una diminuzione più contenuta del 15%, da raggiungere principalmente attraverso il contributo da parte del settore dell'edilizia (Tabella 2). Quest'ultimo conta di poter ridurre del 70% le emissioni di gas serra rispetto i valori del 2005; a tal fine, il piano prospetta un intenso programma di ristrutturazione degli edifici per renderli indipendenti dall'impiego di risorse energetiche emittenti gas inquinanti.

Per quanto riguarda l'obiettivo al 2020, la Slovenia si è impegnata a non incrementare le emissioni oltre il 4% rispetto il livello nel 2005. Nel 2016 si è registrata una diminuzione del 5% dei gas serra confrontando i valori con il 2005, gli stessi, tuttavia, sono risultati in aumento per la medesima quota rispetto il 2015 registrando un *trend* crescente dopo la riduzione nel triennio 2011-2014.

Nel 2016, i trasporti hanno generato il 51% delle emissioni attribuibili al settore non-ETS mentre gli altri settori non eccedevano il 16%. I trasporti rappresentano una forte incertezza per quanto riguarda le emissioni future per aver riportato un incremento pari a 28.7% dei gas inquinanti nel periodo 2005-2016. Tuttavia, da una prima stima delle emissioni nel 2017 che si attesterebbero intorno ai valori del 2015 (10.7 tCO₂), il piano sloveno sembrerebbe garantire il rispetto del *target* di emissione non-ETS previsto per il 2020 e prevede una contrazione del 9% delle emissioni gas serra dal settore trasporti al 2030 rispetto i valori 2020.

TABELLA 2. EMISSIONI GAS SERRA (%)

		2016 consuntivo	2020 obiettivo	2030 obiettivo
ITALIA	Riduzione GHG vs 2005 per i settori non ETS	-16.2*	-13	-33
	Riduzione GHG vs 2005 per i settori ETS		-21	-43
FRANCIA	Riduzione GHG vs 2005	-14.4*	-14	-37
GERMANIA	Riduzione GHG vs 2005	-26*	-14	-55*
BELGIO	Riduzione GHG vs 2005	-18.5*	-15	-35**
SLOVENIA	Riduzione GHG vs 2005	-4.8%	4%	-15**

*Rispetto il 1990. **Settore non ETS

Fonte: Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima.
Agenzia Europea per l'Ambiente. Eurostat

TABELLA 3. EFFICIENZA ENERGETICA (%) CONSUMO INTERNO LORDO (Mtep)

	2016 Consumo Interno Lordo*		2020 obiettivo	2030 obiettivo
ITALIA	154.3	Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto al caso base	-24	-43
		Riduzione dei consumi di energia finale rispetto al caso base	-1.5 annuo (senza trasporti)	-39.7
FRANCIA	253.7	Riduzione del consumo finale di energia rispetto al caso base	-20**	-32.5
GERMANIA	319.1	Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto al caso base	-20	-30%
BELGIO	56.8	Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto al caso base	-18%***	-22
		Riduzione dei consumi di energia finale rispetto al caso base		-17
SLOVENIA	6.7	Riduzione del consumo finale di energia rispetto al caso base	-20%*	-

*Somma dei quantitativi di fonti primarie prodotte, di fonti primarie e secondarie importate e della variazione delle scorte di fonti primarie e secondarie presso produttori e importatori, diminuita delle fonti primarie e secondarie esportate

Riduzione del consumo di energia. *Riduzione dei consumi di energia primaria

Fonte: Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima

National Renewable Energy Action Plans 2009

Per contenere le emissioni generate nel settore dei trasporti, il piano si prefigge di introdurre l'utilizzo di carburanti alternativi quali CNG, LNG, idrogeno ed elettrico e promuovere la transizione verso una mobilità sostenibile che prediliga il trasporto pubblico e modalità di trasporto non motorizzate.

Il contributo sloveno in termini riduzione del consumo di energia prevede un incremento dell'efficienza energetica del 20% al 2020 (Tabella 3), stimando un consumo di energia primaria di 7.125 Mtoe per lo stesso anno e pari a circa 7.053 Mtoe nel 2030.

Per rispettare gli obiettivi, il piano prevede misure di efficientamento energetico degli edifici domestici e industriali con particolare attenzione allo sviluppo di nuove tecnologie nei sistemi di riscaldamento e raffrescamento. Inoltre, l'aumento del livello di efficienza energetica consente la riduzione della dipendenza

dall'import dei combustibili fossili più inquinanti, ausiliare al processo di graduale *phase-out* dalle medesime risorse e dal nucleare previsto dal piano, a vantaggio di un crescente impiego di fonti rinnovabili e risorse *low-carbon*.

Considerate le proiezioni di de-carbonizzazione, la quota di fonti *green* nel bilancio energetico sloveno è stimata in aumento. In termini di sviluppo delle risorse rinnovabili, la Slovenia dovrà raggiungere *target* ambiziosi al fine di mantenere l'affidabilità della fornitura di energia.

