



Sottoscrittori

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

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

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

MERCATO GNL

- Il nodo infrastrutturale per il downstream del GNL in Italia

A un anno dal varo del Quadro Strategico Nazionale per i combustibili alternativi, l'approvvigionamento di GNL per usi finali continua a dipendere dalle forniture di autocisterne o serbatoi criogenici in isocontainer provenienti da terminali in Francia, Spagna e Belgio. L'impossibilità di dotare i terminali italiani di facilities per il caricamento di autocisterne e i tempi necessari per rendere operativi i depositi costieri e le metaniere SSLNG continuano a pesare sui costi di fornitura e sui potenziali di sviluppo del settore. A livello internazionale e europeo emergono intanto nuove soluzioni logistiche. La sfida delle iniziative italiane è quella di trovare soluzioni competitive che consentano al paese di superare il gap infrastrutturale senza continuare a dipendere in modo significativo da infrastrutture localizzate in altri paesi.

pag. 3

- Monitoraggio mercato globale

Continua il trend di crescita della domanda e dei prezzi asiatici, con carichi destinati prevalentemente verso l'estremo oriente. Tra i progetti sembra sempre più concreta la possibilità che riceva a breve la FID il terminale di Krk, che potrebbe alterare gli equilibri del mercato del Mediterraneo.

pag. 9

MERCATO ELETTRICO

- Il capacity market: tra punti aperti e indicazioni europee

Dopo l'approvazione europea, mancano gli ultimi passi per l'implementazione del capacity market italiano, che si auspica in autunno per una prima delivery nel 2019: tra gli ultimi aspetti da discutere strike price, restituzioni uncovered e partecipazione della domanda. Dal panorama europeo intanto arrivano diversi spunti: l'approvazione di altri cinque meccanismi di tipologie diverse, la prima asta già effettuata in Irlanda in un meccanismo simile a quello italiano e gli ultimi risultati delle aste inglesi. Parallelamente l'Europa continua a lavorare sulle norme per la remunerazione della capacità che saranno contenute nel regolamento europeo sui mercati elettrici.

pag. 11

- L'integrazione della generazione distribuita

Ospitiamo un contributo sulle problematiche aperte dalla crescita della generazione distribuita, sulle sfide aperte per l'integrazione delle relative risorse nei modelli di mercato esistenti e sulle soluzioni in discussione.

pag. 17

GARE GAS

- Monitoraggio gare gas

Aggiornamenti tariffari, sulle norme che regolano le gare, sulle operazioni di M&A e sullo stato di avanzamento delle gare nei diversi ATEM.

pag. 20

INDICATORI

- Dati di mercato

pag. 23

- Dati settori incentivati e regolati

pag. 24

INDICI

- ITEC e Magi

pag. 25

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Sergio Ascari, Domenico Biasi,
Donatella Bobbio, Virginia
Canazza, Giacomo Ciapponi,
Paolo Cilento, Federico Clementi,
Federica Davò, Guido Gatti,
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**.

Prossime pubblicazioni

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

MERCATO GNL

IL NODO INFRASTRUTTURALE PER IL DOWNSTREAM DEL GNL IN ITALIA

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [SEN 2017](#)
- [Decreto legislativo 257/2016](#)
- [Direttiva 2014/94/UE](#)

A un anno dal varo del Quadro Strategico Nazionale per i combustibili alternativi, l'approvvigionamento di GNL per usi finali continua a dipendere dalle forniture di autocisterne o serbatoi criogenici in isocontainer provenienti da terminali in Francia, Spagna e Belgio. L'impossibilità di dotare i terminali italiani di facilities per il caricamento di autocisterne e i tempi necessari per rendere operativi i depositi costieri e le metaniere SSLNG continuano a pesare sui costi di fornitura e sui potenziali di sviluppo del settore. A livello internazionale e europeo emergono intanto nuove soluzioni logistiche. La sfida delle iniziative italiane è quella di trovare soluzioni competitive che consentano al paese di superare il gap infrastrutturale senza continuare a dipendere in modo significativo da infrastrutture localizzate in altri paesi.

APPROVVIGIONAMENTO PER IL MERCATO DEGLI USI FINALI DEL GNL

A fine dicembre 2017 l'Osservatorio usi finali del GNL¹ di REF-E, ha censito la presenza 45 depositi satellite operativi in Italia: 18 sono a servizio di utenze industriali, 15 per distributori di GNL e GNC, 10 per distributori di solo GNC, e 2 a servizio di reti di distribuzione isolate (**Tabella 1**).

La richiesta di GNL per usi finali nel 2017 è stata circa 30,000 tonnellate, con una crescita del 50 % rispetto alle 20,500 del 2016, anno in cui si era registrata una forte prevalenza dei consumi delle utenze industriali *off-grid*, con quasi 10,000 tonnellate che costituivano il 48 % della domanda. Seguiva la richiesta di GNL per l'erogazione di GNC, sia da parte dei distributori di solo GNC che di quelli che erogano GNC e GNL, per circa 6,300 tonnellate pari al 31%. La richiesta per il rifornimento dei mezzi alimentati direttamente a GNL era pari a 4,000 tonnellate (19%). Limitata la richiesta dei depositi a servizio di reti isolate pari a circa 300 tonnellate (1.5%).

Nel 2017 si è registrata ancora una lieve prevalenza dei consumi delle utenze industriali *off-grid* con circa 10,800 tonnellate che costituiscono quasi il 36 % della domanda.

Segue sempre la richiesta di GNL per l'erogazione di GNC, sia da parte dei distributori di solo GNC sia di quelli che erogano GNC e GNL, per circa 9,400 tonnellate, pari al 31%. La richiesta per il rifornimento dei mezzi alimentati direttamente a GNL è arrivata a più di 9,000 tonnellate (30%). Ancora limitata la richiesta dei depositi a servizio di reti isolate pari a circa 600 tonnellate (2%).

Il fattore di maggiore traino della crescita nel 2017 è legato al rapido aumento di nuovi distributori di

GNL-GNC aperti nel 2017 che sono già arrivati a 15, più che raddoppiati rispetto ai 6 di fine 2016. Tale crescita ha trainato sia l'aumento dei consumi di GNL dei mezzi pesanti (+130%) che quello di GNC ottenuto da vaporizzazione di GNL, che ha avuto un incremento del 50%.

È ancora assente il bunkeraggio di GNL per le navi, servizio che verrà attivato tra la fine del 2018 e il 2019 con l'arrivo delle prime imbarcazioni alimentate a GNL nei mari italiani.

CANALI DI APPROVVIGIONAMENTO

L'approvvigionamento continua a dipendere dalle forniture di autocisterne o serbatoi criogenici in isocontainer provenienti da terminali in Francia, Spagna e Belgio; in particolare il principale canale è diventato quello dal terminale Elengy di Fos Tonkin localizzato in prossimità di Marsiglia. Nell'arco di poco tempo questo terminale ha infatti triplicato la capacità di caricamento: a luglio 2016 è stato raddoppiato il numero delle baie di carico del GNL per le autocisterne portandole a 8; successivamente a luglio 2017 c'è stato un ulteriore potenziamento con l'entrata in esercizio di altre 3 baie di carico, che oggi sono quindi 11.

¹<https://www.ref-e.com/it/expertise/osservatorio-gnl>

ARTICOLI CORRELATI

- [Politiche e regolazione per la metanizzazione della Sardegna](#) (Newsletter 214)
- [Combustibili alternativi: nuovi spazi di mercato per elettricità e gas naturale](#) (Newsletter 206)

TABELLA 1. ITALIA: DEPOSITI SATELLITE DI GNL IN ESERCIZIO (2010 - 2017)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
per distributori di GNL e GNC	0	0	0	0	1	2	6	15
per distributori di solo GNC	1	2	6	6	6	8	10	10
a servizio di utenze <i>off-grid</i>	0	0	0	1	6	13	16	18
a servizio di reti isolate	0	0	0	0	1	1	1	2
Totale depositi satellite di GNL	1	2	6	7	14	24	33	45

Fonte: elaborazioni REF-E

TAG

Ing, L-MED

Il principale caso di diversificazione in termini di soluzione logistica è costituito dall'esperienza di Liquimet che si approvvigiona per la propria stazione di servizio localizzata in adiacenza allo scalo ferroviario dell'interporto di Padova, e per altre utenze, tramite isocontainer carichi di GNL presso il terminale belga di Zeebrugge e trasportati via ferrovia in Italia tramite il vettore Contship.

L'altro caso di diversificazione del *sourcing* è quello per l'unico deposito satellite di GNL attualmente operativo in Sardegna presso una centrale del latte di Arborea. Questo impianto è rifornito da Polargas che, in questo caso, si approvvigiona di GNL con autocisterne presso il terminale di Sagunto in prossimità del porto di Valencia dove queste vengono trasportate con il servizio traghetto della Grimaldi Lines verso la Sardegna nel porto di Cagliari.

INIZIATIVE INFRASTRUTTURALI PER IL DOWNSTREAM

PROGETTI PER FACILITIES PRESSO I TERMINALI ITALIANI

Sono in fasi diverse di sviluppo le iniziative per attrezzare i tre terminali di rigassificazione esistenti in Italia: il terminale OLT FSRU Toscana, il terminale Adriatic LNG e quello di SNAM a Panigaglia. Va evidenziato che per tutti e tre i terminali vi sono vincoli logistici (collocazione a mare o viabilità limitata) che rendono impossibile o molto difficile l'attivazione delle *facilities* SSLNG di caricamento delle autocisterne criogeniche per il *downstream* del GNL.

La società OLT che gestisce il terminale FSRU Toscana al largo di Livorno ha già effettuato uno studio di fattibilità preliminare e attualmente è in corso di sviluppo la progettazione di dettaglio per permettere l'allibio e il caricamento dal lato di sinistra attraverso tubi flessibili di piccole navi metaniere (1,000 - 7,500 mc) destinate al trasporto del GNL verso impianti di stoccaggio costiero, o a effettuare il bunkeraggio di imbarcazioni alimentate a GNL. L'iniziativa è stata proposta per il finanziamento nell'ambito dei progetti sostenuti dai bandi UE del programma CEF, e l'operatività secondo la società è possibile per il 2019. A gennaio 2016 è stato appaltato da parte di Snam uno studio per verificare la fattibilità presso il terminale di Panigaglia delle possibili soluzioni per realizzare le infrastrutture necessarie per approvvigionare di GNL navi cisterna e autocisterne per la successiva distribuzione. I risultati dello studio di fattibilità sono stati presentati, ma non sono prevedibili tempi di realizzazione. Per il terminale Adriatic LNG nel 2015 è stato concluso uno studio tecnico di fattibilità preliminare finalizzato alla dotazione di un punto di carico per metaniere SSLNG.

