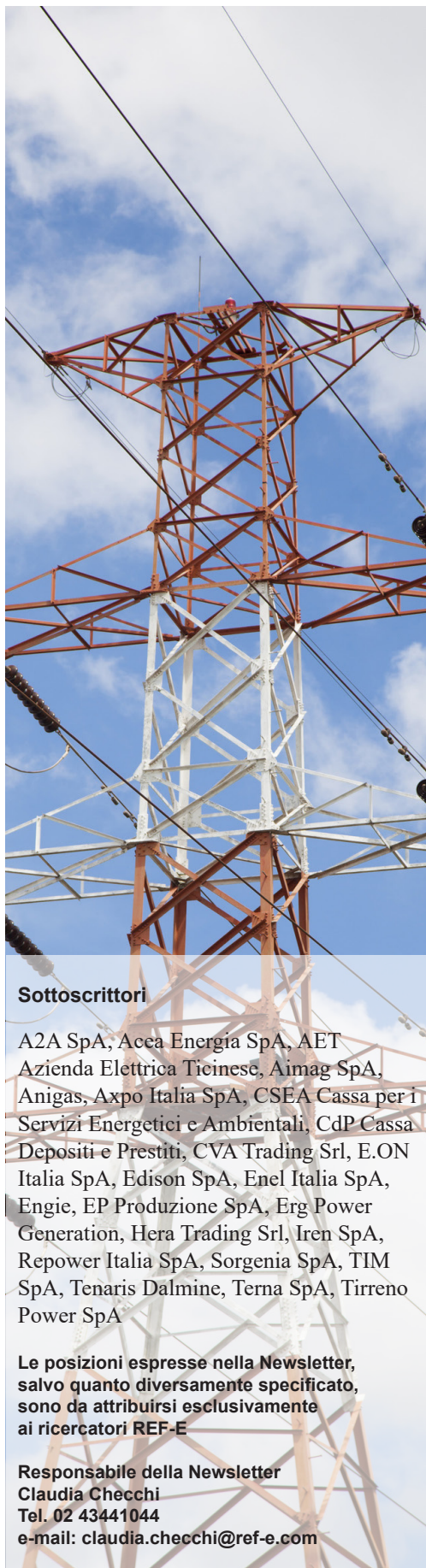




### Sottoscrittori

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

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

Responsabile della Newsletter

Claudia Checchi

Tel. 02 43441044

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

## GAS NATURALE

### ● M&A nella distribuzione: il riassetto del settore prima delle gare

*Le operazioni di 2i Rete Gas e Italgas annunciate di recente sono diverse per dimensione ma presentano caratteristiche comuni. Le valutazioni degli asset, che sembrano più vicine al valore residuo che al costo storico, potrebbero essere il segno di strategie complesse ma anche di attese elevate di redditività futura del settore. Le operazioni di M&A sembrano comunque divenute più efficaci delle gare nel ridisegnare l'assetto del settore, un rischio noto fin dall'inizio del processo e che l'Antitrust si è incaricata, in passato, di scongiurare, ma un cambiamento di strategia è forse possibile anche su questo fronte.*

pag. 3

### ● Politiche e regolazione per la metanizzazione della Sardegna

*La prospettiva della metanizzazione della Sardegna, venuto meno il progetto del gasdotto GALSI, è stata riaperta nel 2016 con l'approvazione del nuovo Piano Energetico Regionale Ambientale, la sottoscrizione tra Regione e Governo del Patto per lo sviluppo della Sardegna, e il varo della normativa per la promozione dei combustibili alternativi. Con questi atti si è delineata la scelta di approvvigionare l'isola tramite il trasporto del GNL, in alternativa a quella di un gasdotto sottomarino dalla Toscana. In questo processo sono emerse una serie di problematiche di carattere normativo e, soprattutto, regolatorio inerenti la disciplina del mercato del gas naturale, la cui definizione condiziona i modi in cui potrà avvenire effettivamente l'accesso a questa risorsa per la Sardegna.*

pag. 6

## MERCATO ELETTRICO

### ● Monitoraggio retail: lezioni dai dati storici e indicazioni dalla regolazione

*L'analisi storica delle offerte pubblicate via web per il domestico, monitorate da REF-E dal 2013, conferma le difficoltà nell'effettuare confronti di prezzo e suggerisce che non tutti gli operatori potrebbero essere pronti per la PLACET, anche se ci sono le prime evidenze di una evoluzione del settore, in attesa del 2019. Le prime indicazioni sulle regole che si dovranno rispettare per poter rientrare tra i venditori virtuosi sollevano dubbi: non facile l'equilibrio tra protezione del consumatore e ragionevolezza dei controlli e degli adempimenti.*

pag. 12

## GARE GAS

### ● Monitoraggio gare gas

pag. 17

## INDICATORI

### ● Dati di mercato

pag. 19

### ● Dati settori incentivati e regolati

pag. 20

## INDICI

### ● ITEC e Magi

pag. 21

#### Direttore responsabile

Claudia Checchi

#### Gruppo di lavoro

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

#### Editore

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

#### Presidente

Pia Saraceno

#### Segreteria, Editing e grafici

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

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

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

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

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

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

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

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

#### Periodici

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

#### Pubblicazioni

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

#### Servizi

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

#### NEWS

##### Ultime pubblicazioni

- [Energy Outlook n. 6](#), Ottobre 2017
- [Working paper](#) "Smart meter: aspetti tecnologici, economici e regolatori della gestione intelligente della rete" - n. 15/Marzo 2017
- Rapporto annuale 2016, Rapporto REF-E, Febbraio 2017
- La filiera degli usi finali del GNL in Italia - 2016, Rapporto, Dicembre 2016

## GAS NATURALE

### M&A NELLA DISTRIBUZIONE: IL RIASSETTO DEL SETTORE PRIMA DELLE GARE

#### RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Provvedimento n. 26012](#)

*Le operazioni di 2i Rete Gas e Italgas annunciate di recente sono diverse per dimensione ma presentano caratteristiche comuni. Le valutazioni degli asset, che sembrano più vicine al valore residuo che al costo storico, potrebbero essere il segno di strategie complesse ma anche di attese elevate di redditività futura del settore. Le operazioni di M&A sembrano comunque divenute più efficaci delle gare nel ridisegnare l'assetto del settore, un rischio noto fin dall'inizio del processo e che l'Antitrust si è incaricata, in passato, di scongiurare, ma un cambiamento di strategia è forse possibile anche su questo fronte.*

In questa seconda parte dell'anno non ci sono state importanti novità sul fronte dei bandi per le gare d'ambito per la distribuzione del gas naturale. Tuttavia, si sta assistendo a una vivacità importante sul lato delle operazioni di *Merger&Acquisition*, coinvolgendo in particolare i due principali attori italiani, 2i Rete Gas e Italgas. Dopo aver reperito liquidità tramite emissione e ristrutturazione del proprio debito, nel mese di Ottobre i due operatori *leader* hanno concluso operazioni di acquisizione e fusione che permetteranno loro di rinforzare ed espandere la propria presenza nel territorio nazionale in vista delle prossime gare d'ATEM.

#### ARTICOLI CORRELATI

- [Antitrust e gare d'ambito: poche possibilità per il processo M&A](#) (Newsletter 200)

#### I GRANDI PLAYER E LE RECENTI OPERAZIONI

Italgas ha chiuso il bilancio d'esercizio 2016 con ricavi totali pari a 1,079 milioni di euro, un EBITDA *adjusted*<sup>1</sup> pari a 685 milioni di euro e un risultato netto *adjusted* di 221 milioni di euro, a fronte di un indebitamento finanziario netto pari a 3,618 milioni di euro, la maggior parte del quale (2,696 milioni di euro) a breve termine. Nel primo semestre dell'anno, Italgas ha emesso prestiti obbligazionari per un valore di 2,150 milioni di euro. Al 30 giugno 2017 l'indebitamento finanziario netto ammontava a 3,682 milioni di euro, di cui 3,053 milioni a lungo termine e 521 a breve.

Il 1 ottobre 2017 è diventato efficace l'atto di fusione per l'incorporazione della controllata Napoletanagas S.p.A. in Italgas Reti S.p.A., che ne possedeva il 100% del pacchetto azionario. L'incorporazione di Napoletanagas (titolare di 128 concessioni, per circa 5,022 km di rete gestita e *leader* in 6 degli 11 ATEM campani) permetterà a Italgas lo svolgimento diretto dell'attività di distribuzione gas sul territorio campano dove Napoletanagas opera servendo oltre 740,000 clienti nelle città di Napoli, Benevento e Caserta Sud.

Inoltre, in data 18 ottobre 2017 Italgas ha siglato un contratto con H2C S.p.A. per l'acquisizione del 100% di Enerco Distribuzione S.p.A. (27 concessioni, circa 800 km di rete gestita e circa 30,000 clienti) con un corrispettivo pari a 51 milioni (*Enterprise value*). Il perfezionamento dell'acquisto è atteso entro la fine del 2017. Il controllo di Enerco permetterà a Italgas di rafforzare la propria posizione nell'ATEM di Padova 3, dove aumenta il suo *market share* in termini di RAB da 44% a 76%, e nell'ATEM di Vicenza 1, dove A.I.M. Vicenza S.p.A. rimane *leader* con il 55% della quota di *market share* e Italgas aumenta la propria quota dal 2% al 20%.

2i Rete Gas S.p.A. (2iRG) ha chiuso il 2016 con ricavi consolidati pari a 723 milioni di euro, un EBITDA *adjusted* pari a 391 milioni di euro e un risultato netto *adjusted* di 126 milioni di euro, con un indebitamento finanziario netto *adjusted* pari a 1.996 milioni di euro. Nella prima fase del 2017, 2iRG ha portato a compimento un'operazione di ristrutturazione del debito che ha permesso un allungamento significativo della *duration* media del debito e ha facilitato l'accesso al credito a condizioni finanziarie adatte a supportare la crescita del gruppo che la società intende perseguire nel breve termine. Al 30 giugno 2017 l'indebitamento finanziario netto era pari a 2,059.2 milioni.

Il 13 ottobre 2017, 2iRG ha acquisito per 727 milioni di euro (*Enterprise Value*) l'intero capitale di Nedgia S.p.A. e di Gas Natural Italia S.p.A., entrambe controllate dalla spagnola Gas Natural Fenosa S.A. (GNF). Nedgia S.p.A. è settimo operatore nel settore in Italia, con 226 concessioni, circa 7,100 km di rete gestita e 460,000 clienti, e nel 2016 ha ottenuto ricavi per più di 96 milioni di euro e un EBITDA di circa 64 milioni. Con

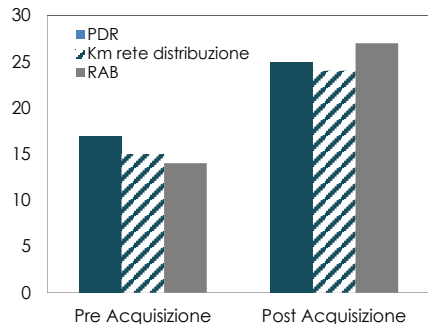
<sup>1</sup> Margine Operativo Lordo Aggiustato.