La quota obiettivo di penetrazione delle fonti rinnovabili nei consumi finali lordi al 2020 è prevista del 25% (Tabella 4); i consuntivi 2016 di circa 21% e 2017 pari a 21.6% di contributo rinnovabile sono risultati inferiori al *target* di 21.8% fissato per il 2016. Dovendo raggiungere la quota obiettivo al 2030 del 27% (inferiore di 5 punti percentuali a quella stabilita a livello comunitario), lo sviluppo di fonti rinnovabili dovrà avvenire a un tasso decisamente maggiore di quello registrato tra il 2016 e il 2017.

TABELLA 4. QUOTA DI ENERGIA DA FER NEI CONSUMI FINALI LORDI - QUOTA TOTALE FER (%)

	2016		2020 obiettivo	2030 obiettivo
	consuntivo	obiettivo		
ITALIA	17.4	12.0	17.0	29.7
FRANCIA	16.0	18.0	23.0	32.0
GERMANIA	14.8	14.4	19.6	30.0
BELGIO	8.7	8.6	13.0	18.3
SLOVENIA	21.3	21.8	25.0	27.0

Fonte: National Renewable Energy Action Plans 2009.
Dati Eurostat. NECPs 2018

TABELLA 6. QUOTA DI ENERGIA DA FER NEI CONSUMI FINALI LORDI - RES H&C (%)

	2016		2020 obiettivo	2030 obiettivo
	consuntivo	obiettivo		
ITALIA	18.9	11.1	17.1	33.1
FRANCIA	21.1	25.5	33.0	38*
GERMANIA	13.0	12.4	15.5	27.0
BELGIO	8.1	7.5	11.9	12.7
SLOVENIA	34.0	28.0	34.5	30.5

*Sul consumo finale di calore

Fonte: National Renewable Energy Action Plans 2009.
Dati Eurostat. NECPs 2018

TABELLA 5. QUOTA DI ENERGIA DA FER NEI CONSUMI FINALI LORDI - RES-E (%)

	2016		2020 obiettivo	2030 obiettivo
	consuntivo	obiettivo		
ITALIA	34.0	23.1	26.4	55.4
FRANCIA	19.2	21.5	27.0	40*
GERMANIA	32.2	28.8	38.6	50-52.5
BELGIO	15.8	14.8	20.9	40.4
SLOVENIA	32.1	36.0	38.6	47.4

*Sulla produzione

Fonte: National Renewable Energy Action Plans 2009.
Dati Eurostat. NECPs 2018

TABELLA 7. QUOTA DI ENERGIA DA FER NEI CONSUMI FINALI LORDI - RES-T (%)

	2016		2020 obiettivo	2030 obiettivo
	consuntivo	obiettivo		
ITALIA	7.2	7.3	10.1	21.6
FRANCIA	8.9	8.4	10.5	15.0
GERMANIA	6.9	7.1	13.2	14.0
BELGIO	6.0	6.3	10.1	20.6
SLOVENIA	1.6	5.6	10.1	10.1

Fonte: National Renewable Energy Action Plans 2009.
Dati Eurostat. NECPs 2018

Il contributo al raggiungimento dell'obiettivo *green* al 2030 nei consumi finali lordi sarà principalmente demandato ai settori elettrico e di riscaldamento e raffrescamento attestandosi rispettivamente su quote del 47% e del 30% (**Tabella 5 e 6**).

Per quanto riguarda il settore dei trasporti, la quota di penetrazione rinnovabile è contenuta e stimata del 10% (**Tabella 7**). Il consuntivo 2016 pari a 1.6% è di molto inferiore all'obiettivo fissato per lo stesso anno di 5.6%, una condizione che trova conferma anche per l'anno 2017 con una quota consuntiva di 2.74%.

La traiettoria che questi valori delineano rimane lontana dal *target* del 10.1% di breve e medio periodo; l'evidenza rispecchia le criticità che l'introduzione dei veicoli elettrici sta riscontrando in Slovenia. Il piano si prefigge di assottigliare il divario promuovendo l'impiego di biocarburanti in differenti soluzioni: come quota componente del 7% nei carburanti fossili o tramite l'incremento della quota di veicoli che impiegheranno biocarburante puro passando da 0 a 10% nel periodo dal 2020 al 2030.

Inoltre, il piano conferma la promozione della mobilità elettrica, tramite esenzioni fiscali e cofinanziamento dell'acquisto e dell'installazione di colonnine pubbliche di ricarica, accompagnate da centri per la gestione di *smart grids* e *smart communities*.