INIZIATIVE PER DEPOSITI COSTIERI

Il 2017 è stato particolarmente ricco di sviluppi per l'insieme delle iniziative volte alla realizzazione di depositi intermedi per la distribuzione del GNL. Due sono già stati autorizzati nel porto di Oristano (di Higas Srl di Edison SpA) e per uno nel porto di Ravenna si è conclusa positivamente la Conferenza dei Servizi. Per altri tre progetti sono state attivate le procedure autorizzative presso il MSE: da IVI petrolifera SpA nel porto di Oristano; da ISGAS Multiutilities SpA nel porto di Cagliari; e infine recentemente da Venice LNG (JV tra Decal e S. Marco Petroli) a Porto Marghera. A questi si aggiungono i progetti per i quali i promotori hanno verificato la fattibilità con le Autorità di Sistema portuale, come quello della Newco costituita da Costiero Gas Livorno, Neri SpA e SIGL nel Porto di Livorno, e quello del Consorzio industriale provinciale di Sassari per Porto Torres (**Tabella 2**).

INIZIATIVE PER METANIERE SSLNG E BUNKERSHIP

Considerati i vincoli logistici che caratterizzano i terminali italiani, per attivare una filiera italiana del *downstream* del GNL è indispensabile la presenza di metaniere SSLNG e/o bunkership per la fornitura del GNL ai depositi costieri. Su questo fronte Stolt Nielsen (socio di maggioranza di Higas) ha firmato gli ordini per la costruzione di due metaniere SSLNG da 7,500 mc, destinate a operare sia per il servizio del deposito di Oristano sia per operazioni di bunkeraggio di GNL *ship to ship*. La consegna è prevista tra marzo e settembre 2019, data che corrisponde a quella dell'entrata in esercizio del deposito costiero di Higas a Oristano, già autorizzato da gennaio 2017. Nel 2017 Edison ha attivato le procedure per l'acquisto di una metaniera SSLNG con una capacità di 27,500 metri cubi a servizio dei depositi costieri in progetto a Oristano, e a Ravenna proposto da PIR SpA (entrambi autorizzati).

TABELLA 2. INIZIATIVE PER LA REALIZZAZIONE DI DEPOSITI INTERMEDI PER LA DISTRIBUZIONE DEL GNL IN ITALIA
AL 15/2/2018

Località	Società	Stato procedure autorizzative	Capacità stoccaggio (mc)	Punti di carico per autocisterne	Punti di carico per vagoni-cisterna	Punti di carico bettoline o navi cisterna
Porto Marghera	Venice LNG	Attivata presso il MSE, procedura di VIA in corso presso il MATTM	32 000	5	-	1
Ravenna	Petrolifera Italo Rumena (PIR) SpA	Conclusa conferenza dei servizi presso il MSE (Operatività attesa per il I sem 2021)	20 000	6	-	1
Livorno	Livorno LNG Terminal SpA (Newco: Costiero Gas Livorno SpA/ Neri SpA/ SIGL-Vulcangas)	Richiesta conformità del progetto al PRP alla A.d.S.P.	9 000	2	2	1
Oristano	Higas Srl	Autorizzato con DD MSE il 17/01/2017. (Operatività attesa per il I sem. 2019)	9 000	2	-	1
Oristano	IVI Petrolifera SpA	Attivata presso il MSE, Procedura di VIA in corso presso la regione	9 000	2	-	1
Oristano	Edison SpA	Autorizzato con DD MSE il 12/01/2018	10 000	4	-	1
Cagliari	ISGAS ENERGIT Multiutilities SpA	Attivata presso il MSE, Procedura di VIA in corso presso il MATTM	22 000	2	-	1
Porto Torres	Consorzio industriale provinciale Sassari	Richiesta concessione di area all'A.d.S.P.	10 000	1	-	1

Fonte: elaborazioni REF-E

L'Autorità di sistema portuale dell'Adriatico ha recentemente annunciato di voler utilizzare le risorse disponibili, nell'ambito del progetto CEF "Poseidon MED II", per sviluppare la progettazione di una bettolina per il bunkeraggio del GNL nel porto di Venezia con il coinvolgimento della Compagnia rimorchiatori Panfido.

SVILUPPO DELLE INFRASTRUTTURE PER IL DOWNSTREAM DEL GNL IN EUROPA

FACILITIES PRESSO I TERMINALI EUROPEI E DEPOSITI COSTIERI

Tra il 2016 e il 2017 si è assistito a un notevole potenziamento della capacità di *truck loading* presso i terminali di rigassificazione europei, portando a 14 i terminali che offrono questo tipo di servizio. Tale *trend* trova riscontro anche nei dati GIE sui volumi di GNL movimentato tramite autocisterne criogeniche presso i terminali europei che già nel 2016, rispetto al 2015, sono aumentati del 10% passando da 1.9 a 2.1 mc di GNL. Insieme ai volumi caricati su autocisterne vanno considerati anche quelli movimentati da metaniere *small scale* (con capacità inferiore ai 30,000 mc) presso i terminali di rigassificazione europei. Questo canale ha iniziato a muovere i primi passi nel 2012, e nel 2016 ha visto il caricamento di 31 metaniere *small scale* per un volume di quasi 380,000 mc di GNL, con carichi medi di circa 12,000 mc.

Nel 2016, i carichi di GNL su metaniere *small scale* sono avvenuti prevalentemente (82%) nel terminale Fluxys du Zeebrugge in Belgio e in misura minore presso il Gate Terminal di Gasunie in Olanda. Nel 2017, la Francia registra la presenza di impianti per carico di navi cisterna *small scale* in tutti e quattro i terminali, con capacità di accogliere imbarcazioni di dimensioni minime che variano da 5,000 mc a Dunkerque fino a 20,000 mc a Montoir. È rilevante evidenziare che tutti i terminali francesi hanno oggi in studio la realizzazione di metaniere *small scale* ricevibili per il carico di GNL con dimensione minima di 5,000 mc.

Oltre agli impianti per la distribuzione del GNL presso i grandi terminali di rigassificazione, sono operativi in Europa alcuni depositi intermedi (SSLNG) per la distribuzione del GNL in Norvegia, Svezia e Finlandia. In questo caso la realizzazione dei depositi intermedi è dovuta al fatto che in questi paesi non sono presenti terminali di rigassificazione, inoltre per queste realtà la presenza di impianti di liquefazione in Norvegia che costituiscono una fonte alternativa di approvvigionamento per il *downstream* del GNL rispetto ai terminali di importazione.

METANIERE SSLNG E BUNKERSHIP

Nei mari del Nord Europa sta acquisendo un ruolo crescente il canale delle forniture di GNL come combustibile marittimo tramite *bunkership* (*ship-to-ship bunkering*).

Nel 2017 sono entrate in esercizio tre nuove *bunkership*. A maggio Skangass, controllata di Gasum, ha varato una nuova *bunkership* “Coralius” da 5,800 mc destinata a operare prevalentemente nel Mare del Nord e nel Mar Baltico. Nel mese giugno in Belgio è entrata in servizio la *bunkership* da 5,000 mc “Engie Zeebrugge”, che si approvvigionerà presso il terminale Fluxys di Zeebrugge. Dal mese di settembre Shell ha reso operativa con base nel porto di Rotterdam la *bunkership* da 6,500 mc “Cardissa” che si approvvigiona di GNL dal Gate terminal. Le *bunkership* possono anche svolgere le funzioni di trasporto del GNL presso stoccaggi costieri.

In base ai dati disponibili, le nuove *bunkership* si aggiungono alle metaniere SSLNG già operative, come la “Coral Energy” o la “Coral EnergiCE” con dimensioni attorno ai 15,000 mc, che operano prevalentemente nel Mare del Nord e nel Mar Baltico. Attualmente non sono operative nel Mediterraneo né *bunkership* né metaniere SSLNG.

SOLUZIONI INNOVATIVE PER IL DOWNSTREAM

In Europa l’aumento della richiesta di GNL da avviare ai canali della distribuzione per rispondere alle esigenze nei principali settori di usi finali del GNL sta spingendo a individuare nuove soluzioni logistiche di carattere innovativo che amplino e rendano più flessibili le modalità della catena logistica (*supply chain*).

Per il bunkeraggio del GNL nel porto di Rotterdam l’Autorità portuale sta promuovendo la realizzazione di una bettolina non motorizzata (Pontoon) che possa essere movimentata, dagli stoccaggi di GNL del terminale di rigassificazione alle navi da rifornire, tramite piccoli rimorchiatori. Il progetto sarà realizzato da Titan LNG, operatore specializzato nel *downstream* del GNL.

Natural Gas Fenosa ha invece sviluppato una unità galleggiante universale (denominata DirectConnect) che svolge le funzioni di scarico del GNL da navi metaniere a terra (*ship-to-shore*) senza che sia necessario realizzare un’infrastruttura specifica nelle aree portuali a terra.

PROSPETTIVE PER IL DOWNSTREAM

IL NODO INFRASTRUTTURALE PER IL FUTURO

La competitività degli usi finali del GNL in Italia è condizionata dagli attuali costi della logistica per l’approvvigionamento. I costi per il *downstream* rimangono alti anche se si sono ridotti con il potenziamento del terminale di Fos Tonkin che nel 2017 ha coperto quasi tutto il fabbisogno eliminando la necessità di ricorrere in modo significativo a terminali ancora più lontani come quello di Barcellona.

Il *gap* infrastrutturale inizierà a essere superato con l’entrata in esercizio dei primi depositi costieri, attesa tra il 2019 e il 2020. Negli stessi tempi dovrebbe entrare in esercizio presso il terminale OLT la prima *facility* italiana per il caricamento di metaniere SSLNG e/o *bunkership*. È altamente probabile che, in alternativa, saranno operative negli stessi tempi anche altre *bunkership* con base in porti di altri paesi mediterranei in cui sono presenti terminali GNL che si stanno attrezzando con le *facilities* necessarie per caricarle.

Presso i terminali italiani soluzioni per *bunkership* e il successivo bunkeraggio *ship-to-ship*, dovrebbero consentire di valorizzare a pieno i margini competitività possibili in questo settore di utilizzo.

La situazione è diversa nel caso del *downstream* presso gli utenti finali a terra riforniti

tramite autocisterne, che richiede una soluzione logistica più articolata, basata sul caricamento dai terminali di metaniere SSLNG che trasporteranno il GNL verso i depositi costieri, e presso cui si riforniranno le autocisterne. L'ottimizzazione dei costi di questo tipo di soluzione logistica costituisce un fattore che sarà decisivo per gli sviluppi degli usi finali del GNL in Italia.