#### TAG

antitrust policy, gare-gas, investments and business plan, natural gas

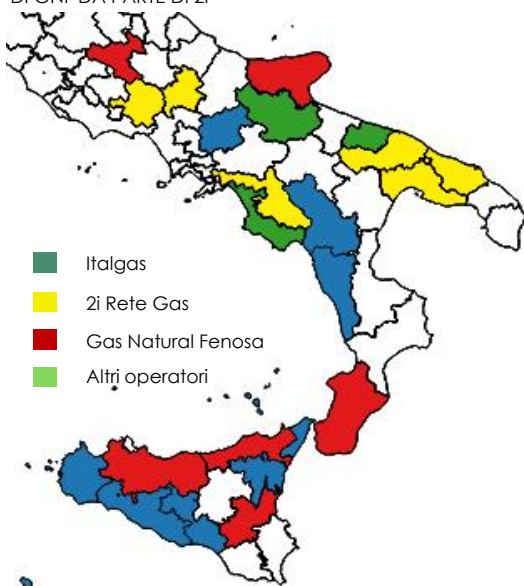


FIGURA 1. DIMENSIONE ASSET 2IRG PRE E POST ACQUISIZIONE GNF (%)



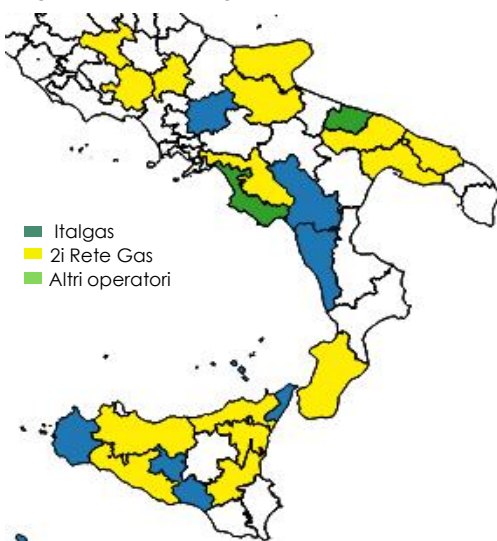
Fonte: stime REF-E su dati AEEGSI, MSE

FIGURA 2. POSIZIONE LEADERSHIP PRE ACQUISIZIONE DI GNF DA PARTE DI 2I



Fonte: stime REF-E su dati AEEGSI, MSE

FIGURA 3. POSIZIONE LEADERSHIP POST ACQUISIZIONE DI GNF DA PARTE DI 2IRG



Fonte: stime REF-E su dati AEEGSI, MSE

quest'acquisizione la presenza di 2iRG nel meridione aumenterà consistentemente. La dimensione del gruppo nei 23 ATEM dove GNF opera raddoppierà: i PDR controllati passeranno da circa 635,000 a oltre 1 milione e la rete gestita da circa 8,500 km a oltre 15,000, per un corrispettivo aumento del RAB da circa 400 milioni a oltre 900. In ragione di ciò, la dimensione degli *asset* per la distribuzione di gas naturale di 2IRG negli ATEM del Sud Italia passeranno dal 14-17% al 24-27% del totale (Figura 1).

L'espansione delle proprie *market share* e l'ingresso in nuovi ATEM permetterebbe a 2iRG di raggiungere la posizione di "leadership" in molti ATEM del Sud Italia (Figure 2 e 3).

## IL VALORE DEGLI ASSET

Per ambedue le operazioni, che hanno dimensioni molto diverse, ma presentano alcune similitudini, stando ai dati diffusi sembra esserci una differenza tra l'*Enterprise Value* (intorno a 1,600/1,700 €/PDR) e il valore della RAB (tra 500 e 600 milioni di euro per gli *asset* di Gas Naturale e intorno a 30 milioni per quelli di Enerco) con uno scarto in ambedue i casi superiore al 25%, che potrebbe far pensare a un prezzo vicino al valore residuo (VIR). Infatti, se lo scopo per ambedue le operazioni sembra quello di rafforzare la presenza di alcuni ATEM, aumentando la *chance* di vittoria nelle gare per le concessioni, è noto che per via della regolazione asimmetrica, l'acquisizione prima della gara porta a rinunciare all'opzione della remunerazione sulla base del VIR, a cui ha diritto solo il concessionario entrante.

Le motivazioni dello scarto potrebbero essere però diverse. In primo luogo la vittoria negli ATEM non è garantita dalla presenza nel territorio, ancorché a detta di molti osservatori (incluse le Autorità di regolazione e Antitrust) rappresenti comunque l'elemento di principale vantaggio. Il VIR rappresenta quindi sia il valore che gli acquirenti otterrebbero in caso di perdita della gara, ma anche il valore a cui hanno rinunciato i venditori cedendo adesso gli *asset* invece di attendere le gare. È pertanto un parametro che non può non essere stato valutato in sede di negoziazione delle cessioni. È peraltro possibile che in ogni caso le due imprese si aspettino comunque un *mix* di risultati a valle delle gare, per cui non tutti gli *asset* acquisiti verranno poi mantenuti a valle delle gare (restituendo a breve agli acquirenti il valore del VIR).

D'altro canto una maggiore presenza nel territorio se, come già detto, non garantisce la vittoria nelle gare di ATEM, consente di affrontare le stesse con un vantaggio informativo rispetto ai *competitor* e con una minore rischiosità. Grazie a una maggior presenza pregressa, infatti, è possibile elaborare un *business plan* più solido, con maggiore consapevolezza dei possibili vantaggi in termini di efficientamento ottenibili post gara, e con minori rischi di "sbagliare" l'offerta, promettendo condizioni non sostenibili.

Un aspetto, che potrebbe non essere da sottovalutare, è anche la possibilità che per alcuni *asset* possa essere prevista comunque una rivalutazione a valle della gara, grazie alla regolazione sulle cosiddette *rab depresse*, soprattutto per il caso di GN, che ha un valore di RAB/PDR medio relativamente contenuto.

Le operazioni descritte andrebbero quindi valutate alla luce del piano industriale complessivo delle aziende. I numeri in ballo sembrano dimostrare che nonostante le numerose difficoltà e incertezze legate alla nuova regolazione per ATEM, la distribuzione del gas rimane un *business* attrattivo, almeno per aziende di dimensioni tali da poter cogliere i vantaggi delle aggregazioni. D'altro canto con l'allungarsi delle tempistiche aumenta anche il rischio che le principali partite vengano giocate prima delle gare, rimanendo queste delle semplici formalità.

## LA QUESTIONE ANTITRUST

A vigilare attivamente per evitare questo rischio è stata finora molto attiva l'Autorità Antitrust. In particolare, il perfezionamento dell'operazione 2IRG/Gas Naturale è previsto per il primo trimestre del 2018, ma è subordinato all'ottenimento dell'approvazione da parte dell'Antitrust.

Come già sottolineato, l'operazione permetterà a 2iRG di rafforzare la propria presenza nel Centro-Sud, in particolare in Sicilia, dove attualmente è marginale. In particolare, 2iRG potrà rafforzare la propria presenza in 19 ATEM dove è già attivo e operare in 4 nuovi ATEM. Con questa operazione 2iRG diventerebbe *leader* in 9 ATEM sottraendo la *leadership* in 2 di questi a Italgas e ad AMGAS S.p.A. in 1.

È presumibile che l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) non riscontri particolari rischi di eliminazione o di riduzione in modo sostanziale e durevole della concorrenza negli ATEM di Caltanissetta, Cosenza 1, Messina 1 e Trapani, dove 2iRG non opera prima dell'acquisizione. Se approvata, l'acquisizione comporterebbe la sola sostituzione dell'operatore e non causerebbe quindi una modifica rilevante della struttura di mercato.

Negli ATEM dove altri operatori (in larga parte Italgas) hanno posizione dominante l'operazione potrebbe verosimilmente portare a un'intensificazione della concorrenza, in quanto 2iRG controllerebbe quote di mercato più vicine a quelle dei concorrenti.

È possibile, invece, che l'Autorità riscontri un rischio di dinamiche anticompetitive negli ATEM in cui sia 2iRG sia GNF operano con quote di mercato non marginali e largamente maggiori dei potenziali concorrenti. Queste situazioni risultano, infatti, più complesse. In questi ATEM il rischio di effetto restrittivo della concorrenza emerge dalla riduzione del costo necessario per 2iRG per rimborsare i gestori uscenti, riducendo per 2iRG lo sforzo economico rispetto a quello che possibili altri partecipanti alla gara dovrebbero affrontare in caso di aggiudicazione della concessione.

TABELLA 1. RAB LOCALE (%)

| ATEM \ DSO        | Italgas | GNF  | 2iRG | Altri | 2iRG e GNF |
|-------------------|---------|------|------|-------|------------|
| Foggia 1-Nord     | 0       | 63.4 | 24.3 | 12    | 87.7       |
| Frosinone 2 - Est | 0       | 22.1 | 62   | 16    | 84.1       |
| Taranto           | 17.5    | 9.6  | 72.9 | 0     | 82.5       |
| Brindisi          | 0       | 0    | 78.7 | 21    | 78.7       |
| Bari 2 - Sud      | 25.9    | 29.4 | 44.7 | 0     | 74.1       |
| Messina 2 - Ovest | 18.2    | 67.9 | 5.5  | 8.3   | 73.5       |

Fonte: stime REF-E su dati AEEGSI, MSE

Dei 23 ATEM dove GNF opera, in 12 la quota di mercato che sarebbe controllata da 2iRG in seguito all'acquisizione supererebbe il 50%, con valori oltre il 70% negli ATEM elencati in **Tabella 1**, rafforzando le posizioni dominanti dei due operatori e garantendo a 2iRG un grande vantaggio competitivo per le future gare di concessione.

In ragione della elevata quota che risulterebbe in capo a 2iRG, in molti di questi ATEM l'operazione potrebbe causare l'alterazione delle dinamiche competitive del mercato.

L'Autorità antitrust ha finora adottato quasi sempre un atteggiamento molto rigido nei confronti di fusioni pre gare (*Nesletter 200*), atteggiamento parzialmente ribaltato con l'ultima operazione approvata. È possibile che il criterio adottato in questo caso per aggirare le severe norme stabilite dall'Antitrust, possa essere applicato anche in questo caso. Di norma infatti l'Antitrust ritiene lesive per la competitività delle gare le aggregazioni che riducono anche di uno solo i potenziali partecipanti alla gara (cioè tutte quelle interessanti per gli operatori) anche se nel caso A2A/LGH, che sarebbe rientrato tra questi, l'incorporazione è stata accettata in quanto LGH ha dimostrato di avere in modo più o meno ufficiale rinunciato alle gare prima della decisione dell'operazione (Provvedimento n. 26012). In effetti, il gruppo GN ha da tempo dichiarato di voler dismettere tutte le attività in Italia, e dunque potrebbe partimenti dimostrare che non avrebbe comunque partecipato alle gare.

## POLITICHE E REGOLAZIONE PER LA METANIZZAZIONE DELLA SARDEGNA

### RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Pears 2015-2030](#)
- [Dlgs 257/2016](#)
- [Delibera 689/2017/R/gas](#)
- [Delibera 324/2017/R/gas](#)
- [Delibera 141/2017/R/gas](#)
- [DCO 413/2017/R/gas](#)
- [Patto per lo Sviluppo della Regione Sardegna](#)

*La prospettiva della metanizzazione della Sardegna, venuto meno il progetto del gasdotto GALSI, è stata riaperta nel 2016 con l'approvazione del nuovo Piano Energetico Regionale Ambientale, la sottoscrizione tra Regione e Governo del Patto per lo sviluppo della Sardegna, e il varo della normativa per la promozione dei combustibili alternativi. Con questi atti si è delineata la scelta di approvvigionare l'isola tramite il trasporto del GNL, in alternativa a quella di un gasdotto sottomarino dalla Toscana. In questo processo sono emerse una serie di problematiche di carattere normativo e, soprattutto, regolatorio inerenti la disciplina del mercato del gas naturale, la cui definizione condiziona i modi in cui potrà avvenire effettivamente l'accesso a questa risorsa per la Sardegna.*

### LE NUOVE POLITICHE PER LA METANIZZAZIONE DELLA SARDEGNA

#### LA METANIZZAZIONE DELLA SARDEGNA

Con il termine “metanizzazione” di un territorio si intende genericamente la realizzazione delle infrastrutture che consentono l'accesso al gas naturale per gli usi energetici nei diversi settori di impiego. Nell'esperienza della realtà italiana significa sostanzialmente la realizzazione, nel territorio interessato, della rete di trasporto e delle reti di distribuzione collegate. Anche nel caso della Sardegna il significato della metanizzazione rimaneva lo stesso, sia nella prospettiva del progetto GALSI che in quella di un gasdotto sottomarino dalla Toscana.

Oggi il significato della metanizzazione della Sardegna cambia, e si amplia con uno scenario logistico infrastrutturale che prevede il trasporto del metano in forma liquida (GNL) tramite navi metaniere di piccola-media taglia, che si approvvigioneranno presso gli stoccaggi dei grandi terminali di importazione per consegnare a stoccaggi costieri sardi, e che prevede, insieme allo sviluppo di un mercato *downstream* del metano in forma gassosa, anche quello di una filiera *downstream* del GNL presso le utenze finali. Un nuovo segmento di mercato che richiede che anche la regolazione di adegui.