La Slovenia presenta un sistema elettrico modesto in cui le grandi unità di produzione sono fondamentali per garantire l'affidabilità del sistema. Nel 2016 hanno contribuito a determinare il *mix* di generazione la produzione nucleare per una quota del 40%, le fonti fossili e le risorse rinnovabili per il 30% ciascuno. In previsione della dismissione delle risorse fossili, pari a 1.4 GW (rispettivamente 0.921 GW di carbone e 0.491 GW di gas) e dell'avvicinarsi del fine vita utile dell'esistente impianto nucleare di Krško nel 2023 per 0.696 GW, una porzione non indifferente della produzione domestica di elettricità dovrà essere sostituita. Per quanto riguarda la risorsa gas naturale, la Slovenia manca di risorse locali; per la fornitura è dipendente interamente dall'import dai *trading hubs* del mercato del gas europeo, della Norvegia, della Federazione Russa e del Nord Africa.

A oggi, le più importanti fonti di energia rinnovabile nel paese sono rappresentate dalle biomasse da legno, dall'installato idroelettrico (di poco superiore a 1.2 GW) e anche dal solare che recentemente ha conosciuto un dinamico sviluppo.

L'energia da biomassa da legno presenta un grande potenziale: il legname di scarsa qualità viene utilizzato per fini energetici, produzione di calore ed elettricità, impiegando tecnologie avanzate al fine di ridurre l'inquinamento dell'aria. Nel 2018 la capacità installata di biomassa era di 0.017 GW.

L'energia idroelettrica consente una rapida risposta ai cambiamenti nella domanda elettrica e rappresenta la prima fonte di energia rinnovabile in Slovenia. Il territorio vanta ancora del potenziale per l'utilizzo dell'energia idroelettrica: la priorità verrà data alla ristrutturazione degli impianti esistenti e in secondo luogo ne verranno costruiti di nuovi; poiché le migliori localizzazioni risultano già in utilizzo, le successive realizzazioni idroelettriche risulteranno più sfidanti.

L'energia solare eserciterà un ruolo fondamentale nell'arginare la pressione risultante dal *phasing-out* delle fonti fossili, rappresentando la risorsa *green* di cui il piano intende promuovere lo sviluppo con priorità, partendo da una base di installato nel 2018 pari a 0.275 GW e già in incremento di 9 MW rispetto all'anno precedente.

Per quanto riguarda l'energia eolica, il territorio sloveno manca di zone pianeggianti ampie e caratterizzate da una stabile e sufficiente velocità del vento in cui vasti impianti eolici possano essere costruiti; tuttavia sono presenti ancora aree dal potenziale eolico non sfruttato il cui utilizzo è importante inizi tempestivamente. Nel 2018 l'installato eolico ammontava a un valore rimasto invariato dal 2015 e pari a 0.003 GW.

Un sistema elettrico in transizione, caratterizzato dall'intensificarsi dell'impiego di risorse intermittenti, non sempre in grado di rispondere tempestivamente ai bisogni dei consumatori, al fine di non esporre il sistema a eccessiva pressione, richiede una maggiore interconnessione di rete anche a livello transfrontaliero e l'introduzione di nuovi metodi di *storage* dell'energia.

La Slovenia presenta un livello di interconnessione elettrica che si è attestato intorno all'84% nel 2017, al di sopra dei *target* del 10% al 2020 e del 15% fissato al 2030.

Il piano prevede progetti di potenziamento della rete elettrica (di cui anche Progetti di Interesse Comune) con i paesi confinanti di Croazia, Ungheria e Italia. Sono contemplati anche progetti di rete in termini di *smart networks*, in grado di promuovere il ruolo attivo dei consumatori e meglio gestire l'incrementata flessibilità dall'utilizzo delle risorse rinnovabili nel prossimo futuro, anche a livello locale.

La Slovenia risulta sufficientemente connessa con i centri di gas *trading* italiano e austriaco; in aggiunta, una connessione con l'Ungheria è stata pianificata e consentirà l'accesso a un nuovo *trading hub* e strutture di stoccaggio di gas naturale in Ungheria.

Nel 2017, la Slovenia si è rivelata un paese importatore netto per 0.4 TWh; durante i periodi di richiesta elevata la Slovenia ne soddisfa la maggior parte grazie all'import, al verificarsi di bassa domanda il paese è in grado di generare surplus di elettricità che esporta sui mercati esteri. In particolare, nello stesso anno, circa il 52% della richiesta elettrica è stato soddisfatto dalla produzione domestica, mentre per la restante quota si è provveduto tramite import.

Il piano sloveno manca di esplicitare una valutazione quantitativa della capacità rinnovabile di futura installazione e di definire il cronoprogramma di dismissione delle fonti fossili più inquinanti e del nucleare; per quanto concerne il gas naturale, la strategia prevede di intensificare le interconnessioni per consentire un maggiore accesso agli stoccaggi stranieri.