Nel breve periodo per dare risposte alla richiesta di GNL nel mercato italiano per le aree più lontane dalle attuali fonti di approvvigionamento, come il meridione e le isole, sono allo studio soluzioni basate sull'utilizzo di isocontainer con serbatoi criogenici che verrebbero trasportati tramite nave. Tale soluzione consentirebbe di abbattere significativamente i costi di trasporto via gomma. Questa soluzione era già stata studiata per l'approvvigionamento dell'utenza finale già presente in Sardegna. L'iniziativa non aveva avuto seguito per problematiche legate alla mancanza di standard e procedure per la sicurezza nel trasporto navale degli isocontainer. Il nuovo progetto, che è in corso di definizione nell'ambito dei progetti GAINN-IT finanziati con i bandi CEF, dovrebbe consentire di superare queste difficoltà. Nel breve-medio periodo potrebbero essere abbattuti significativamente gli attuali alti costi di trasporto su gomma tramite autocisterne criogeniche verso il meridione e le isole.

Un'altra problematica, che nasce per alcuni progetti di depositi costieri, è data dai limitati spazi a terra delle aree portuali di molti importanti porti italiani

In questa chiave è di particolare rilievo l'iniziativa promossa dall'Autorità portuale di Napoli, che ha attivato a gennaio 2018, una procedura di evidenza pubblica per realizzare un deposito costiero nel porto. In questo caso l'Autorità portuale ha affidato uno studio di prefattibilità all'Università della Campania finalizzato a individuare le possibili localizzazioni e soluzioni tecnologiche. Sulla base dei risultati dello studio è stata individuata l'area più adeguata a ospitare l'infrastruttura e come soluzione è stata indicata una piattaforma galleggiante destinata ad accogliere i serbatoi criogenici del deposito. La piattaforma verrebbe accostata in modo permanente a un'area di approdo che ospiterebbe le altre componenti dell'impianto come le baie di carico per le autocisterne criogeniche. Su questo schema progettuale i soggetti interessati sono stati invitati a presentare una manifestazione di interesse finalizzata a raccogliere indicazioni e osservazioni, di cui tenere conto nella successiva fase di selezione del soggetto destinato ad avere in concessione le aree del demanio marittimo e a realizzare il progetto.

POLITICHE E PROSPETTIVE DI SVILUPPO DELLE FILIERE DEGLI USI FINALI DEL GNL

Gli elementi di analisi offerti dal rapporto REF-E "La filiera degli usi finali del GNL in Italia - 2017" hanno consentito di formulare previsioni di sviluppo al 2020, e individuare uno scenario di riferimento al 2030 che, anche a politiche e quadro regolatorio invariati, prefigura uno sviluppo molto importante della richiesta di GNL per usi finali, trainato dagli sviluppi nel settore stradale e con un ruolo crescente del trasporto marittimo. Tale scenario di riferimento consente di stimare la richiesta di GNL a circa un milione di tonnellate all'anno per il 2030.

Questi sviluppi sono sufficienti per alimentare un importante flusso di investimenti nel settore, ma sono molto lontani dagli obiettivi 2030 del QSN, confermati dalla SEN 2017, che prevedono una richiesta di un milione di tonnellate di GNL per il solo trasporto marittimo e di oltre due milioni per il solo trasporto stradale pesante.

Per conseguire gli obiettivi QSN e SEN è necessario un salto di qualità nelle politiche di promozione del settore, che può essere codificato nel riconoscimento del ruolo degli usi finali del GNL nel piano nazionale energia e clima per il 2030, che dovrebbe essere posto in consultazione e approvato entro la fine del 2018. Questo salto di qualità, basato sulla possibilità di conseguire un doppio dividendo ambientale sia sul terreno delle riduzioni delle emissioni climalteranti sia del miglioramento della qualità dell'aria, dovrebbe essere incardinato sulle seguenti priorità:

- rafforzamento delle politiche ambientali rilevanti per il trasporto marittimo, con un progetto di scala mediterranea per l'istituzione di un'area SECA, che coinvolga altri paesi come la Francia in sinergia con un programma nazionale di sostegno alla riqualificazione ambientale della flotta italiana con misure come quelle recentemente adottate in Germania

- per gli usi nel trasporto stradale, è necessario un programma al 2030 che garantisca stabilità nel regime delle accise e di prosecuzione di adeguate misure di incentivazione per la riqualificazione del parco veicolare di mezzi pesanti
- definizione della regolazione per le reti isolate alimentate a GNL, che possa dare un quadro di riferimento certo per gli investimenti in questo comparto.

Nell'ambito di questo salto di qualità dovrebbe essere compresa anche una maggiore attenzione alle infrastrutture necessarie per il primo anello della catena logistica per il *downstream* che oggi è un vincolo forte per gli sviluppi del settore, e rischia di esserlo anche in futuro.

MONITORAGGIO MERCATO GLOBALE

Nel mese di gennaio, la domanda di GNL dell'estremo oriente, in rialzo del 5.6% rispetto a dicembre e del 12.5% rispetto al gennaio dello scorso anno, ha continuato a guidare il mercato. La prolungata rigidità delle temperature ha costituito un importante elemento di supporto alla domanda asiatica e l'ampio ricorso agli stoccaggi ha inoltre innescato un effetto di sostegno al prezzo per le *delivery* nel periodo immediatamente successivo a quello invernale (nello specifico, le prime settimane di marzo), che sta attualmente spingendo i compratori asiatici a spostare gli approvvigionamenti per il rifornimento più verso l'inizio di aprile.

In Europa le importazioni di gennaio sono state lievemente più basse rispetto a dicembre, ma hanno mantenuto un *trend* in rialzo rispetto allo stesso mese dello scorso anno (+19%). La domanda proviene prevalentemente dal sud del continente (83%) e in particolare dall'*import* turco. La differenza tra i volumi giunti nel nostro continente rispetto a quelli arrivati nei paesi del *Far East* continua a essere legata al differenziale di prezzo esistente tra i due mercati. Il premio, rispetto al prezzo europeo, continua infatti a rendere i mercati orientali una destinazione preferita per i carichi *FOB* o *spot*, ovvero rispettivamente senza clausole di luogo di consegna e senza un contratto di lungo termine alle spalle.

Nelle ultime settimane ha acquisito rilievo la questione legata al progetto *Krk LNG*, ovvero il rigassificatore flottante che il governo croato vorrebbe costruire presso l'omonima isola, nell'alto Adriatico. Il progetto è considerato di rilevanza strategica non solo per la singola Croazia, ma anche per i paesi dell'Europa centro-orientale. La Comunità Europea lo ritiene infatti un valido mezzo per diversificare gli approvvigionamenti di gas, a oggi notoriamente provenienti soprattutto dalla Russia, e parteciperebbe con oltre 100 milioni di euro (corrispondenti a una quota pari a circa il 28% dell'intero progetto) alla sua realizzazione, nel caso l'opera ricevesse il definitivo via libera.

Il progetto è inoltre fortemente supportato anche dal governo statunitense, che vede nel terminale una destinazione ottimale per i carichi di GNL americano, nonché un'opportunità per poter concorrere in maniera diretta col gas russo.

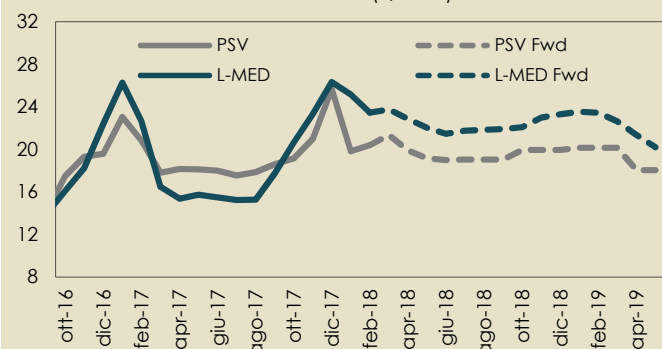
Il terminale dovrebbe essere dotato di una capacità annua pari a circa 2.6 miliardi di metri cubi, una soglia tale da permettere di soddisfare i consumi croati non coperti dalla produzione interna e di accogliere al contempo importanti quantità di gas da distribuire ai paesi dell'Europa orientale e centrale.

I maggiori sostenitori del progetto intendono arrivare a una decisione definitiva entro giugno 2018, per permettere così all'impianto di essere operativo per inizio 2020. Il Governo croato, che sta spingendo molto per velocizzare l'iter del progetto, deve però affrontare l'opposizione della comunità residente sull'isola, che solleva questioni riguardanti l'impatto negativo che l'opera avrebbe sull'ambiente e sul turismo. Il Governo sta ancora attendendo il responso di una commissione di esperti circa l'impatto ambientale del progetto, che dovrebbe essere promulgato probabilmente il mese prossimo. Il *pericolo* per i sostenitori del progetto è che questi rallentamenti possano ritardare il progetto o addirittura metterne a repentaglio la realizzazione.

I prezzi del GNL asiatico hanno raggiunto in gennaio picchi superiori agli 11 dollari per milione di Btu (*British thermal units*), l'equivalente di circa 31 €/MWh, complice l'elevata domanda e l'impatto dell'elevato prezzo del petrolio nelle indicizzazioni. Questo aumento ha influito anche sulle quotazioni dell'indice L-MED, che, nel confronto coi prezzi del gas tradizionale al PSV (**Figura 1**), è rimasto sfavorito. Nonostante alcuni cambiamenti sulla curva nel breve periodo, derivanti dal recente rialzo dei prezzi, lo *spread* tra i due indici continua a favorire il gas tradizionale anche nel lungo periodo.