#### I NUOVI INDIRIZZI PER LA METANIZZAZIONE DELLA SARDEGNA

Esistono una serie di provvedimenti che costituiscono gli indirizzi politici e normativi per la metanizzazione della Sardegna, in particolare i seguenti:

1. Il nuovo piano energetico ambientale regionale sardo (Pears 2015-2030, approvato il 2 agosto 2016) fissa come obiettivo specifico la “*metanizzazione della Regione Sardegna tramite l'utilizzo del gas naturale quale vettore energetico fossile di transizione*” (Pears 2015-2030, pg. 295). L'impostazione che viene data in questa sede è che la metanizzazione della Sardegna deve essere supportata attraverso la definizione di un opportuno quadro regolatorio/tariffario nazionale, in grado di coprire gli investimenti per le infrastrutture di approvvigionamento e distribuzione ed assicurare meccanismi di tutela dei clienti deboli, assicurando condizioni analoghe a quelle delle altre Regioni italiane servite dalla rete nazionale dei gasdotti.
2. Governo e Regione hanno sposato e rilanciato questa impostazione, infatti nel Patto per lo Sviluppo il Governo si è impegnato ad assicurare in particolare “*che la realizzazione della dorsale interna di trasporto, da attuare per fasi, sia considerata parte della rete nazionale dei gasdotti*” e “*l'adozione, anche mediante provvedimenti normativi, di meccanismi per la compensazione per i consumatori domestici dell'Isola dei potenziali maggiori costi infrastrutturali o di approvvigionamento, simili a quelli attualmente previsti per i consumatori delle altre regioni italiane per le reti isolate alimentate da gas diversi dal metano, e del bonus gas per i clienti indigenti*” (Patto per lo sviluppo della Regione Sardegna, articolo 6, comma 3).
3. Il Quadro Strategico Nazionale per il GNL (QSN-GNL, allegato al Dlgs 257/2016) delinea la metanizzazione della Sardegna come un processo graduale articolato in più fasi partendo dalle aree di Cagliari e Sassari, considerate come quelle a maggior consumo, e viene specificato: “*In particolare nella zona di Cagliari il GNL rigassificato potrebbe essere immesso nelle esistenti reti di distribuzione cittadine alimentate ad aria propanata, mentre nelle altre aree ove non risulta economica la*

### ARTICOLI CORRELATI

- [Combustibili alternativi: nuovi spazi di mercato per elettricità e gas naturale](#) (Newsletter 206)

### TAG

Ing, natural gas

*realizzazione di una rete di distribuzione (per la bassa densità di popolazione e/o per la conformazione sfavorevole del territorio) sarebbe in una prima fase possibile effettuare le forniture sin da subito mediante il trasporto del GNL su gomma tramite cisterne criogeniche, scaricandolo in appositi depositi ubicati in prossimità delle utenze civili e industriali nonché nelle cisterne dei punti vendita carburanti per la fornitura di GNL (ed eventualmente di CNG-gas naturale compresso) per uso autotrazione; in una seconda fase, ove conveniente, sarebbe possibile procedere alla realizzazione di una dorsale interna al fine di connettere i vari depositi alle reti di distribuzione cittadine esistenti e a quelle da sviluppare” (Quadro Strategico Nazionale, sezione C, sottosezione GNL, paragrafo 5.18).*

Il QSN GNL non dà indicazioni sulle problematiche regolatorie legate alla metanizzazione della Sardegna che in parte vengono fornite invece tramite alcune norme del Dlgs 257/2016.

### **RUOLO DELL'AEEGSI NEL DLGS. N. 257/2016**

Gli ambiti di intervento dell'AEEGSI per la regolazione di infrastrutture essenziali per definire le condizioni alle quali sarà possibile l'approvvigionamento, il trasporto e la distribuzione del gas naturale nell'isola sono stati delineati dalla normativa sui combustibili alternativi (articoli 9, 10 e 14 del Dlgs 257/2016).

#### **STOCCAGGI DI GNL CONNESSI ALLA RETE NAZIONALE DI TRASPORTO**

In base al comma 1 dell'articolo 9 del Dlgs, al fine di perseguire gli obiettivi del Quadro Strategico Nazionale per lo sviluppo delle infrastrutture per i combustibili alternativi (QSN), gli stoccaggi di GNL connessi o funzionali all'allacciamento e alla realizzazione della rete nazionale di trasporto del gas naturale, o di parti isolate della stessa, vengono considerati infrastrutture strategiche ai sensi della legge 239/2004 (art. 9). L'unico obiettivo del QSN legato sviluppo della rete nazionale di trasporto è quello del paragrafo 5.18 della sezione del QSN dedicata all'utilizzo del GNL in Sardegna. Il QSN-GNL indica esplicitamente come soluzione preferenziale per la metanizzazione dell'isola quella dell'approvvigionamento di GNL tramite depositi costieri di piccola taglia, contestualmente alla realizzazione di una dorsale di trasporto che si configura come una parte isolata della rete nazionale di trasporto del gas naturale. I depositi costieri destinati ad essere collegati con la dorsale sarda si configurano quindi come terminali di rigassificazione, ed infatti la norma prevede che tali infrastrutture siano soggette agli obblighi di servizio pubblico disciplinati dall'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (Autorità). In definitiva le infrastrutture di stoccaggio e trasporto configurate dall'articolo 9 del Dlgs sono una fattispecie particolare di terminale di rigassificazione caratterizzata dalla finalità di connessione con la dorsale sarda e da dimensioni ridotte della capacità di stoccaggio e rigassificazione rispetto alle caratteristiche ordinarie dei grandi terminali di importazione.

Sin dalla prima formulazione della norma nello schema di Dlgs è risultata evidente la criticità legata alla possibilità che una pluralità di progetti per questo nuovo tipo di infrastruttura possano nascere nella prospettiva di accedere ad una remunerazione garantita a carico del sistema tariffario regolato dall'Autorità. Infatti la versione finale dell'articolo 9, recependo un'osservazione dell'Autorità, prevede, alla fine del comma 8, che la valutazione del carattere strategico dell'infrastruttura debba essere preceduta da un'analisi costi-benefici, con il coinvolgimento dell'Autorità stessa per gli aspetti regolatori, al fine di valutare la complessiva sostenibilità di tali interventi. La norma configura anche una nuova tipologia della rete di trasporto nazionale del gas naturale costituita da tratti di metanodotto isolati, come la dorsale sarda, per i quali però non viene previsto alcun indirizzo specifico sotto il profilo dell'inquadramento nell'ambito della regolazione del servizio di trasporto del gas. Anche per le reti distribuzione del gas naturale che saranno alimentate dalla dorsale sarda come parte della rete di trasporto nazionale, non viene previsto nessun indirizzo specifico per la regolazione del servizio di distribuzione, misura e vendita.

#### **SEPARAZIONE CONTABILE PER IL DOWNSTREAM DEL GNL PRESSO I TERMINALI**

Nell'articolo 10, dedicato alle infrastrutture di stoccaggio e trasporto del GNL non destinate all'alimentazione di reti di trasporto di gas naturale, viene previsto che



i terminali di importazione di GNL possano realizzare modifiche agli impianti finalizzate al carico, stoccaggio e scarico di GNL, non destinato alla rete di trasporto nazionale, su autobotti o navi cisterna; tali modifiche devono essere autorizzate dal MSE. In particolare, si prevede che queste attività dei terminali non saranno regolate, ma dovranno essere svolte in regime di separazione contabile amministrativa, sotto il controllo dell'Autorità che ha anche il compito di determinare le modalità per evitare oneri a carico delle tariffe regolate. In questo caso si può osservare che anche le infrastrutture per lo stoccaggio e il trasporto del GNL previste dall'articolo 9 del Dlgs nasceranno, come nel caso del progetto ISGAS di Cagliari, in quanto impianti di rigassificazione per alimentare la dorsale sarda, ma anche come depositi intermedi per i downstream del GNL destinato ad usi finali che non prevedono l'impiego della rete di trasporto. È evidente che in questo caso dovrà essere previsto un regime di separazione contabile amministrativa analogo a quella prevista per i grandi terminali di importazione.

#### RETI DI DISTRIBUZIONE ISOLATE ALIMENTATE DA DEPOSITI SATELLITE DI GNL

Con L'articolo 14, il legislatore introduce una nuova fattispecie di rete di distribuzione del gas naturale costituita dalle reti isolate di GNL e compie in modo chiaro la scelta di tenerle fuori dagli ambiti nazionali di distribuzione gas e a dalla regolazione connessa per il servizio di distribuzione misura e vendita. Per le "Reti isolate di GNL" ha stabilito che l'Autorità, in analogia a quanto previsto per le reti isolate alimentate da gas diversi dal gas naturale, provveda a determinare i parametri e i criteri di calcolo per la remunerazione del servizio di distribuzione, misura e, limitatamente ai clienti vulnerabili, di vendita anche per le reti isolate alimentate da depositi di GNL.

#### LA DORSALE SARDA NELLA PROGRAMMAZIONE NAZIONALE DELLA RETE DI TRASPORTO

La fattispecie delle parti isolate prevista dall'articolo 9 del Dlgs 257/2016 è già emersa anche negli atti della programmazione nazionale. Nell'elenco della Rete Regionale di Trasporto sono stati inseriti 16 nuovi tratti in progetto, proposti da SGI SpA, per l'allacci dalla dorsale sarda ai bacini di distribuzione e successivamente ulteriori 3 tratti in progetto tre nuovi tratti in progetto «Sarroch-Oristano-Porto Torres», «Cagliari-Sulcis» e «Codrangianus-Olbia»

#### I PRIMI INTERVENTI DELL'AUTORITÀ

Nel primo semestre 2017, l'Autorità con le delibere 141/2017, 324/2017 e 413/2017 ha compiuto i primi passi per definire gli interventi previsti dal Dlgs n. 257/2016.

#### GLI STOCCAGGI CONNESSI ALLA RETE DI TRASPORTO NELLA DELIBERA 141/2017

Per gli stoccaggi di GNL connessi o funzionali all'allacciamento e alla realizzazione della rete nazionale di trasporto del gas naturale, o di parti isolate della stessa, l'Autorità, per quanto esplicitamente previsto dall'articolo 9 del Dlgs, con la delibera 141/2017, si è genericamente orientata per definire una prima regolazione delle condizioni di accesso. Su questo ambito il regolatore richiama l'articolo 9, commi 1 e 2, del Dlgs 257/2016, con il quale si prevede che le infrastrutture di stoccaggio di Gnl, connesse o funzionali all'allacciamento e alla realizzazione della rete nazionale di trasporto del gas naturale o di parti isolate della stessa, siano considerate quali infrastrutture e insediamenti strategici e che i gestori di tali impianti e infrastrutture siano soggetti agli obblighi di pubblico servizio definiti e regolamentati dall'Autorità; ed evidenzia che ciò "comporta, innanzi tutto, che le condizioni di accesso e di erogazione, anche economica, dei servizi offerti mediante tali infrastrutture, sono sottoposte alle funzioni di regolazione dell'Autorità, anche ai sensi dell'articolo 23 e 24, del Dlgs 164/2000.»

#### LE PARTI ISOLATE DELLA RETE DI TRASPORTO NEL DCO 413/2017

Il tema della regolazione della nuova fattispecie dalle parti isolate della rete di trasporto del gas naturale è stato affrontato nella consultazione per il V° periodo di regolazione del servizio di trasporto (DCO 413/2017).



Alcune affermazioni di principio appaiono rilevanti: innanzitutto si ribadisce l'importanza del principio di aderenza ai costi sottostanti, ma anche la finalità evitare sussidi incrociati tra i diversi utenti del sistema, attribuendo i maggiori costi solo agli utenti che li causano. Tuttavia, alla luce del principio, stabilito dal decreto Letta (164/2000) secondo cui le tariffe per il trasporto devono tenere conto della necessità di non penalizzare le aree del Paese con minori dotazioni infrastrutturali, e in particolare le aree del Mezzogiorno, l'Autorità apre la strada alla possibilità di introdurre misure di perequazione, specialmente nelle fasi iniziali che precedono la fase a regime, anche se tali misure dovranno comunque essere compatibili con il quadro normativo nazionale e comunitario, e dovranno essere valutate attentamente in relazione, in particolare, ai loro potenziali effetti redistributivi. Ne emergono con chiarezza le criticità legate all'introduzione di una nuova tipologia di rete di trasporto senza avere esplicitamente fornito indirizzi specifici circa la regolazione necessaria.