Per poter garantire la sostenibilità del sistema anche a fronte di un possibile incremento della domanda di lungo periodo, il progetto di sviluppo della capacità rinnovabile, in particolare di quella solare, concepito in sostituzione dell'installato fossile più inquinante e della capacità dell'atomo, sembrerebbe necessitare di un aumento dell'import e in particolare della dipendenza dal gas naturale. Un simile contesto potrebbe spingere la Slovenia ad aggiungere quantità gas prodotta internamente, ipotesi che compare nel piano ma che non viene intesa come *target* da assolvere. Alla definizione del nuovo *mix* produttivo concorreranno anche gli esiti dell'implementazione delle disposizioni adottate dai paesi confinanti.

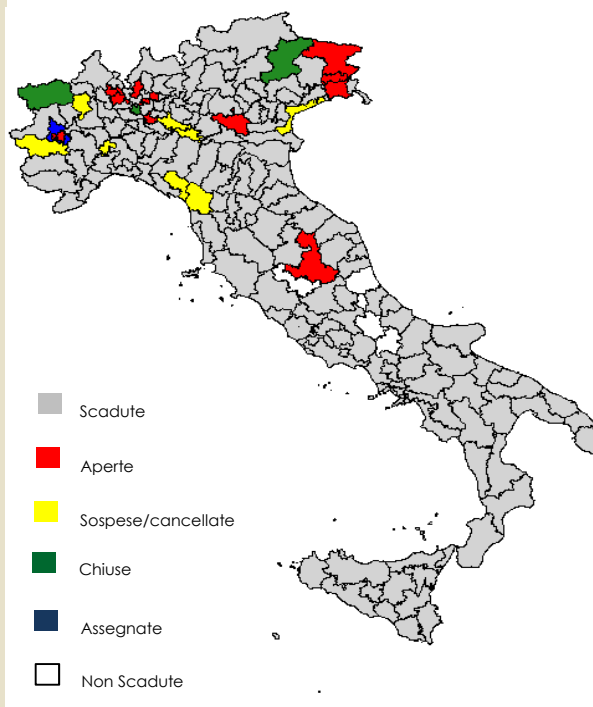
GARE GAS

MONITORAGGIO GARE GAS

BANDI DI GARA

- A fine maggio la città di Torino, in qualità di stazione appaltante, ha pubblicato il bando per il servizio di distribuzione gas nell'ATEM **TORINO 1**. Il termine di presentazione delle offerte è fissato per il 12 settembre 2019, l'apertura delle buste è invece prevista all'inizio del prossimo anno. La procedura è di tipo aperta. **TORINO 1** comprende 6 Comuni, di cui nessuno montano; ospita circa 566 mila PdR, una rete di circa 1,978 km e una RAB totale di circa 426 milioni di euro. Nell'ATEM è presente un solo operatore, Italgas che detiene il 100% delle quote di mercato. Dai documenti di gara si evince che sono stati previsti 85 milioni per le opere di manutenzione, il cui peso maggiore è dato dagli interventi di sostituzione/rifacimento degli allacciamenti. Si dà spazio anche all'innovazione tecnologica con costi previsti intorno ai 28 milioni. Al bando è allegata l'analisi costi/benefici dalla quale emerge che gli investimenti programmati sono pienamente sostenibili.
- **TORINO 2** è la prima concessione per ATEM a essere assegnata ufficialmente. La gara era stata aperta a fine 2015 ([Newsletter 196](#)) e a circa due anni dal termine di presentazione delle offerte (giugno 2017) la stazione appaltante ha aggiudicato il servizio all'unica offerente, Italgas. Nonostante la poca competizione, Italgas possedeva già il 98% dell'ATEM, l'offerta ha presentato uno sconto tariffario del 10% rispetto alle tariffe fissate dall'ARERA e uno sconto del 5% sui corrispettivi di prestazioni di servizi all'utenza. Il punteggio totale attribuito è stato di 78.54. **TORINO 2** ospita un totale di oltre 180 mila PDR per 48 Comuni. La RAB totale stimata è di circa 140 milioni di euro, mentre il VIR è pari a 129 milioni. Anche le gare di Belluno e Valle d'Aosta, hanno terminato le fasi di offerta (rispettivamente a settembre 2017 e Ottobre 2018) e sono in attesa di assegnazione dopo una serie di controversie legali che tuttavia dovrebbero essere concluse ([Newsletter 228](#)).
- Non è invece così per **MILANO 1** dove la vincitrice A2A è stata annunciata, ma in attesa di ufficializzazione per via dei ricorsi presentati dalla seconda classificata 2i Rete Gas.
- A pochi giorni dalla data originariamente prevista, il termine di presentazione della domanda di partecipazione alla gara per l'ATEM **BERGAMO 3** è stato spostato, con una proroga di 1 anno, al 29/5/2020. **BERGAMO 3** comprende 33 Comuni, per circa 84 mila PDR e una rete di 956 km, per un valore di RAB pari a 42 milioni di euro. 2i Rete Gas controlla la maggiore quota di mercato, pari al 57% dei PDR. Anita e A2A seguono con quote molto inferiori, ovvero 20% e 7% ([Newsletter 226-227](#)).
- Il termine di presentazione della domanda di partecipazione alla gara per **UDINE 2** è stato posticipato ad agosto 2019. Il valore di rimborso pari a circa 65,180 milioni è stato aumentato di 21 mila euro. L'ATEM comprende 20 Comuni e ospita circa 90 mila PDR, una rete di circa 1,191 km. La RAB totale stimata è di circa 43 milioni di euro. Tre dei quattro principali operatori nazionali sono attivi nell'ATEM. Hera controlla la maggiore quota di mercato, pari a circa il 90% dei PDR nell'ATEM. A2A è il secondo operatore con una quota del circa 5% e 2i Rete Gas il terzo, con circa il 2%.
- Il termine di presentazione della domanda di partecipazione alla gara per **VERONA 2** è stato posticipato di un anno a fine giugno 2020. L'ATEM comprende 51 Comuni e ospita circa 150 mila PDR, una rete di circa 3,000 km. La RAB totale stimata è di circa 89 milioni di euro. BRIMSCO Srl è il gruppo che controlla la maggior quota di mercato con oltre il 30% in termini di PDR. Seguono 2i Rete Gas con il 19% e Rete Morenica Srl con il 17%.
- Il Comune di Orvieto, lo scorso 11 aprile, ha delegato la società Terni Srl a operare in qualità di stazione appaltante dell'ATEM **TERNI**. Il Comune di Orvieto ha chiesto che venga inserito l'obbligo di estensione della rete di distribuzione del gas metano nelle frazioni di Sugano, Canonica, Morrano, Osarella, Colonna di Prodo, Benano e Strada Provinciale del Piano. **TERNI** comprende 34 Comuni; ospita circa 88 mila PdR, una rete di circa 1,000 km e una RAB totale di circa 68 milioni di euro. Il gruppo che controlla la maggior quota di mercato è Umbria Distribuzione Gas, che è pari al 57% dei PDR. Il secondo e il terzo sono rispettivamente 2i Rete Gas e Italgas con il 15%.