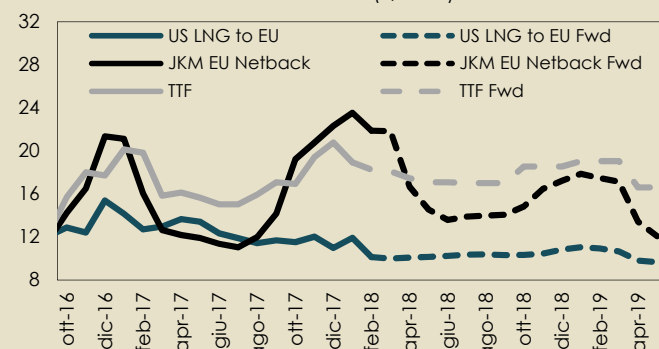
Confrontando invece l'andamento dei prezzi del GNL americano destinato all'Europa coi prezzi al TTF e col prezzo *netback* del gas *spot* asiatico (**Figura 2**), si evince una sostanziale congruenza tra gli andamenti storici e previsti. È interessante notare il comportamento delle curve *forward*, con prezzi al TTF più attrattivi rispetto a quelli asiatici in vista della prossima stagione invernale. Sarà importante valutare, con l'avvicinarsi dell'inverno 2018, l'evoluzione di questo confronto: una maggiore competizione tra prezzi asiatici ed europei rappresenterebbe infatti un incentivo all'invio di carichi *spot* verso il nostro continente. Questo vale in modo particolare per il GNL statunitense, che, grazie alla posizione geografica del paese, gode di una maggiore flessibilità rispetto al GNL prodotto da altri produttori, come per esempio l'Australia, il cui sbocco sui mercati è più limitato.

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



Fonte: elaborazioni REF-E

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



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

TABELLA 1. FLUSSI MENSILI DI GNL TRA AREE - GENNAIO 2018 (Mmc)

Destinazione	Provenienza											Totale
	Oceania	Africa del Nord	Africa dell'Ovest	Africa del Sud	Nord America	Centro America	Sud America	Europa	Medioriente	Sud e Sud Est Asiatico	Estremo Oriente	
Nord Europa	0	0	338	0	0	0	0	528	108	0	0	974
Sud Europa	0	1 326	1 162	93	103	241	152	425	1 398	0	0	4 900
Est Europa	0	0	0	0	0	0	0	0	128	0	0	128
Nord America	0	0	0	0	0	655	0	89	0	0	0	744
Centro America	0	0	0	0	192	435	0	0	0	0	0	628
Sud America	0	0	84	0	80	93	160	0	0	0	0	416
Medioriente	0	0	101	0	195	0	0	84	0	0	0	381
Sud e Sud Est Asiatico	409	102	716	279	92	77	0	0	2 245	325	0	4 245
Estremo Oriente	7 374	0	605	185	1 969	358	281	1 735	7 408	6 520	0	26 436
Oceania	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Africa	0	0	0	0	0	0	0	87	166	0	0	252
Totale	7 782	1 427	3 008	557	2 632	1 860	593	2 948	11 452	6 844	0	

Fonte: elaborazioni REF-E

IMPORTAZIONI

FIGURA 3. NORD EUROPA*: IMPORTAZIONI GNL (Mmc)

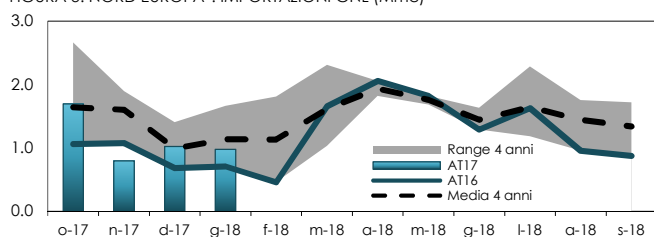


FIGURA 4. SUD EUROPA*: IMPORTAZIONI GNL (Mmc)

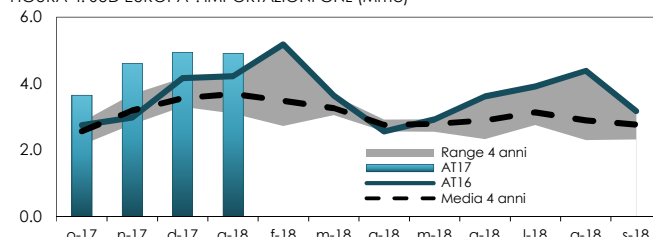


FIGURA 5. SUD E SUD EST ASIATICO*: IMPORTAZIONI GNL (Mmc)

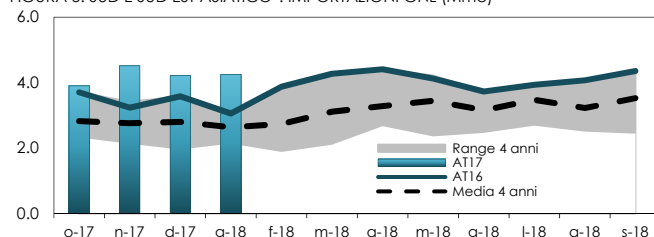
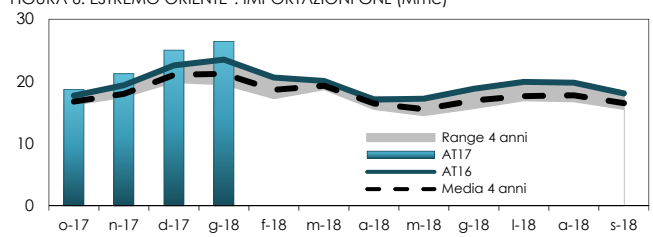


FIGURA 6. ESTREMO ORIENTE*: IMPORTAZIONI GNL (Mmc)



ESPORTAZIONI

FIGURA 7. NORD AMERICA*: ESPORTAZIONI GNL (Mmc)

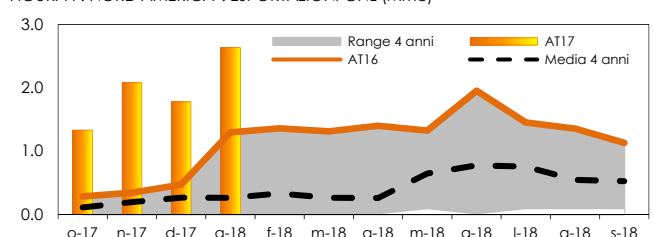


FIGURA 8. OCEANIA*: ESPORTAZIONI GNL (Mmc)

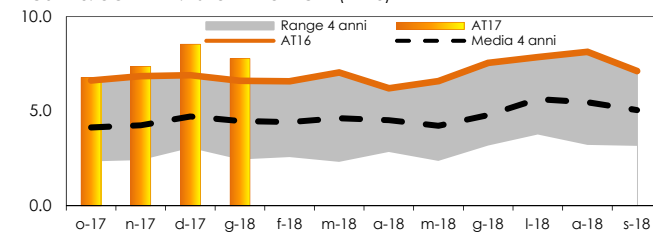


FIGURA 9. MEDIO ORIENTE*: ESPORTAZIONI GNL (Mmc)

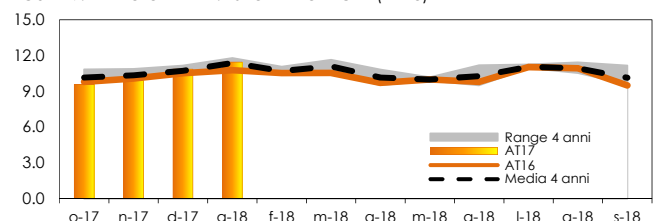
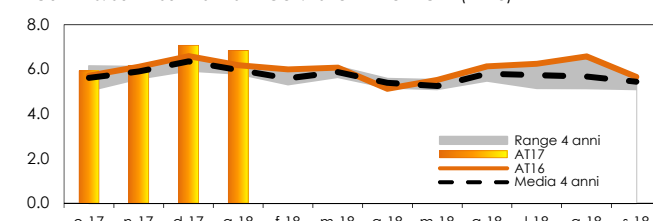


FIGURA 10. SUD E SUD EST ASIATICO*: ESPORTAZIONI GNL (Mmc)



Fonte: elaborazioni REF-E

AREE GEOGRAFICHE

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

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

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

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

MERCATO ELETTRICO

IL CAPACITY MARKET: TRA PUNTI APERTI E INDICAZIONI EUROPEE

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 64/2018/A](#)
- [DCO 592/2017/R/eel](#)
- [Report EC - COM\(2016\) 752 final](#)

Dopo l'approvazione europea, mancano gli ultimi passi per l'implementazione del capacity market italiano, che si auspica in autunno per una prima delivery nel 2019: tra gli ultimi aspetti da discutere strike price, restituzioni uncovered e partecipazione della domanda. Dal panorama europeo intanto arrivano diversi spunti: l'approvazione di altri cinque meccanismi di tipologie diverse, la prima asta già effettuata in Irlanda in un meccanismo simile a quello italiano e gli ultimi risultati delle aste inglesi. Parallelamente l'Europa continua a lavorare sulle norme per la remunerazione della capacità che saranno contenute nel regolamento europeo sui mercati elettrici.

A UN PASSO DALL'IMPLEMENTAZIONE DEL CAPACITY MARKET IN ITALIA

ARRIVA L'APPROVAZIONE DELL'EUROPA

A circa sei mesi dalla notifica del meccanismo a Bruxelles, il *capacity market* italiano ha finalmente ricevuto l'approvazione da parte della Commissione Europea, anche se si è ancora in attesa della pubblicazione della decisione nel Registro degli Aiuti di Stato della Direzione Generale della Concorrenza (DG Comp), che sarà effettuata una volta risolti eventuali problemi di confidenzialità.

La Commissione ha quindi riconosciuto l'effettiva esistenza di un problema di adeguatezza di lungo termine nel nostro paese, in un contesto in cui una buona fetta di capacità di generazione è in dismissione (Terna ha stimato in circa 6 GW la capacità termoelettrica che ha cessato la propria attività nel corso dell'ultimo anno) e il mercato non offre segnali sufficienti a stimolare nuovi investimenti in capacità.

Come già risultato dall'indagine settoriale svolta sui meccanismi di remunerazione della capacità¹, svolta a fine 2016, in caso di un problema di lungo termine, il disegno ritenuto più adeguato è quello di:

- un meccanismo aperto all'intero mercato, dove viene coinvolta tutta la capacità che contribuisce a raggiungere il *target* di adeguatezza, rispetto a un meccanismo *targeted*, come possono esserlo le riserve strategiche, le aste per nuova capacità o i *capacity payment* riservati a una quota di capacità, che invece sono più adatti per risolvere questioni di adeguatezza circoscritte (di breve termine o di natura locale)
- un meccanismo *volume-based*, dove viene stimato in anticipo il volume di capacità necessario ad assicurare l'adeguatezza e il prezzo viene determinato sulla base di una dinamica competitiva di mercato.

Infatti un meccanismo così disegnato limiterebbe le distorsioni della concorrenza, sostituendo i potenziali ricavi ottenibili in limitati periodi di scarsità e prezzi alti con un flusso di ricavo garantito, che può dare una sicurezza nella valutazione di nuovi investimenti in capacità.