In premessa al DCO 413/2017, si annuncia che sono previste consultazioni di dettaglio e approfondimento in relazione alle diverse tematiche regolatorie, iniziative che stanno coinvolgendo anche i temi e le problematiche regolatorie connessi all'articolo 9 del Dlgs 257/2016. Su questi aspetti non è stato avviato il procedimento di formazione dei provvedimenti e non sono prevedibili i tempi di conclusione.

#### LA SEPARAZIONE CONTABILE DELLE ATTIVITÀ DI DOWNSTREAM

Per le attività di downstream del GNL dei terminali di rigassificazione, l'Autorità ha avviato il procedimento per la formazione dei provvedimenti per disciplinare la separazione contabile dei servizi SSLNG e determinare le modalità che evitino oneri a carico delle tariffe regolate (delibera 141/2017).

I servizi di *Small Scale* possono incidere sull'operatività dei servizi regolati dall'Autorità offerti dai terminali di rigassificazione, e le condizioni contrattuali possono interferire sulle condizioni di accesso ed erogazione dei servizi regolati definite dall'Autorità e declinate dall'impresa nell'ambito del proprio codice di rigassificazione; in merito a tali possibili profili di interferenza, è importante, in primo luogo, garantire un efficace coordinamento tra i servizi, nella prospettiva della promozione dell'efficienza del servizio di rigassificazione, della concorrenza, della tutela del consumatore finale e degli utenti dei servizi regolati offerti dai terminali. Alla luce di questa premessa, l'Autorità ha deliberato di approfondire il perimetro e le attività riconducibili ai servizi *Small Scale* forniti dai terminali, sia al fine di adottare un'adeguata disciplina in materia di obblighi di separazione contabile, sia al fine di verificare la sussistenza di eventuali esigenze di coordinamento tra tali servizi e quelli regolati dall'Autorità nella prospettiva della promozione dell'efficienza, della concorrenza e della tutela del cliente finale.

L'Autorità, oltre a quanto indicato dal legislatore ai commi 2 e 3 dell'articolo 10, ha quindi stabilito di verificare la sussistenza di eventuali esigenze di coordinamento tra i servizi regolati e i nuovi servizi. Non è indicata una data di conclusione del procedimento.

#### LA REGOLAZIONE DELLE RETI ISOLATE ALIMENTATE A GNL NELLA DELIBERA 324/2017

Per le reti isolate alimentate da depositi di GNL, l'Autorità con la delibera 324/2017 ha avviato il procedimento per la formazione dei provvedimenti atti a determinare la remunerazione del servizio di distribuzione, misura e, limitatamente ai clienti vulnerabili, di quello vendita. L'Autorità ha deliberato che la determinazione del regime tariffario da applicare con riferimento a reti isolate di GNL - da intendersi come reti di distribuzione di gas naturale alimentate mediante GNL non interconnesse direttamente o indirettamente con la rete di trasporto nazionale o reti di trasporto regionale di gas naturale - sia definito in analogia con quanto previsto in relazione al servizio di distribuzione di gas diversi dal gas naturale a mezzo di reti canalizzate con il RTDG.

I corrispettivi relativi ai servizi di distribuzione e misura copriranno i costi delle infrastrutture di rete, i costi di esercizio e manutenzione delle reti canalizzate, e il costo di depositi di stoccaggio criogenico e di rigassificatori locali direttamente connessi alle medesime reti canalizzate di distribuzione; troveranno applicazione in ciascun ambito costituito dall'insieme delle località fornite con reti isolate alimentate mediante GNL appartenenti alla medesima Regione e servite dalla medesima impresa distributrice,

distinto però dall'ambito gas diversi.

I corrispettivi relativi al servizio di vendita verranno definiti secondo criteri di efficienza e rifletteranno le specificità dei costi di tale servizio.

L'Autorità sta procedendo sulla base di quanto previsto in modo puntuale dal legislatore con l'articolo 14 dal Dlgs 257/2016 e ha stabilito che il procedimento si concluda entro la fine del 2017.

## **LA REGOLAZIONE PER LA METANIZZAZIONE DELLA SARDEGNA NELLA SEN 2017**

Il documento per la nuova Strategia Energetica Nazionale, posto in consultazione a giugno 2017, pone un'attenzione particolare alla metanizzazione della Sardegna con uno specifico allegato dedicato al tema, ed affronta anche alcune delle criticità di natura regolatoria che stanno emergendo nella fase di attuazione da parte dell'Autorità, in particolare per quanto previsto dall'articolo 9 del Dlgs 257/2016.

Nel Documento viene presentato un quadro delle iniziative già attivate dagli operatori in Sardegna per la realizzazione di depositi costieri di GNL, impianti di rigassificazione, e per le reti di trasporto e distribuzione del gas naturale.

Per la realizzazione della dorsale, a seguito dell'iniziativa di SGI si è aggiunta anche un'iniziativa di SNAM che ha attivato le procedure autorizzative per un proprio progetto.

Con riferimento ai due progetti di rete di trasporto per la dorsale sarda si afferma che in assenza di una convergenza autonoma dei due progetti il MSE avvierà un'analisi comparativa al fine di autorizzare solo il progetto ottimale.

Il documento affronta anche i temi normativo-regolatori legati alla metanizzazione basata sulla realizzazione di una parte isolata della rete di trasporto nazionale, che oggi non hanno riferimenti adeguati per consentire le decisioni di investimento. In particolare afferma che:

- la rete dorsale di trasporto verrebbe realizzata nell'ambito del sistema tariffario di trasporto
- anche i servizi per il downstream del GNL presso gli stoccaggi costieri sardi connessi alla rete di trasporto dovranno essere soggetti alla separazione contabile prevista dall'articolo 9 del Dlgs 257/2016 per i grandi terminali
- sarà necessario valutare l'opportunità di regolare il regime tariffario anche per le reti di distribuzione collegate alla dorsale sarda
- occorreranno misure che consentano la continuità dell'approvvigionamento di gas dell'isola in caso di eventi eccezionali
- si valuteranno misure per i costi relativi alla gestione del mercato (creazione di una nuova piattaforma e/o interazioni col PSV) e dei flussi fisici nelle condotte della dorsale sarda.

Viene infine previsto che in fase di redazione finale della nuova SEN venga sviluppata un'analisi costi-benefici del programma di metanizzazione, inclusi gli aspetti socio-ambientali. In particolare, sotto il profilo economico, verranno considerati gli oneri legati alla realizzazione e gestione delle infrastrutture, nonché i risparmi legati alla possibile riduzione dei costi di approvvigionamento di energia rispetto ai prezzi dei prodotti oggi utilizzati in Sardegna.

La metanizzazione della Sardegna registra così un salto di qualità nell'agenda delle politiche energetiche del Governo. Vengono forniti indirizzi su alcuni dei profili regolatori fino ad oggi non definiti per la realizzazione delle infrastrutture necessarie alla metanizzazione basata sulla dorsale come parte della rete nazionale di trasporto, ma altri aspetti vengono sollevati senza fornire indicazioni specifiche, come per quelli evidenziati dall'Autorità nel DCO 413/2017.

Il testo della SEN in consultazione conferma che le nuove politiche per la metanizzazione della Sardegna non hanno valutato appieno le implicazioni regolatorie connesse agli obiettivi formulati negli atti di indirizzo adottati, sia livello regionale che nazionale.

## PROSPETTIVE E CRITICITÀ

Dal quadro descritto emerge che per alcuni interventi regolatori connessi alla metanizzazione della Sardegna contemplati dal Dlgs 257/2016, in particolare quelli per la separazione contabile delle attività di *downstream* di GNL da parte dei terminali, e per la regolazione delle reti isolate alimentate da depositi satellite di GNL non si presentano particolari criticità e verranno verosimilmente definiti a breve periodo. Ciò dovrebbe costituire un quadro di riferimento sufficiente per le opportunità di sviluppo del *downstream* del GNL nell'isola.

Considerando, invece, lo sviluppo in Sardegna del canale stoccaggio, rigassificazione, rete di trasporto e reti di distribuzione, l'unico segmento di questa filiera esplicitamente disciplinato dalla legge in termini di indirizzo per il ruolo del regolatore, è quello degli stoccaggi connessi o funzionali alla connessione della rete di trasporto o parti isolate di questa.

La possibilità di realizzare la dorsale sarda come parte isolata della rete di trasporto nazionale è stata introdotta senza adeguati indirizzi circa i profili regolatori, criticità che emerge chiaramente nelle considerazioni dell'autorità stessa. Le criticità legate ai progetti di rete dorsale sarda sono state recentemente confermate dalla valutazione degli schemi di piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale (delibera 689/2017). Nel giudizio complessivo di insufficienza degli schemi di piano sottoposti dagli operatori all'Autorità, vengono esplicitamente menzionati i progetti di SGI e di SNAM per la Sardegna, come interventi caratterizzati da carenze informative e metodologiche che non consentono l'espressione di valutazioni in merito alla loro utilità per il Sistema gas e alle relative condizioni di efficienza ed economicità degli investimenti, e perciò anche in relazione ai possibili riconoscimenti tariffari.

Con riguardo alla regolazione tariffaria delle reti di distribuzione che in Sardegna saranno alimentate dalla dorsale sarda della rete di trasporto, ad oggi non ci sono riferimenti normativi, e per ora vi è solo l'indicazione nel documento di consultazione della SEN 2017 che prospetta di valutare l'opportunità di introdurre meccanismi regolatori che disciplinino in anticipo il meccanismo tariffario applicabile. In assenza di norme o indirizzi specifici, le possibili soluzioni che il regolatore potrebbe adottare riguardano l'ambito di distribuzione in cui collocare la Sardegna ai sensi dell'articolo 28 della RTDG 2014-2019, che attualmente non prevede una collocazione della Sardegna.

Altra criticità inerente le normative che disciplinano il mercato del gas naturale è costituita dal fatto che allo stato attuale per la Sardegna non sono previsti gli ATEM. La regione stessa si è prefissa nel PEARS 2015-2030 l'obiettivo di aggiornare il quadro dei 38 bacini della programmazione regionale. Una realtà di difficile gestione sia per le limitate dimensioni dei bacini, sia per le concessioni rilasciate in assenza di una piena integrazione della Sardegna nella regolazione nazionale delle reti di distribuzione del gas naturale, presupposto questo, che era alla base del loro rilascio nella prospettiva del progetto GALSI. Anche in questo caso si pone il problema dell'integrazione della realtà sarda con la disciplina generale del mercato del gas a livello nazionale.

È evidente la mancanza di indirizzi, norme e regolazione che consentano la piena integrazione della rete (di trasporto e distribuzione) del gas naturale in Sardegna con quella nazionale, con l'applicazione dei meccanismi di perequazione nei costi di infrastruttura che vengono applicati nel resto del Paese alla rete di trasporto e alle reti di distribuzione. In questo quadro ancora più critica appare la possibilità di meccanismi compensativi del maggior costo per l'approvvigionamento del gas naturale per gli utenti delle reti sarde.