PUBBLICAZIONE BANDI GARE GAS: LO STATO DELL'ARTE



- Si chiude l'istruttoria aperta a fine marzo dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) per verificare l'operato di Ireti, Italgas e 2i Rete Gas, operatori dominanti nell'ATEM **GENOVA 1**. L'indagine era stata aperta a seguito della denuncia della stazione appaltante contro le tre società per il mancato invio di documenti indispensabili a predisporre la documentazione di gara. Il 10 aprile le tre società hanno provveduto alle loro mancanze, da qui la decisione dell'Autorità di non ricorrere a misure cautelari per il possibile abuso di posizione. **GENOVA 1** comprende 25 Comuni, per circa 335 mila PDR e una rete di 1,774 km, per un valore di RAB stimato pari a 393 milioni di euro. Iren SpA controlla la maggiore quota di mercato, pari al 97% dei PDR. Italgas e 2i Rete Gas seguono con quote molto inferiori.

VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

GARE ASSEGNATE							
INFORMAZIONI GENERALI							
Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	Pubblicazione	Scadenza offerte	Concessionario (Gruppo)	Numero offerenti	Punteggio offerta vincente
1	TORINO 2	687/2016/R/gas	42367	28/06/2017	Italgas	1	78.54

GARE CHIUSE							
INFORMAZIONI GENERALI							
Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Numero offerenti	
1	MILANO 1	631/2015/R/gas		23/12/2015	16/01/2017	2	
2	BELLUNO	455/2016/R/gas		26/2016/R/gas	27/12/2016	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	COMO 1	NO		08/08/2018	30/04/2019	MEDIA	●	●	●	●	●
2	VARESE 2	NO		11/09/2015	30/07/2019	MEDIA	●	●	●	●	●
3	LODI 1	NO		30/12/2015	30/09/2019	MEDIA	●	●	●	●	●
4	MONZA E BRIANZA I	NO		29/12/2015	31/10/2019	ALTA	●	●	●	●	●
5	VICENZA 4	NO		01/04/2019	31/12/2019	BASSA	●	●	●	●	●
6	BERGAMO 3	NO		03/08/2018	29/05/2020	MEDIA	●	●	●	●	●
7	VERONA 2	in corso		30/12/2016	30/06/2020	BASSA	●	●	●	●	●
8	VARESE 3	NO		12/07/2017	31/12/2020	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	08/08/2019	MEDIA	●	●	●	●	●
2	TORINO 1	30/2018/R/gas	NO	23/05/2019	12/09/2019	ALTA	●	●	●	●	●

GARE ANNULLATE O SOSPESE												
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	02/12/2019	Sospesa	BASSA	●	●	●	●	●
8	VICENZA 3	in corso	284/2018/R/gas	15/12/2018	31/12/2019	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	LIVORNO	in corso	283/2018/R/gas	NO	-		ALTA	●	●	●	●	●
5	FIRENZE 1	in corso		NO			MEDIA	●	●	●	●	●
6	MODENA 1	in corso		NO			MEDIA	●	●	●	●	●