Il meccanismo notificato dall'Italia, rispettando questi requisiti, corrisponde perciò alle linee guida europee, tanto più che proprio lo schema di "*reliability options*" veniva citato come una delle scelte probabilmente migliori sul lungo periodo.

I PRINCIPALI ASPETTI DEL DIBATTITO

Positivo è quindi il parere che la Commissione esprime sullo *strike price* che caratterizza le opzioni del meccanismo italiano. La regola secondo la quale "*quando i prezzi dell'energia elettrica raggiungono un determinato livello, insorge l'obbligo per le centrali elettriche selezionate mediante le aste di rimborsare una parte dell'aiuto di Stato, che possono finanziare con le entrate provenienti dalla vendita di energia elettrica*", viene giudicata come un elemento speciale di grande efficacia, in quanto assicura che la capacità sia disponibile, spingendo gli operatori a offrirla, proprio nei momenti di attesa scarsità del sistema, e costituisce una sorta di protezione per il consumatore, che non dovrà sostenere due volte i costi di scarsità. Non è valutato

¹ Report from the Commission: "Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms". COM(2016) 752 final. Brussels, 30.11.2016.

ARTICOLI CORRELATI

- [I dettagli applicativi ancora aperti nelle recenti proposte di fine tuning del disegno del capacity market](#) (Newsletter 208)
- [Una nuova curva di domanda per il capacity market italiano](#) (Newsletter 207)
- [Capacity market: il disegno rivisto per una partenza dal 2017](#) (Newsletter 204-205)

TAG

capacity market

invece il possibile effetto che lo *strike price* stesso potrebbe avere sui prezzi di mercato, soprattutto in corrispondenza della contrattualizzazione di una larga fetta di capacità produttiva: l'obbligo di restituzione potrebbe cambiare le dinamiche competitive, spingendo gli operatori a porre un *cap* implicito alle proprie offerte; ciò avrebbe un effetto neutro sui costi sostenuti dal consumatore finale, ma potrebbe produrre un effetto distorsivo sulle dinamiche competitive alla frontiera, su cui sarà necessario focalizzare l'attenzione. Il suggerimento di finanziare le restituzioni con le entrate provenienti dalla vendita di energia elettrica sembra poi non considerare le cosiddette restituzioni *uncovered*, dovute in caso di indisponibilità della capacità contrattualizzata e che non corrispondono a un ricavo di mercato sottostante. Il livello dello *strike price* e il trattamento delle indisponibilità saranno, quindi, due dettagli implementativi su cui l'Autorità sarà chiamata a deliberare e saranno di primaria importanza per garantire l'equità e l'attrattiva del meccanismo.

Altro elemento giudicato positivamente dalla Commissione è l'apertura del meccanismo all'intero mercato, interpretato come garanzia di concorrenza tra le diverse tecnologie, permettendo una vera competizione che riduca il costo sostenuto dal consumatore per l'approvvigionamento di capacità. In particolare, viene sottolineata la partecipazione della capacità esistente e nuova, della capacità di generazione da fonti rinnovabili, della *demand response* e dei sistemi di accumulo, oltre che della capacità di generazione estera. Anche in questo caso, l'Autorità sarà chiamata a chiarire le modalità di partecipazione delle fonti diverse dalla capacità di generazione convenzionale, in particolare:

- per la *demand response*, per cui l'ultima consultazione svolta² sembrava preferire la strada di una partecipazione "implicita", in cui il meccanismo di *capacity market* sarebbe rimasto principalmente destinato alla capacità di generazione, per rispondere a una domanda di capacità al netto della *demand side response* impegnata
- per la capacità di generazione estera, per cui una partecipazione esplicita era prevista solo successivamente, quando si arriverà alla piena attuazione del meccanismo, e la soluzione sarà di sicuro più complessa, dovendo coinvolgere, oltre alle risorse estere, anche i TSO e i titolari degli *interconnector*.

UN LUNGO PERIODO IN CUI RIFORMARE IL MERCATO

La necessità di stimolare gli investimenti in capacità in un'ottica di lungo periodo ha portato la Commissione ad approvare il meccanismo italiano per una durata di 10 anni, durante i quali l'Italia è tenuta a ricreare le condizioni affinché un mercato *energy only* possa fornire autonomamente i giusti segnali di prezzo.

In particolare gli impegni riguardano:

- lo sviluppo della rete di trasmissione nazionale, necessario per una sempre maggiore integrazione della generazione rinnovabile nel sistema, evitando congestioni locali e conseguenti tagli di generazione, e per consentire maggiori flussi di energia verso le zone con minore disponibilità di capacità produttiva
- lo sviluppo della capacità di trasmissione transfrontaliera, verso un mercato europeo sempre più integrato e ottimizzato
- l'attuazione di una serie di riforme di mercato, che erano già state anch'esse individuate nell'indagine settoriale svolta dalla Commissione e comprendono:
 - la rimozione di *cap* di prezzo stringenti, per permettere ai prezzi di riflettere la reale disponibilità a pagare del consumatore
 - una piena partecipazione della *demand response*, per cui devono essere rimossi tutti i potenziali ostacoli, quali in Italia possono essere l'assenza dei prezzi negativi, che limita il segnale di flessibilità, o l'esistenza del PUN, che attenua i segnali di prezzo locali
 - una standardizzazione dei prodotti di bilanciamento e uno scambio dei prodotti di bilanciamento alla frontiera, per fronteggiare un sistema sempre più incentrato sulla generazione rinnovabile intermittente e migliorare l'efficienza e la competizione nell'approvvigionamento di servizi ancillari e di bilanciamento a livello europeo
 - una revisione e corretta configurazione delle *bidding zones*, che devono essere disegnate in modo tale da massimizzare i segnali di prezzo.

² DCO 592/2017/R/eel: "Mercato italiano della capacità - parametri tecnico-economici". 7 agosto 2017.

Tutti temi che sono stati già messi sul tavolo negli ultimi mesi, alcuni più vicini alla conclusione (l'introduzione dei prezzi negativi è infatti attesa a breve, anche se ancora non sono noti i dettagli implementativi), mentre per altri sarà necessario molto lavoro, anche a livello europeo, in particolare per lo scambio transfrontaliero dei prodotti di bilanciamento. I dieci anni concessi dalla Commissione sembrano, tuttavia, un tempo sufficiente a revisionare in modo coerente l'intero disegno di mercato, considerando tutti questi nuovi elementi.

QUALI I PROSSIMI PASSI?

Per arrivare all'attesa implementazione del meccanismo, ora la palla torna di nuovo in mano all'Autorità e al Ministero dello Sviluppo Economico: la prima definendo i parametri tecnico-economici definitivi per il meccanismo, che erano stati solo consultati la scorsa estate, il secondo approvando la disciplina definitiva, che, rispetto a quella già approvata nel 2014, vede tra le principali modifiche l'eliminazione del *floor* al premio e la partecipazione estesa a tutte le risorse, lato produzione e domanda, in grado di garantire l'adeguatezza.

Il principale ostacolo all'iter procedurale consisterebbe ora nella concomitanza tra la fine del mandato dell'Autorità, scaduto lo scorso 11 febbraio, e la formazione del nuovo Governo, a valle delle elezioni parlamentari di marzo. L'Autorità si trova ora infatti a operare in regime di prorogatio³, al fine di assicurare la continuità delle funzioni in attesa della nomina del nuovo Collegio, per un periodo di 60 giorni dal termine del mandato: in questi due mesi, l'Autorità potrà svolgere solo gli atti di ordinaria amministrazione o quelli considerati indifferibili e urgenti. Sarebbe necessario quindi, che il *capacity market* venisse classificato in quest'ultima casistica, per poter arrivare a uno svolgimento delle prime aste entro l'autunno, come auspicato da molti operatori, tempistica necessaria a coordinare la partecipazione al meccanismo con l'approvvigionamento della capacità gas sul nuovo anno termico da ottobre.

I tempi infatti sembrano già ridotti per affrontare i passi necessari per la partenza: una possibile nuova consultazione sugli aspetti condivisi con la Commissione Europea e che richiedono un affinamento del disegno, la deliberazione dei parametri definitivi e parallelamente lo studio di rete e la stima della curva di domanda di adeguatezza da parte di Terna, che dovrebbero essere pubblicati con un anticipo tra 90 e 60 giorni dallo svolgimento delle prime aste.

Solo procedendo speditamente nelle prossime settimane, prima dell'insediamento del nuovo Governo, sembra possibile arrivare a uno scambio di un primo prodotto di capacità con *delivery* sull'anno 2019.

INTANTO ALL'ESTERO...

ALTRI CINQUE MECCANISMI APPROVATI DALLA COMMISSIONE

Contestualmente al meccanismo italiano, la Commissione ha approvato anche i meccanismi di regolazione della capacità notificati da altri cinque Paesi (Belgio, Germania, Polonia, Francia e Grecia), diversi per la scelta del tipo di meccanismo e per l'esigenza che sono chiamati a fronteggiare.

Per il Belgio e la Germania è stato individuato un problema di adeguatezza di breve termine, derivante:

- in Belgio, dalla dipendenza della copertura della domanda di energia elettrico dalla produzione nucleare, sia interna (con un parco ormai obsoleto) sia estera (con i relativi problemi che hanno interessato il parco nucleare francese negli ultimi inverni), per un periodo di cinque inverni consecutivi, a partire dal 2017-2018
- in Germania, dalla necessità di gestire l'uscita dal nucleare, attuando contemporaneamente una riforma del mercato, per tre periodi biennali consecutivi a partire da ottobre 2019.

In entrambi i casi, coerentemente a quanto indicato dalle linee guida risultanti dall'indagine settoriale per le problematiche di breve termine, è stato scelto di ricorrere

³ Delibera 64/2018/A: "Esercizio delle funzioni del Collegio dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente successivamente al termine dell'11 febbraio 2018 di scadenza naturale della terza consiliatura". 8 febbraio 2018.

al meccanismo delle riserve strategiche, che consiste nel mantenere fuori mercato una quota di capacità (tra quella che ha intenzione di cessare la propria attività), da utilizzare in situazioni di emergenza. La principale novità risultante dall'interazione con la Commissione è che in entrambi i casi, una volta stimato il volume di capacità necessario per ciascun periodo rilevante da parte del (o dei) gestore della rete di trasmissione, le riserve strategiche saranno approvvigionate con una procedura competitiva, tramite aste periodiche o gare d'appalto, aperte a diversi potenziali fornitori di capacità (sia lato produzione che gestione della domanda), in modo tale da assicurare la concorrenza e minimizzare il costo dell'approvvigionamento. Inoltre, sarà impedito (o saranno applicate severe restrizioni) alla capacità di riserva di rientrare a mercato, al fine di evitare distorsioni dei segnali di prezzo, che il mercato deve invece fornire per garantire l'adequatezza.