## MERCATO ELETTRICO

### MONITORAGGIO RETAIL: LEZIONI DAI DATI STORICI E INDICAZIONI DALLA REGOLAZIONE

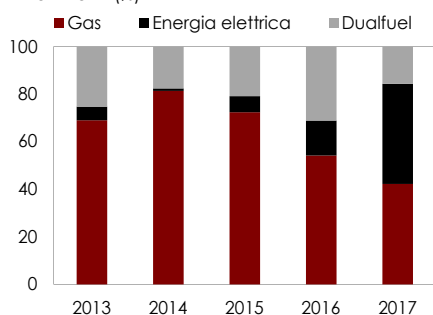
#### RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Legge 4 agosto 2017 n. 124](#)
- [DCO 663/2017/R/eel](#)
- [Delibera 610/2017/R/com](#)
- [Rapporto annuale 168/2017/I com Monitoraggio Retail - aggiornamento del rapporto per gli anni 2014 e 2015](#)
- [Rapporto 42/2015/I com Monitoraggio Retail Rapporto annuale 2012 e 2013](#)

#### ARTICOLI CORRELATI

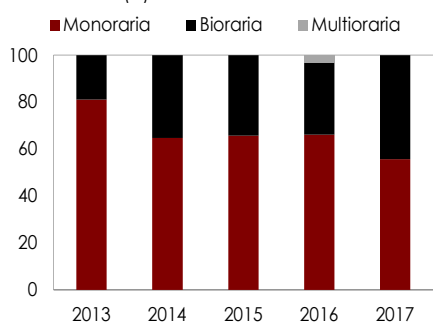
- [Il superamento della tutela di prezzo nel 2019 è legge: come ci stiamo preparando?](#) (Newsletter 213)
- [Fine tutela: nuovi interventi per favorire il passaggio al mercato libero](#) (Newsletter 209)
- [Nasce la Tutela Simile per favorire la liberalizzazione](#) (Newsletter 201)

FIGURA 1. OFFERTE ENERGIA ELETTRICA, GAS E DUALFUEL (%)



Fonte: elaborazione REF-E su dati siti web aziendali

FIGURA 2. OFFERTE MONORARIE, BIORARIE, MULTIORARIE (%)



Fonte: elaborazione REF-E su dati siti web aziendali

#### TAG

consumers, electricity, natural gas, network regulation, retail elettrico, retail market

*L'analisi storica delle offerte pubblicate via web per il domestico, monitorate da REF-E dal 2013, conferma le difficoltà nell'effettuare confronti di prezzo e suggerisce che non tutti gli operatori potrebbero essere pronti per la PLACET, anche se ci sono le prime evidenze di una evoluzione del settore, in attesa del 2019. Le prime indicazioni sulle regole che si dovranno rispettare per poter rientrare tra i venditori virtuosi sollevano dubbi: non facile l'equilibrio tra protezione del consumatore e ragionevolezza dei controlli e degli adempimenti.*

L'approvazione della Legge Concorrenza (Legge 124/2017) ha fissato la fine definitiva della tutela del prezzo al 1 luglio 2019. Tale riforma avrà un fortissimo impatto sui consumatori finali. Nel 2016 infatti, ancora 45 milioni di punti di prelievo di elettrico e gas, cioè il 60% dei clienti finali, erano serviti rispettivamente nella Maggior Tutela e nella Tutela. L'Autorità ha avviato una serie di procedimenti (*Newsletter* 209) per garantire l'implementazione di alcuni strumenti atti a favorire il passaggio verso la piena liberalizzazione, tra cui la definizione dei criteri, delle modalità e dei requisiti (tecnici, finanziari e di onorabilità) per l'iscrizione dei fornitori di energia elettrica all'Elenco Venditori Elettricità (EVE), di cui si parlerà più avanti nell'articolo, e la realizzazione di un portale per la confrontabilità delle offerte sul mercato *retail* dell'energia elettrica e del gas, gestito dall'Acquirente Unico (AU), al quale tutti i fornitori dovranno obbligatoriamente inviare le proprie proposte commerciali.

In questo contesto si inserisce il *database* REF-E, che dal 2013 monitora costantemente le offerte ai clienti finali domestici nel mercato libero sia dell'energia elettrica che del gas naturale presenti sul *web*. Il *database*, in fase di continuo sviluppo e ampliamento, raccoglie le offerte di circa trenta società di vendita, che, insieme, detengono una quota di mercato del 60% per quanto riguarda il settore elettrico e il 70% per il settore gas<sup>1</sup>. In questo articolo è stata fatta un'analisi, tramite i dati presenti nel *database*, dell'evoluzione del mercato *retail* dell'energia elettrica e del gas naturale. In particolare, si mette in luce come si è ampliata e modificata la platea di offerte presenti su *internet*, delle diverse tipologie di sconti e di come sono cambiati nel tempo i servizi aggiuntivi proposti dai diversi fornitori. Inoltre il *database* REF-E potrà permettere di fornire delle prime indicazioni di prezzo della materia prima anche alla fine del mercato tutelato. Durante l'analisi dei dati sono state riscontrate offerte con elementi molto diversi tra di loro, il che potrebbe richiedere particolari attenzioni nello stabilire i criteri di classificazione e confrontabilità, soprattutto in vista della creazione del portale delle offerte dell'AU, che avrà il compito di rendere comparabili le offerte dei diversi fornitori per facilitare la scelta ai consumatori.

#### I DATI MONITORATI NEL DATABASE

Dal 2013, sono state monitorate, dai siti *internet* delle società di vendita, oltre 3,000 offerte di gas, energia elettrica e *dual fuel*. Per fare alcune considerazioni più specifiche, si è estratto un campione delle offerte, prendendo come *target* un mese di riferimento di ciascun anno del monitoraggio (2013-2017).

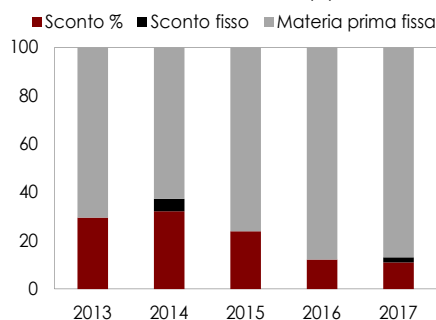
#### L'EVOLUZIONE DELLE OFFERTE

Il numero di offerte presenti sul *web* dal 2013 al 2017 è più che raddoppiato, passando da circa 70 offerte nel 2013 a 160 offerte nel 2017, con un aumento medio annuo di circa il 20%. La crescita più rilevante si è verificata tra il 2016 e il 2017, dove le offerte sono cresciute del 46%, dovuto a un forte aumento del numero di offerte di energia elettrica proposte su *internet* (**Figura 1**). Il numero di offerte elettriche è cresciuto sensibilmente negli anni, soprattutto grazie all'avvicinarsi della fine della Maggior Tutela. In questo settore, le offerte raccolte si suddividono principalmente tra monorarie e biorarie (**Figura 2**). Le offerte monorarie continuano a essere la maggioranza, ma il *gap* con le biorarie è in continua diminuzione, segno di un sempre più forte incentivo alla modulazione dei consumi verso i clienti finali.

<sup>1</sup> Secondo quanto riportato dai dati pubblicati nell'edizione 2017 della Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta da AEEGSI.

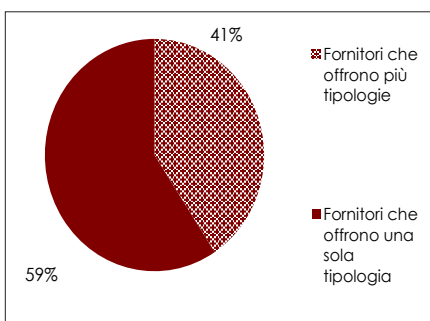


FIGURA 3. TIPOLOGIA OFFERTE GAS (%)



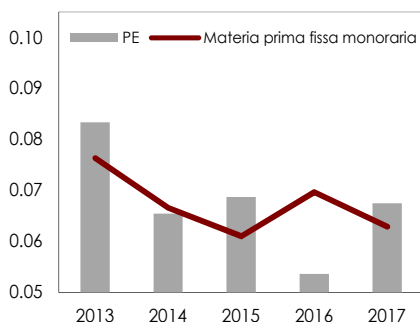
Fonte: elaborazione REF-E su dati siti web aziendali

FIGURA 4. FORNITORI E OFFERTE (%)



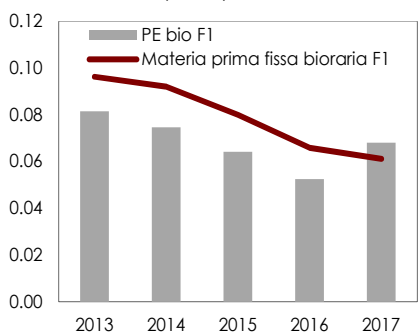
Fonte: elaborazione REF-E su dati siti web aziendali

FIGURA 5. OFFERTE ENERGIA ELETTRICA MONORARIA FISSA (€/KWh)



Fonte: elaborazione REF-E su dati siti web aziendali

FIGURA 6. OFFERTE ENERGIA ELETTRICA BIORARIA F1 FISSA (€/KWh)



Fonte: elaborazione REF-E su dati siti web aziendali

Nel mercato del gas, le offerte analizzate sono state suddivise in offerte con prezzo fisso della componente materia prima, offerte a sconto % sulla componente materia prima e offerte a sconto fisso sulla componente materia prima. Negli anni presi in considerazione, le tipologie di offerte sono rimaste simili. Nel 2013, il 70% delle proposte dei fornitori erano offerte in cui la materia prima era fissata per 12 mesi, mentre il 30% erano offerte con sconto percentuale sulla componente materia prima. Negli anni 2015 e 2017, il peso delle offerte con la materia prima fissa è cresciuto, a discapito principalmente delle offerte con sconto % sulla materia prima, mentre sono aumentate le offerte con sconto fisso sulla componente Cmem (Figura 3).

Tra le imprese monitorate, solo il 41% propone diverse tipologie di offerte, mentre il 59% offre solo una tipologia di offerta, principalmente quella con la materia prima fissa (Figura 4). La maggior parte delle aziende dovrà dunque adeguarsi alla disciplina PLACET (Newsletter 209), che prevede che i fornitori di energia elettrica e gas offrano, a partire da gennaio 2018, almeno due offerte, una a prezzo fisso, con la componente energia invariabile per 12 mesi e una a prezzo variabile. Le offerte nel database si riferiscono comunque alle proposte individuate sui siti internet, quindi è possibile che i fornitori forniscano già due diversi tipi di offerte concordi con la disciplina PLACET.

## L'ANDAMENTO DEI PREZZI SU WEB

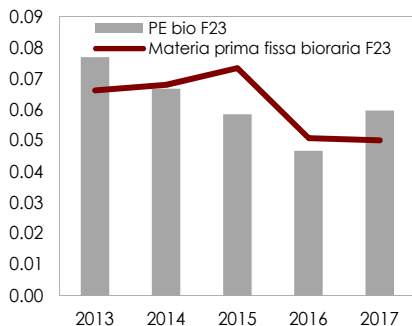
Le offerte che riguardano l'energia elettrica propongono principalmente una componente fissa per 12 mesi a copertura della materia prima, tranne sporadiche eccezioni di sconti percentuali sulla componente tutelata PE. Nelle soluzioni monorarie, il prezzo fisso della materia prima delle offerte presenti su internet si è ridotto dal 2013 al 2017 del 23%, risultando leggermente più basso della componente tutelata PE, a eccezione del 2016 (Figura 5).

Le offerte biorarie F1 e F23 sono risultate invece mediamente più alte della medesima componente regolata (Figure 6 e 7). In particolare, le offerte nella fascia F1 risultano, in media, del 16% più alte della componente regolata, ma allo stesso tempo è la tariffa che ha avuto la riduzione più sostanziale, del 57% dal 2013 al 2017. Le offerte nella fascia F23 hanno mostrato una riduzione dal 2013 al 2017 del 32%, rimanendo comunque in linea con la componente del mercato tutelato.

Per quanto riguarda il settore del gas naturale, le offerte percentuali risultano le più convenienti, soprattutto rispetto alle offerte materia prima fissa, che sono in media del 26% più elevate rispetto alla componente tutelata. I livelli degli sconti percentuali sono aumentati dal 2013 al 2017, passando da una media del 5% a una media del 7% da applicare alla componente materia prima (Cmem). Occorre precisare che le offerte con sconto percentuale sono di norma offerte a sconto sul prezzo dell'energia definito dall'Autorità, ma una quota minore prevede uno sconto percentuale applicabile su componenti dell'energia indicizzati secondo criteri diversi, che in occasione di questo studio non sono stati considerati. Le offerte percentuali potrebbero quindi risultare diverse da quelle calcolate in questo contesto (Figura 8).