Aggiornata al 28/05/2019

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 *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)

	2019*	2018*	Var. %
Domanda	104 313	105 626	-1.2%
Produzione netta	92 230	89 031	3.6%
- Termoelettrico	63 735	60 408	5.5%
- Rinnovabili**	28 495	28 623	-0.4%
Saldo estero	13 379	17 204	-22.2%

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

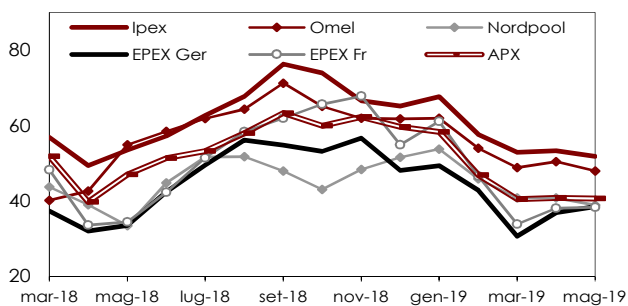
GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE
(Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2019	AS 2018	Var. %	AT 2018	AT 2017	Var. %
Industriale	5.7	5.8	-1.4%	9.3	9.6	-3.2%
Termoelettrico	9.6	8.4	14.1%	16.0	15.5	3.6%
Distribuzione	17.8	18.0	-1.3%	27.9	29.3	-4.8%
Altro	0.7	0.8	-10.2%	1.2	1.4	-16.0%
Totale	33.8	33.1	2.4%	54.3	55.7	-2.5%

Valori cumulati al 19/05/2019

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

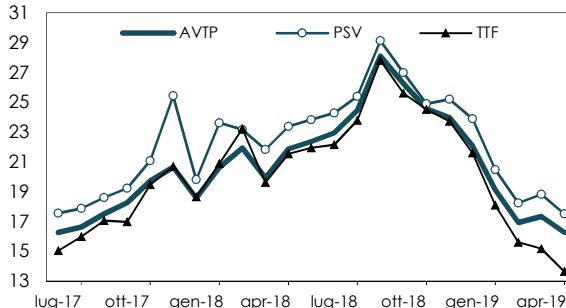
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 24/05/2019

Fonte: Borse Europee

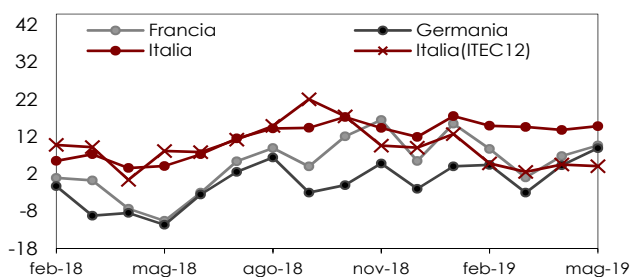
GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 26/05/2019

Fonte: elaborazione REF-E su dati Thomson Reuters

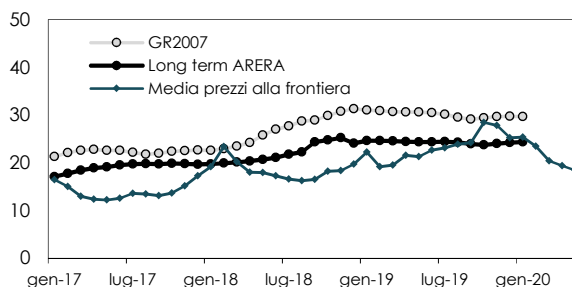
ENERGIA ELETTRICA: SPARK SPREAD IN EUROPA
(€/MWh)



Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili
Ultimo dato al 24/05/2019

Fonte: elaborazioni REF-E

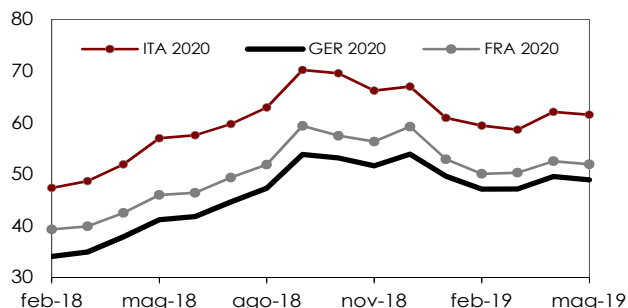
GAS NATURALE: PREZZI APPROVVIGIONAMENTO LONG-TERM
(€/MWh)



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

Fonte: elaborazioni REF-E su WGI, Thomson Reuters e ARERA forward al 26/05/2019

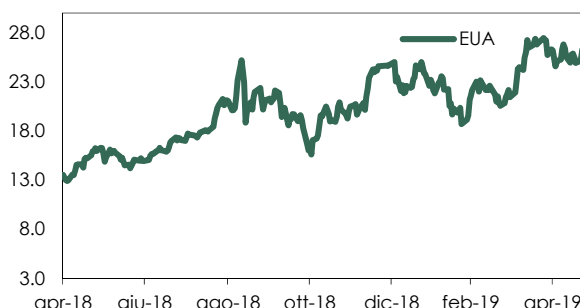
ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 24/05/2019

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2
(€/tCO2 eq.)