La Polonia si trova a dover fronteggiare una serie di fallimenti del mercato, che impediscono la creazione di segnali di prezzo adeguati non solo a richiamare nuovi investimenti in capacità, ma a preservare la stessa capacità esistente. La soluzione scelta è simile a quella italiana, con un meccanismo di mercato, strutturato con aste competitive aperte a tutti i potenziali fornitori di capacità; un'importante differenza che lo distingue è però una calibrazione del meccanismo orientata a favorire una transizione verso un *mix* energetico più rispettoso dell'ambiente, attraverso un'incentivazione supplementare alla partecipazione della domanda e alle tecnologie con basse emissioni di carbonio.

Per la Francia, l'approvazione riguarda un meccanismo rivolto a sostenere lo sviluppo della gestione della domanda, che integra il meccanismo di remunerazione della capacità produttiva già esistente e introdotto a fine 2016. Valutata la difficoltà di sviluppo del settore della *demand response* e i benefici che essa potrebbe portare, soprattutto nei periodi di freddo intenso in cui si potrebbero generare picchi estremi di domanda, la Francia organizzerà, dal 2018 al 2023, delle periodiche gare d'appalto, aperte sia alla domanda industriale che residenziale, offrendo un sostegno finanziario in cambio della loro partecipazione al mercato.

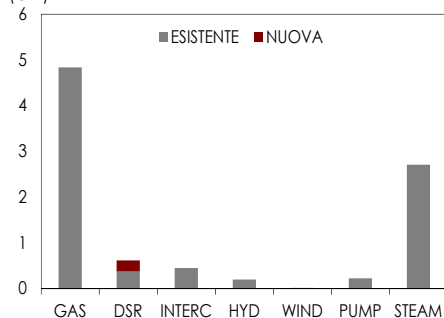
Infine, per la Grecia si tratta di alcune modifiche apportate al regime di interrompibilità, già approvato alcuni anni fa e utilizzato per gestire i picchi di freddo verificatisi nell'inverno 2016-2017, finalizzate a rendere più mirate e competitive le procedure d'asta per l'approvvigionamento di capacità interrompibile, per ridurre il costo per il consumatore finale.

LE PRIME ASTE DI CAPACITÀ SI SONO SVOLTE IN IRLANDA

Nel frattempo, un meccanismo simile a quello italiano, basato sul sistema delle *reliability options*, è già stato implementato in Irlanda, dove a dicembre 2017 si sono tenute le prime aste per l'approvvigionamento di capacità, con una *delivery* che durerà 16 mesi, approssimativamente dal 23 maggio 2018 (definito *Cutover time* e corrispondente all'implementazione di alcune riforme di mercato) fino a fine settembre 2019. Anche per l'Irlanda si tratta di un meccanismo zonale, dato che l'area di consegna della capacità era suddivisa in tre zone: Irlanda, Nord Irlanda e Greater Dublin; tuttavia, tutti i vincoli locali di capacità sono risultati già soddisfatti implicitamente dal risultato dell'asta.

La capacità partecipante, di poco superiore ai 9 GW⁴, era principalmente costituita da capacità esistente (al 97%) e solo in minima parte da nuova capacità: ciò dipende ovviamente dal fatto che le aste svolte a dicembre erano mirate a contrattualizzare capacità per una *delivery* molto ravvicinata. Con un anticipo delle aste inferiore ai 6 mesi, l'unica capacità in grado di assicurare la propria disponibilità al momento della consegna, oltre a quella già esistente, è quella proveniente da nuovi progetti di *demand side response* (DSR), che hanno partecipato per circa 250 MW, sommandosi ai quasi 400 MW di DSR già esistente. Tra i partecipanti, la quota predominante era costituita da impianti di generazione convenzionale, alimentata a gas (oltre il 50%) e a vapore (oltre il 30%); seguivano con una quota significativa (5%) gli *interconnector*, che, a differenza di quanto previsto per il meccanismo italiano, sono stati fatti partecipare attivamente fin da subito, mentre quote minori sono state offerte da idroelettrico, pompaggi ed eolico (Figura 1).

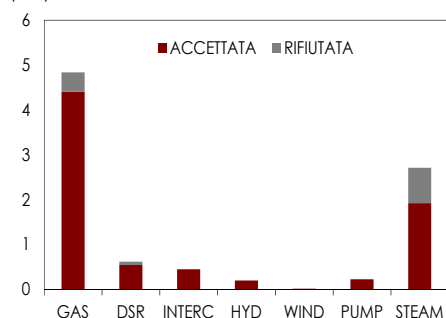
CAPACITÀ DERATED QUALIFICATA ALL'ASTA IRLANDESE (GW)



Fonte: EIRGRID

⁴ Espressa in termini di capacità *derated*, ossia dopo l'applicazione di un coefficiente di disponibilità, in modo analogo a quanto previsto dal meccanismo italiano.

CAPACITA' APPROVVIGIONATA SULL'ASTA IRLANDESE (GW)



Fonte: EIRGRID

A valle dell'asta, circa 7,800 MW sono stati approvvigionati (l'85% della capacità offerta): particolarmente interessante notare come la grande maggioranza della capacità non accettata sull'asta sia costituita da capacità esistente a gas o soprattutto a vapore, caratterizzata evidentemente da costi troppo alti per continuare a svolgere la propria attività di generazione e che quindi potrà considerare la via della dismissione. Una piccola quota di non accettazione ha riguardato anche progetti di DSR, presentati evidentemente a prezzi più alti dell'equilibrio d'asta (**Figura 2**).

Importante risultato per Enel, che attraverso la controllata Enernoc, si è vista aggiudicare circa 217 MW di DSR, costituiti da 135 MW già esistenti e 82 MW da nuovi progetti, arrivando a detenere una quota del 40% della DSR contrattualizzata in fase d'asta.

Particolarmente interessante il risultato economico dell'asta per gli operatori italiani: il sistema di *reliability options* irlandese è infatti molto simile a quello che sarà implementato in Italia, pur prevedendo uno *strike price* più alto (500 €/MWh) e un meccanismo di *stop-loss limit* per limitare le restituzioni *uncovered* da parte degli operatori. L'asta di dicembre si è chiusa a un *clearing price* di 41,800 €/MW/anno⁵ per un gettito complessivo del meccanismo di circa 325 milioni di euro. Il prezzo ha superato quindi il *cap* di offerta che era stato posto alla capacità esistente (comunque vicino a 40,000 €/MW/anno), venendo fissato dalla capacità nuova, e ha raggiunto un livello doppio rispetto al possibile *cap* di 20,000 €/MW/anno all'offerta della capacità esistente che l'Autorità italiana aveva consultato la scorsa estate.

ULTIMI RISULTATI DALLE ASTE INGLESI

Nel Regno Unito si è poi tenuta l'asta di capacità a orizzonte T-1 per la *delivery* 2018-2019, che quindi va a integrare la capacità già contrattualizzata durante l'asta madre (con orizzonte T-4) che si era svolta a fine 2014 per lo stesso periodo di *delivery*.

La domanda di capacità aggiuntiva si collocava tra un valore minimo di 4 GW (rispetto a un prezzo pari al *cap*) e un valore massimo di 6 GW (a un prezzo pari a 0), a fronte di una capacità partecipante che ammontava a oltre 10 GW. Visto l'elevato eccesso di offerta, il prezzo di *clearing* dell'asta si è ridotto sensibilmente (6,000 £/MW/anno rispetto a oltre 19,000 £/MW/anno a cui si era chiusa l'asta madre T-4 per lo stesso periodo di *delivery*).

La nuova capacità approvvigionata, in aggiunta ai circa 48 GW già contrattualizzati in T-4, ammonta a circa 6 GW, costituita principalmente da generazione esistente alimentata a gas; una quota significativa è stata raggiunta anche da generazione nuova (oltre il 10%) e dalla DSR (circa l'8%), mentre lo *storage* riveste una percentuale residuale.

Il *trend* mostrato, soprattutto nelle aste svolte con ridotto anticipo sulla *delivery*, è di una tendenza alla sostituzione della generazione convenzionale esistente *baseload* (ci sono infatti centrali a carbone esistenti rimaste escluse dalla contrattualizzazione anche in questa fase) con una capacità sempre più flessibile, costituita da generatori *peaker* e DSR: questa transizione è quella che potrebbe avvenire anche in Italia, portando verso un sistema, come prospettato dalla SEN, sempre più costituito da fonti rinnovabili e capacità flessibile di picco a supporto.

DALL'EUROPA ARRIVANO NUOVE RESTRIZIONI

L'UE DEFINISCE LIMITE DI EMISSIONE E DURATA DEI CONTRATTI

Dopo l'approvazione del Consiglio Europeo lo scorso 19 dicembre, negli ultimi giorni la Commissione Industria ed Energia del Parlamento Europeo ha approvato la proposta di regolamento per i mercati dell'energia elettrica, che contiene anche le norme europee che devono regolare la remunerazione di capacità.

Viene data innanzitutto una lettura più restrittiva allo standard di emissione di 550 grammi di CO₂ per KWh, considerato come la soglia massima per essere ammessi a partecipare a un meccanismo di remunerazione della capacità. Prima infatti era stato considerato di applicare la soglia dal 2025 per gli impianti nuovi con decisione finale

⁵ Si specifica che la remunerazione è considerata sull'anno effettivo di 12 mesi, anche se interessa un periodo di *delivery* di circa 16 mesi.

di investimento presa dopo l'entrata in vigore del regolamento e di derogare fino al 2030 per gli impianti nuovi con decisione finale di investimento presa in precedenza. Ora invece viene eliminato ogni riferimento alla decisione finale di investimento e il termine del 2025 diventa vincolante per tutti coloro che non hanno iniziato la propria attività produttiva prima dell'entrata in vigore del regolamento; e anche gli impianti già esistenti che superano la soglia non potranno essere remunerati per più di 5 anni.

Una seconda indicazione riguarda la durata dei meccanismi e dei contratti di capacità. I meccanismi dovranno essere approvati dalla Commissione in via temporanea, per un periodo non più lungo di 5 anni (indicazione che già contrasta con l'approvazione del *capacity market* italiano su orizzonte decennale); il contratto di capacità non potrà avere durata superiore a un anno, ma tale vincolo varrà soltanto per la capacità già esistente: quindi questo non contrasta con la proposta italiana di fare contratti di 15 anni per la capacità nuova, ma imporrà sicuramente di rivedere la vecchia disciplina già approvata dal Ministero, che prevedeva periodi di consegna triennali nella fase di piena attuazione del meccanismo.