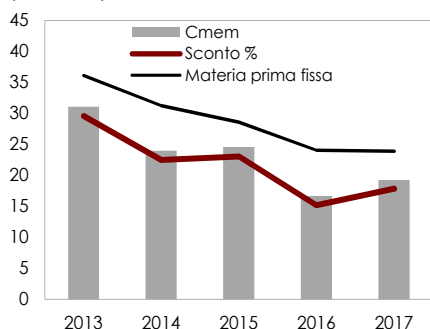
I dati delle offerte e dei prezzi del mercato retail, sia dell'energia elettrica che del gas naturale, sono presenti anche nel monitoraggio annuale effettuato dall'Autorità. In tali report vengono riportati sia i prezzi proposti sul web sia attraverso i canali tradizionali, ma solamente di un numero ristretto di fornitori. Da questi monitoraggi risulta che i prezzi del mercato libero non sono indipendenti rispetto alla tipologia del canale di vendita e sia i prezzi delle offerte web che i prezzi delle proposte offerte con altri canali di vendita sono cresciuti dal 2012 al 2015, al contrario di quanto monitorato nel database REF-E. Dai dati dell'Autorità, risulta che i prezzi delle offerte proposte nei canali di vendita tradizionali siano molto più elevati rispetto al mercato tutelato, mentre i prezzi delle offerte presenti online appaiono essere inferiori nei soli anni 2012 e 2013, mentre per gli anni successivi anche le offerte via web risultino meno convenienti del mercato tutelato. Occorre tenere conto che il canale di vendita online, rispetto ai tradizionali canali di vendita, si rivolge a consumatori che probabilmente sono più attivi nel cercare le migliori condizioni di mercato, incentivando quindi il mercato a offrire un prezzo più conveniente sul web rispetto ai canali tradizionali. La differenza dei prezzi tra le offerte via web riscontrate dall'Autorità e le offerte internet del database REF-E potrebbe essere spiegata dal numero di proposte commerciali considerate. In media, l'Autorità ha raccolto 30 offerte (internet + canali tradizionali) al mese tra gli

FIGURA 7. OFFERTE ENERGIA ELETTRICA BIORARIA F23 FISSA (€/KWh)



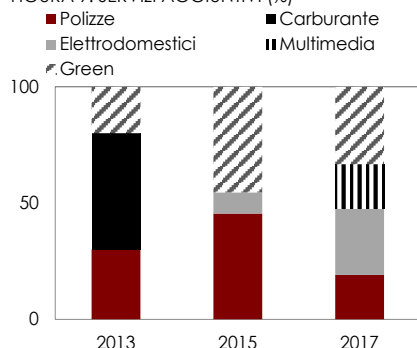
Fonte: elaborazione REF-E su dati siti web aziendali

FIGURA 8. OFFERTE GAS NATURALE (cent€/mc)



Fonte: elaborazione REF-E su dati siti web aziendali

FIGURA 9. SERVIZI AGGIUNTIVI (%)



Fonte: elaborazione REF-E su dati siti web aziendali

anni 2012 e 2015 mentre nel *database* REF-E sono state raccolte, in media, 100 offerte al mese esclusivamente *online*. I prezzi possono dunque essere sensibilmente diversi tra i due *database*.

## SERVIZI AGGIUNTIVI IN LINEA CON LE ABITUDINI DEI CONSUMATORI

Il *database* REF-E raccoglie inoltre i servizi aggiuntivi che vengono offerti oltre agli sconti sui prezzi di energia elettrica e gas. Dal 2013 al 2017 c'è stata una forte espansione di questi servizi, che rispecchiano anche i cambiamenti delle abitudini dei consumatori finali. Nel 2013 infatti, il principale servizio che veniva offerto insieme alle *commodities* energetiche era il buono carburante (il 50% di tutti i servizi), mentre il 30% era destinato alle polizze assicurative e il 20% ai servizi aggiuntivi *green*, ovvero energia proveniente da fonti rinnovabili o alberi piantati per ogni nuovo consumatore. Nel 2015 gli sconti carburanti non sono stati più offerti, mentre è aumentata la quota delle polizze assicurative e dei servizi *green*. Inoltre sono apparse alcune offerte che prevedevano l'omaggio di lampadine a basso consumo energetico<sup>2</sup>. Nel 2017 si sono ridotte le offerte di polizze assicurative, ma sono aumentate le promozioni che riguardano l'installazione e il *check-up* di caldaie e gli omaggi delle lampadine a basso consumo. Infine sono proposti nuovi servizi aggiuntivi che riguardano sconti su tv via cavo, accumulo punti per viaggiare, promozioni internet ecc. (Figura 9)

## LE PROPOSTE DELL'AUTORITA' SULL'ELENCO DEI VENDITORI

Tra gli *step* previsti dalla Legge Concorrenza per raggiungere la piena liberalizzazione al 1 luglio 2019 c'è anche il mandato per l'Autorità di redigere l'Elenco Venditori Elettricità (EVE), ovvero una lista alla quale possono essere ammessi solo i venditori con determinate caratteristiche e che sarà condizione necessaria per esercitare l'attività di vendita, con l'obiettivo di aumentare la trasparenza del mercato tutelando di conseguenza i consumatori finali e in generale il sistema energetico. Nel mese di ottobre l'Autorità ha pubblicato i primi orientamenti (DCO 663/2017) sulla definizione dei requisiti di ammissibilità, delle modalità di accesso e delle condizioni di permanenza dell'Elenco Venditori Elettricità (EVE).

Secondo le regole proposte, i requisiti da soddisfare, controllati e approvati dal MiSE (Tabella 1), sono di tre categorie:

- requisiti di onorabilità
- requisiti di natura finanziaria
- requisiti tecnici.

Gli indicatori classificati come imprescindibili, saranno necessari per l'ammissione all'elenco, mentre gli indicatori *alert* costituiranno invece condizioni necessarie per la permanenza nell'EVE.

Nella prima classe dei requisiti, l'indicatore dell'onorabilità *strictu sensu* richiede il rispetto, da parte degli amministratori e dei legali rappresentanti, delle normali condizioni minime previste dal Codice Civile<sup>3</sup>. L'impresa dovrà inoltre possedere forme societarie adeguate<sup>4</sup> e non trovarsi in stato fallimentare o liquidazione.

La seconda categoria dei requisiti, ovvero quelli finanziari, ha lo scopo di valutare se i fornitori siano in grado di garantire la continuità della fornitura di energia elettrica ai consumatori finali ed è quello che presenta le maggiori criticità. Il primo indicatore richiede un valore minimo di capitale sociale, tarato sui ricavi dell'azienda o su specifici parametri, come il numero di clienti serviti o la quantità di energia elettrica erogata. L'Autorità, nel definire i requisiti finanziari, non ha ritenuto necessario prevedere un indicatore per monitorare la solvibilità dei venditori stessi, in quanto il tema non è oggetto della regolazione ma della contrattualizzazione tra privati. Ha quindi previsto che i venditori siano chiamati a verificare e accertare che gli utenti del trasporto e del dispacciamento dai quali si rifornisce siano puntuali nei pagamenti nei confronti dei distributori. Questo nonostante gli utenti del dispacciamento siano già monitorati dalle regole per l'accesso alla rete descritte nei codici e

TABELLA 1. REQUISITI

|                          | Indicatori imprescindibili                                                                | Indicatori alert                                                                                    |
|--------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Requisiti di onorabilità | Onorabilità <i>strictu sensu</i><br>Adeguatezza forme societarie<br>Solvibilità aziendale | -                                                                                                   |
| Requisiti finanziari     | Valore minimo di capitale sociale versato                                                 | puntualità dei pagamenti<br>condotta commerciale<br>qualità commerciale<br>fatturazione<br>moresità |
| Requisiti tecnici        | Definizione dell'attività di impresa                                                      |                                                                                                     |

Fonte: elaborazione REF-E su dati AEEGSI

<sup>2</sup> Nel grafico questa categoria è chiamata "elettrodomestici".

<sup>3</sup> Non trovarsi nelle condizioni descritte dall'articolo 2382 del Codice Civile sulle Cause di ineleggibilità e di decadenza; non essere stati condannati con sentenza irrevocabile; non essere stati sottoposti a misure di prevenzione disposte dall'autorità giudiziaria.

<sup>4</sup> S.p.a, S.a.s, S.r.l..

TABELLA 2. CLASSI DI AFFIDABILITA'

|                                     | Descrizione                                                                    | Indicatori                                                                                           |
|-------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Classe di corretta e piena attività | tutti i requisiti sono soddisfatti                                             |                                                                                                      |
| Classe di attenzione                | mancato rispetto di almeno uno degli indicatori; periodo di tempo per recupero | onorabilità <i>strictu sensu</i> ; puntualità pagamenti; qualità commerciale; fatturazione; morosità |
| Classe di osservazione              | mancato recupero degli indicatori e attivazione analisi MiSE                   | adeguatezza forme societarie; solvibilità aziendale; capitale sociale; attività d'impresa            |
| Classe di osservazione              | analisi MiSE negativa; esclusione dal mercato                                  |                                                                                                      |

Fonte: REF-E su dati AEEGSI

delle regole per il dispacciamento definite da Terna<sup>5</sup>.

A facilitare il compito per i venditori, c'è la proposta di aumentare la diffusione delle informazioni riguardanti i pagamenti e gli adempimenti delle garanzie da parte di ciascun utente, attraverso il Sistema Informativo Integrato (SII), dove verranno integrati gli indicatori di puntualità dei pagamenti e l'adempimento delle garanzie richieste. In questa maniera, le verifiche sugli indicatori, effettuate dai distributori e da Terna, verranno messe a disposizione del SII e conseguentemente si potrà valutare la solvibilità dei fornitori di energia elettrica.

L'ultima classe dei requisiti richiesti riguarda la parte tecnica e commerciale, prevedendo l'utilizzo di indicatori che descrivano la capacità dell'impresa di rispettare la regolazione vigente in tema di condotta commerciale, qualità commerciale, fatturazione e morosità. Indicatori che descrivono la qualità commerciale, la fatturazione e la morosità sono già previsti peraltro dai Testi integrati della qualità dei servizi di vendita (TIQV), della fatturazione (TIF) e della morosità (TIMOE). L'aspetto innovativo è la condotta commerciale. La legge concorrenza ha infatti previsto, come anticipato all'inizio dell'articolo,

che l'Autorità realizzi un sito *internet* nel quale saranno raccolte e pubblicate tutte le offerte vigenti del mercato *retail*. I venditori saranno obbligati a inviare tutte le loro proposte commerciali al portale, soddisfacendo in tal modo l'indicatore della qualità commerciale.

La permanenza nell'elenco sarà assicurata se i fornitori rispetteranno tutti gli indicatori appena descritti, il che comporterà un monitoraggio periodico di tali requisiti. I venditori dovranno inviare al MiSE, una volta all'anno, un'autodichiarazione nella quale certificano di possedere i requisiti imprescindibili, oppure dichiarare al Ministero la possibilità della perdita del requisito entro un mese dal verificarsi. Anche i requisiti tecnici *alert* dovranno essere dichiarati annualmente. Qualora l'impresa non soddisfi più uno o più indicatori, non ci sarà la diretta esclusione dall'elenco, ma si attiveranno dei controlli specifici sull'azienda e sulle *performances* non soddisfatte. Durante i controlli, le imprese saranno catalogate secondo determinati "classi di affidabilità", che saranno pubblicate sull'elenco dei venditori e sui siti *internet* dell'azienda. Ci saranno quattro diverse classi di affidabilità (Tabella 2). Le imprese che rientrano nella "classe di corretta e piena attività" rispettano tutti i requisiti. La classe di "attenzione" si attiva nel caso in cui i venditori non soddisfano gli indicatori di onorabilità *strictu sensu*, dei requisiti di natura finanziaria e gli indicatori di qualità commerciale, fatturazione e morosità. Se il venditore non riesce a recuperare il requisito nelle tempistiche previste, si attiva la penultima classe, di "osservazione", che comporta, in alcuni casi, anche un'analisi approfondita dell'azienda da parte degli uffici del MiSE. L'ultima classe, che comporta l'esclusione dall'elenco, si raggiunge nel caso in cui il parere del MiSE sia negativo. L'esclusione comporta la perdita dei diritti di operare come venditore di energia elettrica e la risoluzione dei contratti già sottoscritti. I clienti di questi fornitori, fino a quando non saranno serviti da un nuovo fornitore presente nell'EVE, saranno spostati nei servizi di ultima istanza.

Entro il 30 novembre, le proposte finali saranno presentate al MiSE, che provvederà a creare definitivamente l'elenco.

L'insieme delle regole proposte nel DCO sembra restituire una regolazione che valorizzi le informazioni già raccolte e monitorate dal codice di rete e dai testi integrati esistenti, incentivandone la diffusione e la trasparenza anche attraverso il sistema informativo integrato. Le modalità previste per l'accesso e la permanenza all'elenco potrebbero tuttavia impattare sull'operatività dei venditori, sia in termini di adempimenti pratici e incombenze, a causa del controllo che i venditori dovranno effettuare nei confronti dei loro utenti del dispacciamento, nonostante la possibile implementazione dei dati sul SII, ma anche in termini di rischi, quali quelli di finire nella lista degli operatori che non forniscono adeguate garanzie ai consumatori e vedere così peggiorare la propria

<sup>5</sup> I DSO con più di 100 mila punti sono tenuti a monitorare, come previsto dal Codice di Rete, entro il decimo giorno lavorativo successivo al termine di ciascun semestre dell'anno in relazione alle fatture di trasporto con scadenza di pagamento in tale semestre, se si sono verificati due o più ritardi di pagamento anche non consecutivi. Se il DSO ha connessi alla rete meno di 100 mila punti devono effettuare la stessa verifica di cui sopra ma al termine di ciascun anno, e non semestralmente. Il venditore dovrà monitorare le verifiche degli ultimi due semestri, per DSO con più di 100 mila punti, oppure monitorare le verifiche degli ultimi due anni per DSO con meno di 100 mila punti.

attività.