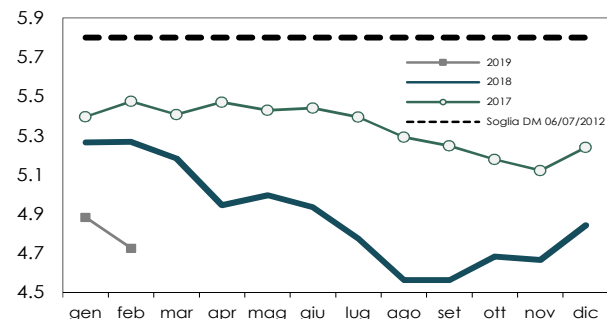
Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 24/05/2019

Fonte: Reuters su EEX

DATI SETTORI INCENTIVATI E REGOLATI

CONTATORE GSE RINOVABILI

Costo cumulato annuo (miliardi di euro)

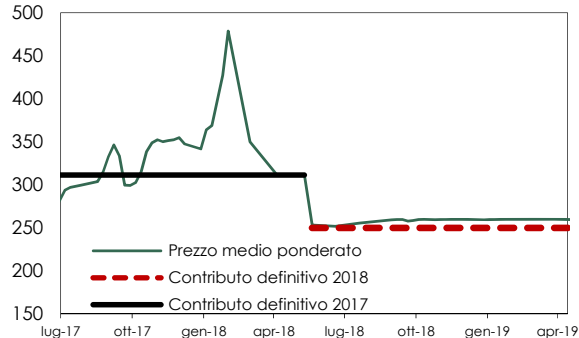


Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico.

Fonte: GSE

TEE: PREZZI DI BORSA E CONTRIBUTO TARIFFARIO

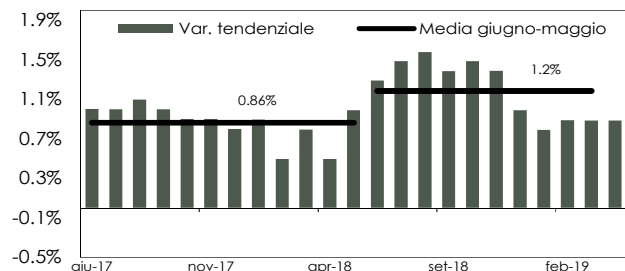
(€/TEE)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, ARERA

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



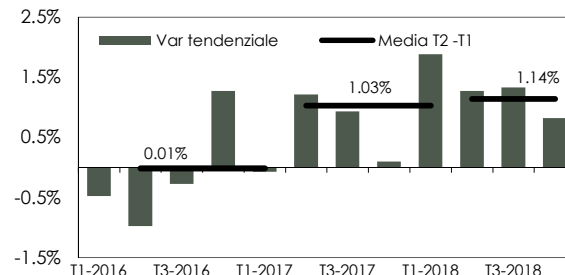
* Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati

Ultimo dato Aprile 2019

Fonte: Istat

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



*Deflatore investimenti fissi lordi. Ultimo dato T4-2018

Edizione dati Istat: Aprile 2019

Fonte: Istat

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

Componente	III 2018	IV 2018	I 2019	II 2019
Energia, dispac. e commerc.	10.49	11.88	10.83	8.41
Costi infrastrutture e UC	3.87	3.87	3.92	3.92
Oneri generali di sistema	3.22	3.22	4.21	4.95
Totale - tasse escluse	17.58	18.97	18.96	17.28

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

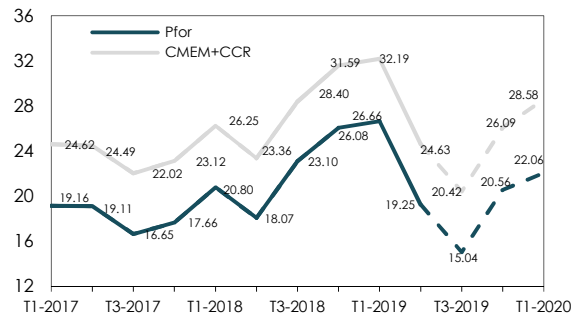
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA PMI (BTAS) (€/cent/kWh)

Componente	III 2018	IV 2018	I 2019	II 2019
Energia, dispac. e commerc.	8.82	10.05	9.46	6.86
Costi infrastrutture e UC	2.76	2.76	2.79	2.79
Oneri generali di sistema	6.61	6.61	7.79	5.56
Totale - tasse escluse	18.19	19.43	20.04	15.21

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

GAS NATURALE: APPROVVIGIONAMENTO IN TUTELA

(€/cent/mc)