L'INTEGRAZIONE DELLA GENERAZIONE DISTRIBUITA

Jamie Carstairs, Castalia Advisors

Ospitiamo un contributo sulle problematiche aperte dalla crescita della generazione distribuita, sulle sfide aperte per l'integrazione delle relative risorse nei modelli di mercato esistenti e sulle soluzioni in discussione.

Several European countries are seeing a rapid rise in distributed energy resources. This article describes the challenges in integrating these resources into existing market models and the solutions under development.

THE RISE OF DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES

The Electric Power Research Institute (EPRI) defines DER as resources connected at distribution level that can generate energy; store and then supply energy; or change final consumer demand in response to price or other incentives. These resources can be either side of the customer meter.

These categories are not necessarily exclusive. For example, demand response may be provided by industries running distributed generation in order to reduce the energy drawn from the grid.

The share of DER has risen dramatically in recent years. There is substantial rooftop PV installed behind the customer meter and much wind generation is also connected at distribution level. Large scale storage through pumped hydro schemes has played an important role in many countries and has dominated storage provision. However the rapid innovation in battery technology means that new forms of distributed storage are gaining market share.

Demand side response (DSR) has played a major role in some US capacity markets. The rise of electric vehicles may add a significant new DSR resource. EV's currently account for 0.2% of passenger vehicles, but are forecast to grow rapidly. EV charging can provide services such as fast response with little impact on end users, although their role as a DSR resource will depend on the approach used for vehicle charging.

Historically power markets have been based on a 'top-down' approach. Demand forecasts assumed that all demand would be met by large, remote generators; transmission networks were built to optimize constraints and actively managed; distribution networks were built to fully meet demand within security criteria (referred to as 'fit and forget'); and system operations was based on assumed flows from remote generation to distributed load.

The rise of DER is changing this paradigm. A share of load is 'self-supplied'. Households may also be producers (hence the term 'pro-sumers') and power flows may be two way along distribution networks. The 'top-down' paradigm is moving towards a peer-to-peer paradigm.

A 'fit and forget' approach to distribution investment is also changing. As the share of controllable resources within distribution networks increases the optimum level of investment is at the point the marginal cost of expansion equals the marginal cost of curtailment (see **Figure 1**).

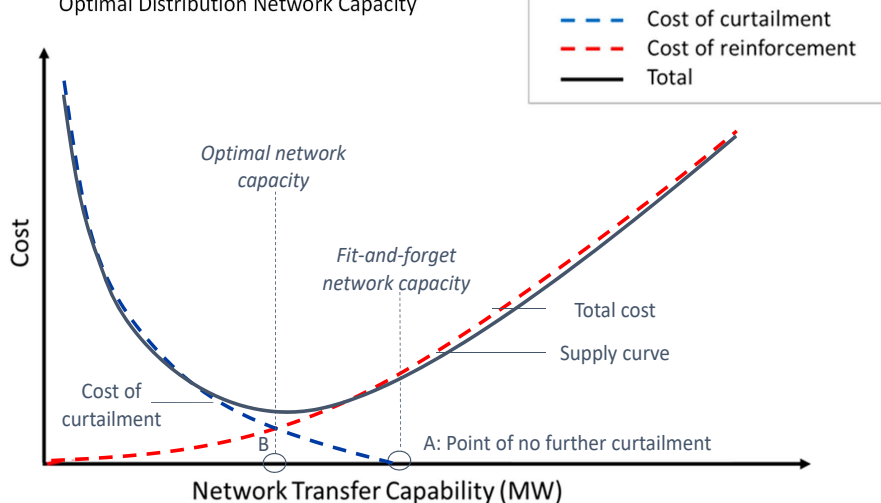
And a necessary corollary is more active management of flows within distribution networks.

This raises the question of how DER gets allocated between possible uses under this new paradigm. The question is particularly relevant as the costs of distributed RE move towards grid parity, because policy shifts are likely to mean that historical support mechanisms will need to be replaced by the sale of energy services.

ALLOCATION OF DER

DER could be used in capacity markets (where such markets exist); energy markets; for balancing and ancillary services of different types; and for network support (that is,

FIGURE 1. OPTIMUM CAPACITY IN A DISTRIBUTION NETWORK WITH CONTROLLABLE RESOURCES
Optimal Distribution Network Capacity



Source: Based on Bell and Gill, Strathclyde University, 'Delivering a Highly Distributed Energy System; Feb 2018, available at www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421517307851

using the resource to help manage distribution network flows within security constraints). Markets already manage the allocation of a small number of large, remote generators between these services. However there are challenges in extending the existing arrangements in wholesale markets to DER:

- Wholesale energy markets price on a zonal or national basis. Capacity markets may be on a national basis (as in Great Britain), zonal (as in PJM), or by supplier (as in France). Balancing services can be procured on a locational basis by SOs. However the locational signals at distribution level may need to be more precise than in these markets. An example is a price signal on the value of DER in distribution network
- Energy markets operate on a day-ahead and intra-day basis. However network support designed to reduce or defer network investment requires contractual certainty years in advance, more similar to the contractual arrangements in some capacity and balancing markets
- Existing capacity, energy and balancing markets have a small number of active and informed participants compared with the millions of much less active and informed households who may own DER
- TSOs manage transmission flows within security criteria in interaction with a small number of major generators. There is less active management of flows in distribution networks and a much larger number of DER with lower observability or controllability.

Sale of DER into capacity markets is one approach to realizing value. However, as illustrated in **Figure 2** the share of DSR is sensitive to the market rules. The figure shows the MW of unforced capacity for the delivery year (that is, three years after the auction) by different types of provider.

Demand response (a distributed resource) is a major and mature provider in PJM's capacity market. Following the 'polar vortex' (a period of very cold weather that led to security issues in winter, as opposed to the normal summer peak issues) the nature of the capacity obligation was changed. This affected the ability of different providers to offer in to the market and reduced the share of demand response. Several European capacity markets are in principle open to demand response but the UK capacity market has had a low share of DSR to date.

There are existing mechanisms for DER energy sale: for example markets with net metering pay households for energy exports. However wholesale markets prices vary by dispatch interval and by zone. The price signals under net metering are typically far simpler and do not yet integrate DER into the market. California has started the process for DER to be bid into energy markets with four aggregators pre-qualified to date¹ and a similar model could be followed in Europe.

DER may also be able to sell balancing services. To varying degrees, distributed generation, storage and DSR may be able to sell fast raise or fast lower services. The route to market is through a contract with the SO, mediated as necessary by an aggregator.

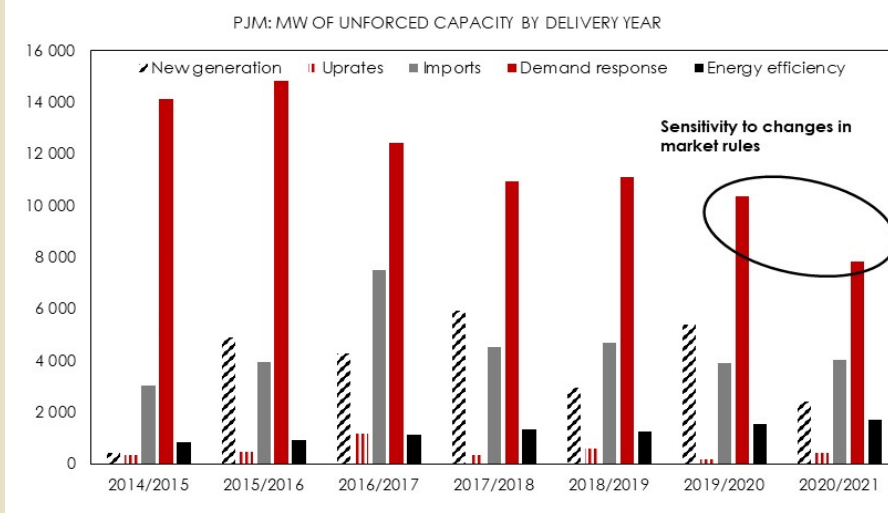
The US provides some lead on how DER could be integrated into capacity and energy markets. However much of the US experience is based on gross markets (or tight pools) where resources are bidding to be centrally dispatched. The use of net markets (or loose power pools) in Europe introduces an added complexity with the interaction between any aggregator and the balance responsible party.

The consistent rules for European day ahead and intra-day markets provides an advantage for the integration of DER. However the varying approaches to the existence and the design of capacity mechanisms, and the low degree of integration between European balancing markets may create barriers to DER entry.

The policy targets for greenhouse gas abatement require electrification of heat and transport, and will require increased investment in distribution networks. DER could help reduce the investment required and help to manage distribution network flows within security criteria.

¹ Further details at <https://www.greentechmedia.com/articles/read/california-companies-are-vying-for-aggregated-distributed-energy#gs.z1mHoes>

FIGURE 2. SHARE OF DEMAND SIDE RESPONSE IN PJM'S CAPACITY MARKET



One option would be to develop locational prices within distribution networks, providing a signal on the value of real energy, reactive power and reserves at distribution nodes. These price signals would incentivize the optimum location of controllable DER and its use. A White Paper in New York State has raised this possibility. However it appears far removed from the zonal or national price zones in European markets.

Another possibility would be the introduction of active management by DNOs. This would entail connection agreements that allowed for curtailment under defined circumstances to ensure distribution flows remain within security criteria. Several DNOs in the UK have entered agreements of this kind, in some but not all cases mediated by aggregators.

A world of increased electrification, more DER and optimization of distribution expansion will require more active management of flows within networks. There are several options for how such a DSO could interact with existing TSOs:

- At one end of the spectrum, TSOs could obtain the information and control necessary to manage flows down into distribution networks, and DNOs would simply be asset owners and maintainers.
- At the other end, DSOs could manage DER within their distribution zone and inform the TSO of the resulting demand at outgoing bars of transmission substations. However this solution may be less consistent with Europe's net market design
- Between these two points there could be increasing interaction between the TSO and DSOs. For example, the DSO could be actively supporting the TSO in identifying and managing DER, or informing the DER of the DSO's exercise of rights under agreements enabling active management of DER.

GARE GAS

MONITORAGGIO GARE GAS

LE OPERAZIONI DI M&A

Alla fine del mese scorso l'Antitrust ha approvato l'acquisizione di Gas Natural Distribuzione (Nedgia) da parte di 2i Rete Gas. Alla luce delle considerazioni dell'Antitrust, che ha riscontrato rischi per la concorrenza in 8 ATEM (12 erano sotto scrutinio), 2i Rete Gas ha proposto una serie di misure che l'Autorità ha approvato come atte a ripristinare per le parti terze non operanti nell'area incentivi alla partecipazione alle future gare per gli ATEM.