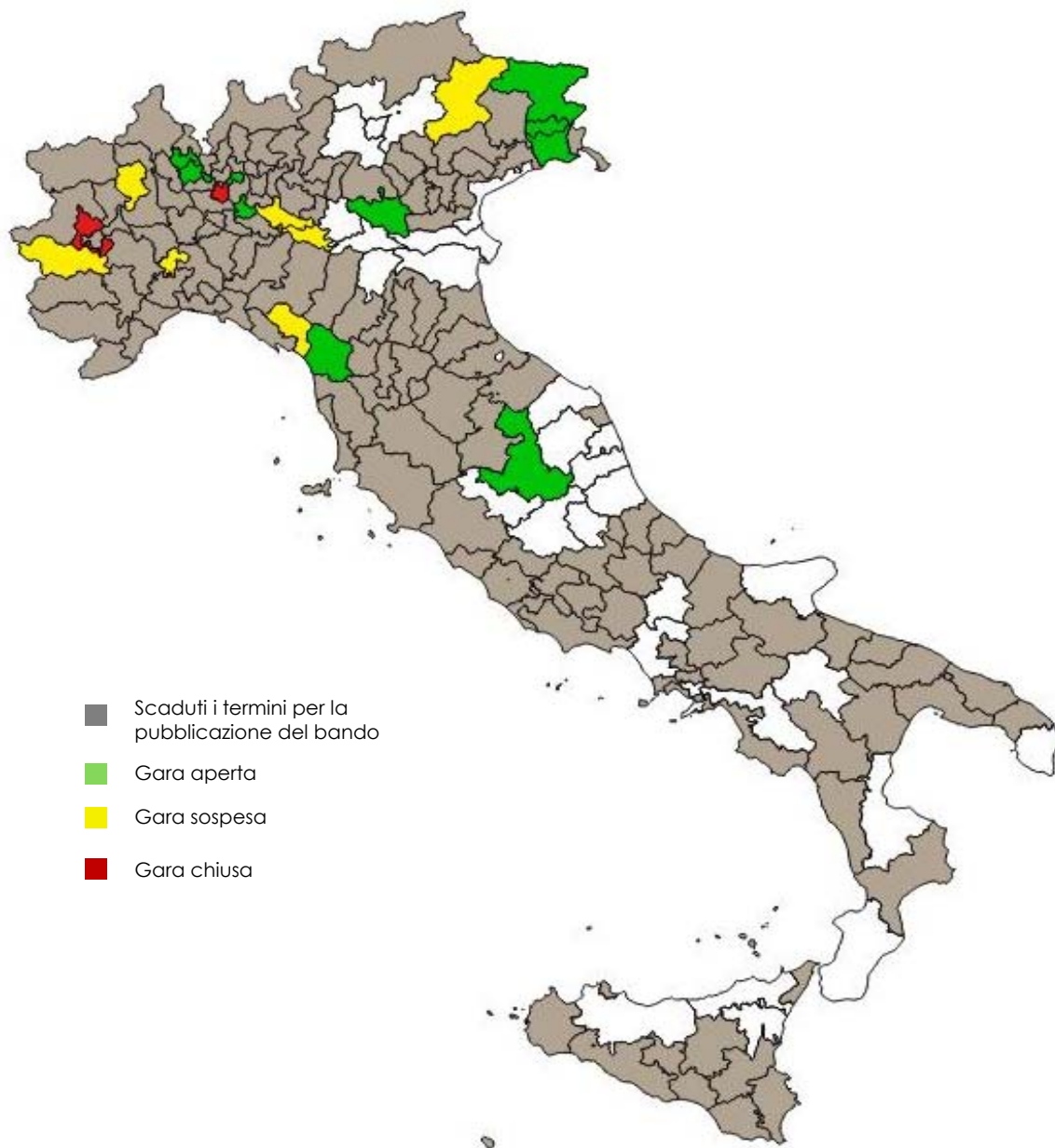
A oggi, sul mercato libero, ci sono oltre 500 venditori di energia elettrica, secondo l'elenco sul sito dell'Autorità, ed è sicuramente necessaria una regolazione più attenta alla protezione del consumatore che limiti il numero ai soggetti effettivamente in grado di offrire garanzie di affidabilità ai clienti finali. Il punto di equilibrio tra le due esigenze (protezione del consumatore e libertà di impresa) non è senza dubbio facile da trovare, poiché un'eccessiva protezione del cliente finale potrebbe limitare l'ingresso di nuovi venditori sul mercato e ridurre la concorrenza, tuttavia la mancanza di controlli potrebbe aumentare il rischio per il consumatore finale di avere sovra costi nel caso di attivazione dei servizi di ultima istanza e minare quindi la fiducia nel mercato libero.



## GARE GAS

### MONITORAGGIO GARE GAS

PUBBLICAZIONE BANDI GARE GAS: STATO DELL'ARTE



**VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS**

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

| GARE APERTE           |                |               |              |                  |                  |                              |                |            |            |                  |         |
|-----------------------|----------------|---------------|--------------|------------------|------------------|------------------------------|----------------|------------|------------|------------------|---------|
| INFORMAZIONI GENERALI |                |               |              |                  |                  | VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ |                |            |            |                  |         |
| ATEM                  | Analisi AEEGSI | Pubblicazione | Scadenza EOI | Scadenza offerte | Iter procedurale | Densità                      | Frammentazione | Dimensione | Post Letta | Grandi Operatori | Globale |
| UDINE 2               | NO             | 04/11/2015    |              | 30/11/2017       | ●                | MEDIA                        | ●              | ●          | ●          | ●                | ●       |
| UDINE 1               | NO             | 23/12/2015    | 29/02/2016   |                  | ●                | BASSA                        | ●              | ●          | ●          | ●                | ●       |
| UDINE 3               | NO             | 10/02/2016    | 06/06/2016   |                  | ●                | BASSA                        | ●              | ●          | ●          | ●                | ●       |
| LODI 1                | NO             | 30/12/2015    | 31/05/2018   |                  | ●                | MEDIA                        | ●              | ●          | ●          | ●                | ●       |
| VARESE 2              | NO             | 11/09/2015    | 30/09/2017   |                  | ●                | MEDIA                        | ●              | ●          | ●          | ●                | ●       |
| LUCCA                 | in corso       | 30/12/2016    | 31/10/2017   |                  | ●                | MEDIA                        | ●              | ●          | ●          | ●                | ●       |
| MONZA E BRIANZA I     | NO             | 29/12/2015    | 15/12/2017   |                  | ●                | ALTA                         | ●              | ●          | ●          | ●                | ●       |
| PERUGIA 2             | NO             | 28/12/2015    | 29/12/2017   |                  | ●                | BASSA                        | ●              | ●          | ●          | ●                | ●       |
| VARESE 3              | NO             | 12/07/2017    | 30/03/2018   |                  | ●                | MEDIA                        | ●              | ●          | ●          | ●                | ●       |
| VERONA 2              | in corso       | 30/12/2016    | 30/06/2018   |                  | ●                | BASSA                        | ●              | ●          | ●          | ●                | ●       |
| VENEZIA 1             | 368/2016/R/gas | 28/12/2015    |              | Annullata        | ●                | MEDIA                        | ●              | ●          | ●          | ●                | ●       |
| BELLUNO               | 455/2016/R/gas | 27/12/2016    |              | Sospesa          | ●                | BASSA                        | ●              | ●          | ●          | ●                | ●       |
| MASSA-CARRARA         | in corso       | 21/12/2015    | Sospesa      |                  | ●                | MEDIA                        | ●              | ●          | ●          | ●                | ●       |
| ALESSANDRIA 2         | NO             | 22/12/2015    | Sospesa      |                  | ●                | MEDIA                        | ●              | ●          | ●          | ●                | ●       |
| TORINO 3              | NO             | 22/12/2015    | Sospesa      |                  | ●                | BASSA                        | ●              | ●          | ●          | ●                | ●       |
| CREMONA 2 E CREMONA 3 | NO             | 24/12/2015    |              | Sospesa          | ●                | BASSA                        | ●              | ●          | ●          | ●                | ●       |
| BIELLA                | NO             | 29/12/2015    |              | Sospesa          | ●                | BASSA                        | ●              | ●          | ●          | ●                | ●       |
| ROMA 1                | 650/2015/R/gas | NO            | -            |                  | -                | ALTA                         | ●              | ●          | ●          | ●                | ●       |
| FORLÌ-CESENA          | 517/2016/R/gas | NO            | -            |                  | -                | BASSA                        | ●              | ●          | ●          | ●                | ●       |

Aggiornata al 27/10/2017

Iter procedurale: ● COMPLETO ● NON COMPLETO ● BLOCCATO

Grado potenziale concorrenzialità: ● ALTO ● MEDIO ● BASSO

\*Termine per la presentazione dell'EOI

**NOTA METODOLOGICA**

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

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

Densità: ALTA &gt; 0.12 PDR/m; MEDIA 0.07 - 0.12 PDR/m; BASSA &lt; 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: &lt; 100,000 PDR; medi: tra 100,000 e 300,000; grandi: &gt; 300,000.

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

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

## DATI DI MERCATO

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

|                  | 2017*   | 2016*   | Var. % |
|------------------|---------|---------|--------|
| Domanda          | 239 540 | 235 458 | 1.7%   |
| Produzione netta | 213 108 | 205 682 | 3.6%   |
| - Termoelettrico | 144 667 | 134 538 | 7.5%   |
| - Rinnovabili**  | 68 441  | 71 144  | -7.6%  |
| Saldo estero     | 28 138  | 31 535  | -10.8% |

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

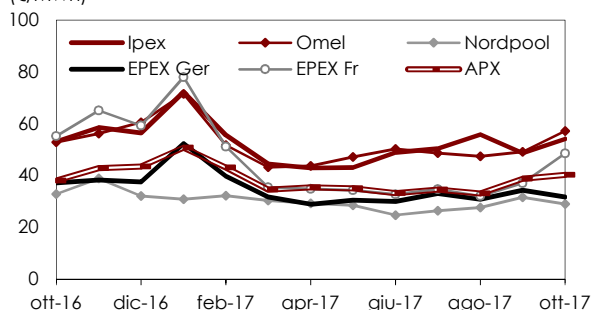
GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE  
(Gmc e variazioni tendenziali)

|                | AS 2017     | AS 2016     | Var. %      | AT 2017    | AT 2016    | Var. %      |
|----------------|-------------|-------------|-------------|------------|------------|-------------|
| Industriale    | 11.4        | 10.9        | 4.7%        | 0.9        | 0.8        | 14.0%       |
| Termoelettrico | 19.9        | 18.4        | 8.3%        | 1.6        | 1.6        | 1.6%        |
| Distribuzione  | 22.6        | 22.5        | 0.3%        | 1.2        | 1.3        | -9.8%       |
| Altro          | 1.2         | 1.5         | -20.8%      | 0.1        | 0.1        | -11.3%      |
| Totale         | <b>55.1</b> | <b>53.3</b> | <b>3.4%</b> | <b>3.8</b> | <b>3.8</b> | <b>0.1%</b> |

Valori cumulati al 24/10/2017

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

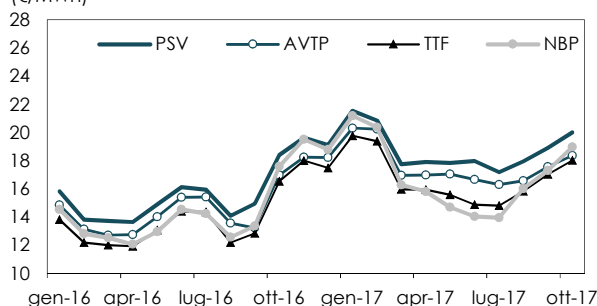
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA  
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 23/10/2017