PCS 38.52 MJ/mc, Previsioni (tratteggio) su forward al 26/05/2019

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Alba e Autorità

GAS NATURALE: PREZZI IN TUTELA DOMESTICI

(€/cent/mc)

Componente	III 2018	IV 2018	I 2019	II 2019
Approvvig. e vendita	33.49	36.67	37.29	29.72
Costi di trasporto	4.02	4.88	4.80	3.97
Costi di distribuzione	9.21	9.21	9.98	9.98
Oneri generali di sistema	2.36	2.36	2.65	3.64
Totale - tasse escluse	49.08	53.12	54.72	47.31

Consumi 1,400 Smc/a

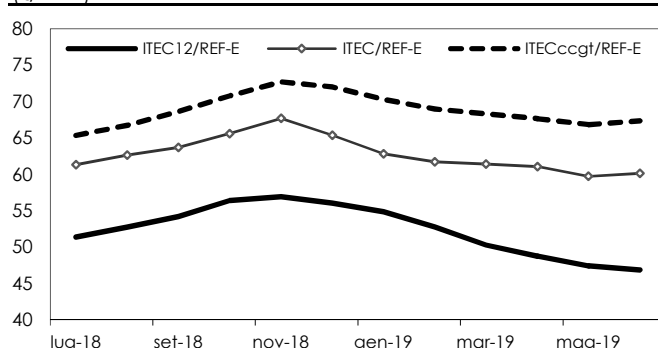
L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di maggio è pari a 47.41 €/MWh, in calo del 2.8% sul dato di aprile (48.77 €/MWh). L'andamento al ribasso dell'indice è legato all'andamento dei prezzi delle *commodities* sottostanti durante il mese di aprile, con tasso di cambio \$/€ in calo.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di maggio si attesta a 61.08 €/MWh, in calo del 2.2% sul valore consuntivo di aprile (pari a 59.72 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di maggio si attesta a 66.85 €/MWh, in calo dell'1.2% rispetto al consuntivo del mese precedente (67.65 €/MWh). Tali andamenti sono legati alle variazioni del valore di mercato dei combustibili registrato negli ultimi mesi, al netto del tasso di cambio €/€ in calo durante il mese di aprile.

Il valore *forward* per il mese di giugno dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 23 maggio, è pari a 46.87 €/MWh, in calo dell'1.1% rispetto al consuntivo di maggio. I valori *forward* per il mese di giugno di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 23 maggio, sono pari a 60.15 €/MWh e 67.36 €/MWh, il primo in aumento dello 0.7%, mentre il secondo dello 0.8% rispetto al consuntivo di maggio.

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



	ITEC12/REF-E (€/MWh)	ITEC/REF-E (€/MWh)	ITECccgt/REF-E (€/MWh)
lug-18	51.41	61.33	65.35
ago-18	52.75	62.66	66.73
set-18	54.19	63.71	68.64
ott-18	56.42	65.61	70.80
nov-18	56.92	67.70	72.72
dic-18	56.04	65.39	72.04
gen-19	54.87	62.82	70.31
feb-19	52.77	61.73	68.98
mar-19	50.27	61.43	68.34
apr-19	48.77	61.08	67.65
mag-19	47.41	59.72	66.85
giu-19	46.87	60.15	67.36

Fonte: elaborazione REF-E

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di giugno sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Reuters al 23/5/2019. 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 2019.

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.

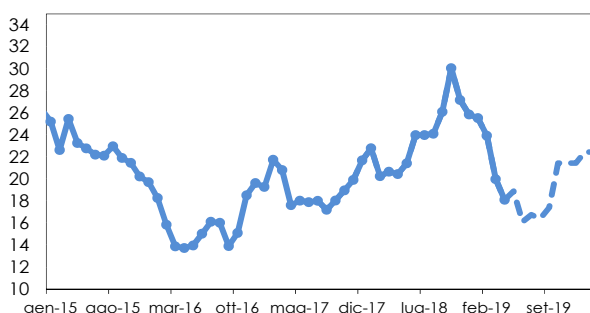
ANDAMENTO

L'indice gas MAGI consuntivo per maggio 2019 è pari a 18.90 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano rispettivamente a 18.89 €/MWh e 18.90 €/MWh.

La quotazione del prodotto con consegna a maggio 2019 è aumentata rispetto a quella per le consegne di aprile 2019 ma risulta minore rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (21.42 €/MWh). Il volume complessivo transato è diminuito rispetto a maggio 2018 (7,516 MW contro 11,035 MW), così come il numero di transazioni registrate (306 contro 389).

Al 24 maggio, gli scambi del prodotto con consegna a giugno 2019, relativi a un campione di 243 operazioni e un volume totale scambiato di 6,719 MW, indicano un prezzo di 17.29 €/MWh, in diminuzione rispetto al valore consuntivo del prodotto con consegna a maggio 2019

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