Fonte: Borse Europee

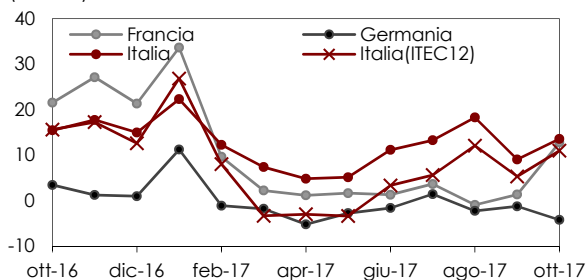
GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA  
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 27/10/2017

Fonte: elaborazione REF-E su dati Thomson Reuters

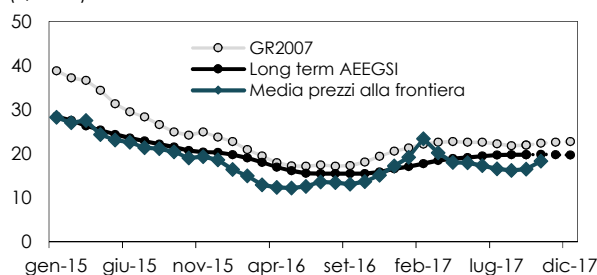
ENERGIA ELETTRICA: SPARK SPREAD IN EUROPA  
(€/MWh)



Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili  
Ultimo dato al 26/10/2017

Fonte: elaborazioni REF-E

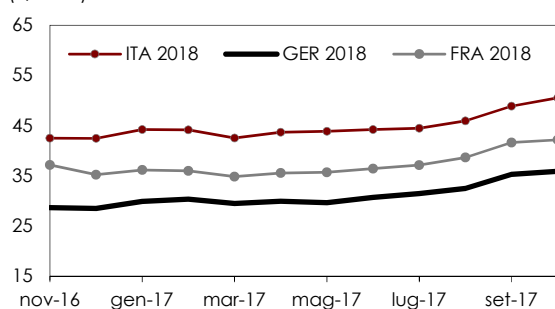
GAS NATURALE: PREZZI APPROVVIGIONAMENTO LONG-TERM  
(€/MWh)



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

Fonte: elaborazioni REF-E su WGI, Thomson Reuters e AEEGSI  
forward al 22/09/2017

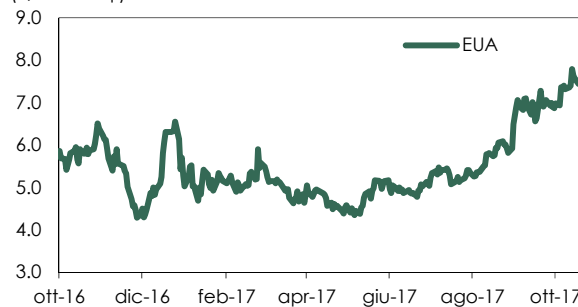
ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI  
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 26/10/2017

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2  
(€/tCO2 eq.)

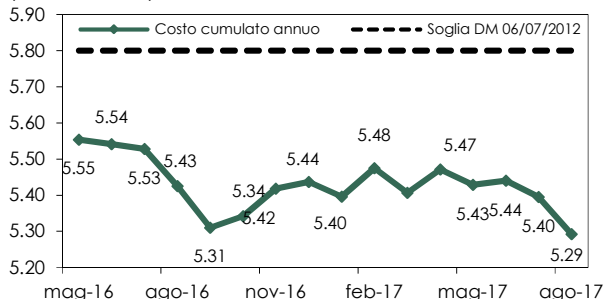


Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 27/10/2017

Fonte: Reuters su EEX

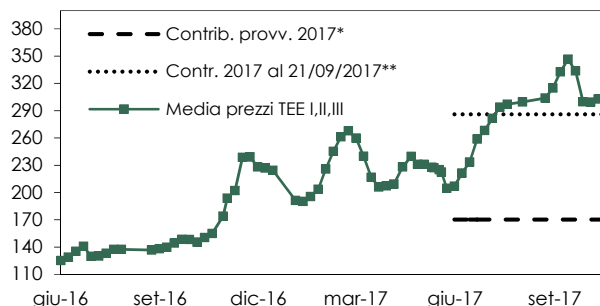
## DATI SETTORI INCENTIVATI E REGOLATI

CONTATORE GSE RINOVABILI  
(miliardi di euro)



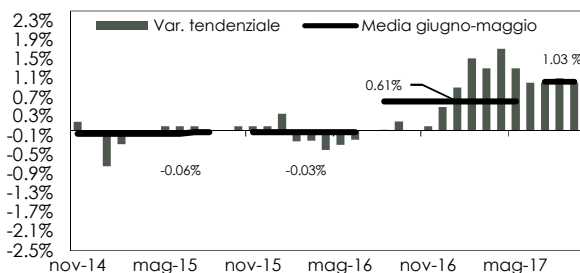
Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico. Ultimo dato al 31/08/2017  
Fonte: GSE

TEE: PREZZI DI BORSA E CONTRIBUTO TARIFFARIO  
(€/TEE)



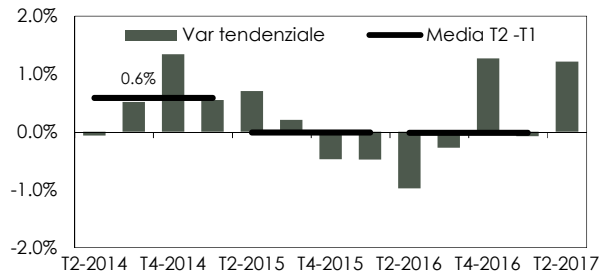
\* AEEGSI, DMRT/EFC/10/201. \*\* REF-E, ultimo dato al 21/09/2017  
Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, AEEGSI

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI\*  
(%)



\* Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati  
Ultimo dato settembre 2017  
Fonte: Istat

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI\*  
(%)



\*Deflatore investimenti fissi lordi. Ultimo dato T2-2017  
Edizione dati Istat: settembre 2017  
Fonte: Istat

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

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

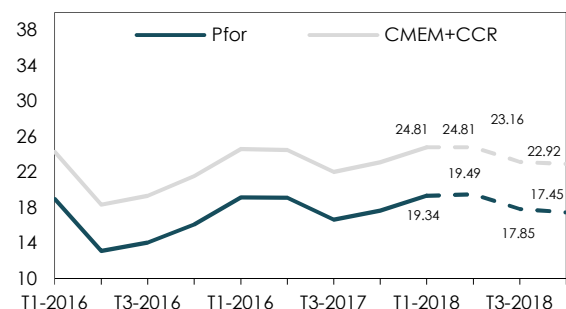
Consumi 2,700 kWh/a e potenza impegnata 3 kW  
Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

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

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

Consumi 25,000 kWh/a e potenza impegnata 15 kW  
Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

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



PCS 38.52 MJ/mc, Previsioni (tratteggio) su forward al 26/10/2017  
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Thomson Reuters e Autorità

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

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

Consumi 1,400 Smc/a  
Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI



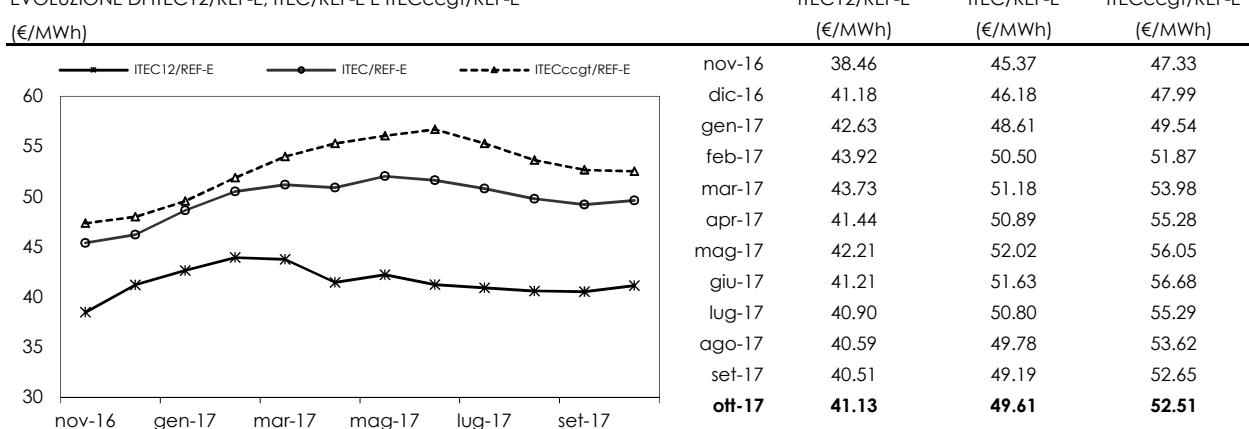
## L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di ottobre è pari a 41.33 €/MWh, in aumento del 2 % sul dato di settembre (40.51 €/MWh). L'andamento al rialzo dell'indice è legato all'aumento dei prezzi delle *commodities* 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 49.81 €/MWh, in aumento dell'1.3% sul valore consuntivo di settembre (pari a 49.19 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di ottobre si attesta a 52.63 €/MWh, stabile rispetto al consuntivo del mese precedente (52.65 €/MWh). Tali andamenti sono legati alle variazioni del valore di mercato dei combustibili registrato negli ultimi mesi, al netto dell'aumento del tasso di cambio €/€ registrato durante il mese di settembre.

Il valore forward per il mese di novembre dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 26 ottobre, è pari a 42.24 €/MWh, in aumento del 2.2% rispetto al consuntivo di ottobre. I valori *forward* per il mese di ottobre di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 26 ottobre, sono pari a 50.03 €/MWh e 52.55 €/MWh, il primo in aumento dello 0.4% mentre il secondo in calo dello 0.2% rispetto al consuntivo di ottobre.

EVOLUZIONE DI ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E E ITECccgt/REF-E



Fonte: elaborazione REF-E

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di novembre sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri ICE E Thomson Reuters al 26/10/2017. Valori consuntivi calcolati da REF-E su dati Platts e Thomson Reuters.

## Cos'è ITEC12/REF-E

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

## Cos'è ITEC/REF-E

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

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

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



Indice Month Ahead Gas Italia

## PROGETTO MAGI

### COSA È MAGI

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

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

### PERCHÉ MAGI

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

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

### GLI SPONSOR

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

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

### ANDAMENTO

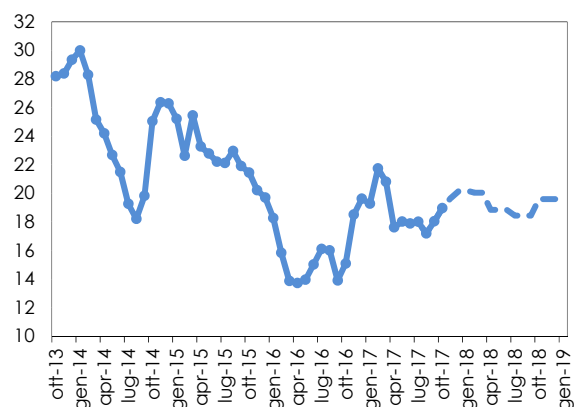
L'indice gas MAGI consuntivo per ottobre 2017 è pari a 18.97€/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano rispettivamente a 18.99 €/MWh e 18.91 €/MWh.

La quotazione del prodotto con consegna a ottobre 2017 è cresciuto del 5.1 % rispetto a quella per le consegne di agosto 2017, ma comunque in marcato rialzo rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (15.10 €/MWh). Sia il volume complessivo transato (10,023 MW) sia il numero di operazioni registrate (349) sono notevolmente inferiori rispetto a quelli del prodotto con consegna nello stesso mese dell'anno scorso, con variazioni rispettivamente pari a 14% e 18%.

I primi scambi del prodotto con consegna a novembre 2017, relativi a un campione di 250 operazioni e un volume totale scambiato di 6,301 MW, indicano un prezzo di 19.93 €/MWh, un valore superiore a quello del prodotto con consegna a ottobre. Al 27 ottobre il valore del gas con consegna nel prossimo mese è di 19.65 €/MWh, +3.6 % rispetto all'ultimo dato consuntivo.

Rispetto all'ultimo aggiornamento, le quotazioni per il gas in consegna nel I trimestre 2018 (20.1 €/MWh) si mantengono stabili rispetto alle aspettative degli ultimi mesi.

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



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

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

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

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