Queste sono:

1. Contratto annuale di servizi. 2i s'impegna a firmare un accordo con un possibile nuovo vincitore delle gare di ATEM per la gestione della trasmissione di alcune funzioni al nuovo concessionario, quali il trasferimento di informazioni e dati, la manutenzione della rete e la gestione delle operazioni, la gestione dei servizi di misurazione e delle operazioni di marketing.

2. Forza lavoro. 2i s'impegna a conferire un numero inferiore di dipendenti rispetto a quello previsto per legge (art. 2 del DM 21 aprile 2011). Il possibile nuovo vincitore delle gare di ATEM potrebbe quindi mantenere come proprio dipendente un ex-lavoratore di Nedgia ogni 2000 PDR invece di uno ogni 1500 PDR. I dipendenti non richiesti dal gestore subentrante resteranno alle dipendenze di 2i Rete Gas.

3. Post-Letta. 2i Rete Gas s'impegna a domandare alle municipalità una termine anticipato delle concessioni Post-Letta, che potrebbero rimanere in essere in capo al vecchio gestore fino alla data originaria di fine concessione anche dopo l'assegnazione dell'ATEM tramite gara.

4. Ritardo del pagamento VIR. 2i Rete Gas s'impegna a garantire a un possibile nuovo vincitore delle gare di ATEM un pagamento del VIR ritardato fino a un massimo di tre anni, mantenendo un diritto al pagamento di interessi fissati a valore di mercato.

5. Dismissione. 2i Rete Gas s'impegna ad aprire, prima dell'inizio delle gare d'ATEM, procedure pubbliche per la vendita di un numero predefinito di PDR a un prezzo minimo pattuito con l'Autorità, ma non pubblicizzato. Queste procedure di vendita saranno aperte a tutti i gestori che non siano già attivi nell'area, ma che siano in grado di partecipare a future gare.

6. Informazione. 2i Rete Gas s'impegna a pubblicare, in occasione delle gare, informazioni aggiuntive a quelle imposte dalla legge.

La **Tabella 1** riassume la valutazione per ognuno degli ATEM coinvolti e le relative misure.

TABELLA 1. PERCENTUALI DI MERCATO CALCOLATE SUL NUMERO DI PDR NELL'ACQUISIZIONE NEDGIA/2i RETE GAS

ATEM	DSO	Quota di mercato	Giudizio	Misura
TARANTO	2i Rete Gas SpA	82%	ATEM non competitivo già prima della fusione	Nessuna azione
	Gas Natural Fenosa	15%		
	ITALGAS	3%		
BRINDISI	2i Rete Gas SpA	81%		
	Gas Natural Fenosa	11%		
	GRUPPO SES - SpA	9%		
	Gas Natural Fenosa	42%		
	CONSORZIO SIMEGAS	19%		
	2i Rete Gas SpA	9%		
PALERMO 2	CO.M.E.S.T. S.R.L.	8%	ATEM competitivo anche dopo la fusione	Nessuna azione
	CONSCOOOP	8%		
	GPL CONCORDIA SOC. COOP.	6%		
	ITALGAS	6%		
	AMG ENERGIA SPA	3%		
	ITALGAS	44%		
MESSINA 2	Gas Natural Fenosa	42%		
	2i Rete Gas SpA	8%		
	Finmasi Group SpA	6%		
	ITALGAS	43%		
CATANIA 1	2i Rete Gas SpA	38%	Fusione potenzialmente dannosa (riduzione di 1 partecipante all'asta) na 2i Rete Gas ha dimostrato che non avrebbe operato in Sicilia se non tramite questa fusione	Azioni sul 100% dei PDR 1) Contratto annuale di servizi 2) Forza lavoro 3) Post-Letta
	Gas Natural Fenosa	13%		
	SOGIP Srl	7%		
CATANIA 2	Gas Natural Fenosa	61%		
	ASEC SpA	31%		
	2i Rete Gas SpA	8%		
AGRIGENTO	ITALGAS	33%		
	Gas Natural Fenosa	33%		
	2i Rete Gas SpA	29%		
FROSINONE 2	GPL CONCORDIA SOC. COOP.	9%		
	CONSCOOOP	2%		
	2i Rete Gas S.p.A	68%	Fusione pericolosa per la concorrenza rafforza la posizione del concessionario attuale	Azioni sui PDR di Nedgia 4) Il ritardo nel rimborso del VIR di 18 mesi Azioni sul 100% dei PDR 1) Contratto annuale di servizi 2) Forza lavoro 3) Post-Letta
ISERNIA	CONSCOOOP	20%		
	Gas Natural Fenosa	12%		
	2i Rete Gas S.p.A	51%		
	MELFI Srl	36%		
	Gas Natural Fenosa	6%		
SALERNO 3	ITALGAS	6%		
	A2A SpA	1%		
	2i Rete Gas S.p.A	50%		
	Amalfitana Gas Srl	23%		
	C.I.S. Costruzioni Industriali Stradali	8%		
	Gas Natural Fenosa	6%		
	CONSCOOOP	6%		
	METAGAS Srl	5%		
FOGGIA 1	Salerno Energia	3%	Fusione molto pericolosa per la concorrenza aspettativa di 3 partecipanti all'asta prima della fusione non competitiva dopo fusione (atteso solo 1 partecipante all'asta)	Azioni sul 100% dei PDR di 2iRG in Foggia 1 e per 40 mila PDF in BARI 2 alienazione o misure analoghe
	S.I.D.I.GAS SpA	0%		
	2i Rete Gas SpA	33%		
	CONSCOOOP	31%		
	Gas Natural Fenosa	30%		
BARI 2	GASMAN SCPA	6%		
	2i Rete Gas SpA	33%		
	Gas Natural Fenosa	31%		
	ITALGAS	30%		

BANDI DI GARA

- L'Autorità ha approvato differenze tra VIR e RAB maggiori del 10% per alcuni comuni nell'ATEM Genova 1 (Comuni di Ceranesi, Cicagna Lumarzo, Mele, Mignanego, Torriglia e Uscio). Questi comuni ospitano poco più di 7,600 PDR, ovvero lo 0.02% dei PDR totali nell'ATEM (dati MISE 2012). Di questi 7,600 PDR poco meno di 6,000 sono serviti da IRETI SpA.
- 2i Rete Gas ha presentato ricorso contro il bando per l'ATEM di Monza-Brianza. Nell'udienza del 8 Febbraio, il TAR della Lombardia ha ordinato alle parti di inviare entro 60 giorni notizie aggiornate sullo svolgimento della procedura.
- Il TAR del Veneto ha respinto il ricorso di Erogasmet per l'annullamento della gara per l'affidamento in concessione del servizio di distribuzione del gas nell'ATEM di Belluno che si articolava in quattro punti.

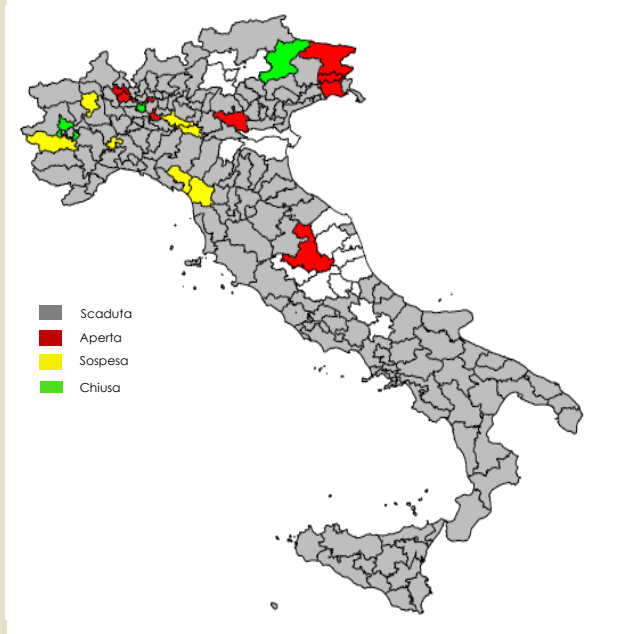
Con i primi due, la parte ricorrente ha contestato che nella valutazione delle offerte da parte del Comune di Belluno venissero conteggiati investimenti che potessero non trovare riconoscimenti in tariffa. Questo non avrebbe permesso ai partecipanti di poter presentare offerte in piena consapevolezza della remuneratività degli investimenti. Tuttavia, i giudici hanno precisato che l'Autorità di regolazione specifica in modo molto chiaro ed esaustivo quali interventi soddisfano i requisiti minimi per essere remunerati in tariffa.

La ricorrente ha, inoltre, lamentato la violazione dei principi di massima partecipazione e concorrenza in quanto la regolazione delle gare favorirebbe i gestori uscenti a scapito dei nuovi entranti. Il TAR ha respinto questo punto rilevando che la *lex specialis* approvata dall'Autorità non risulta di palese irragionevolezza od illogicità.

Il terzo e quarto motivo lamentano l'estrema esiguità di 60 giorni utili a presentare offerta e la violazione del principio di segretezza.

Il TAR ha respinto questi punti rilevandoli infondati.

PUBBLICAZIONE BANDI GARE GAS: STATO DELL'ARTE



VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

GARE CHIUSE										
INFORMAZIONI GENERALI						VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza EOI	Scadenza offerte	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori
BELLUNO	455/2016/R/gas	26/2016/R/gas	27/12/2016		01/09/2017	BASSA	●	●	●	●
TORINO 2	687/2016/R/gas	59/2016/R/gas	29/12/2015		28/06/2017	MEDIA	●	●	●	●
MILANO 1	631/2015/R/gas		23/12/2015		16/01/2017	ALTA	●	●	●	●

GARE APERTE										
INFORMAZIONI GENERALI						VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza EOI	Scadenza offerte	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori
UDINE 2	NO	880/2017/R/gas	04/11/2015		28/06/2018	MEDIA	●	●	●	●
UDINE 1	NO		23/12/2015	29/02/2016		BASSA	●	●	●	●
UDINE 3	NO		10/02/2016	06/06/2016		BASSA	●	●	●	●
VARESE 2	NO		11/09/2015	30/09/2017		MEDIA	●	●	●	●
PERUGIA 2	NO		28/12/2015	29/12/2017		BASSA	●	●	●	●
VARESE 3	NO		12/07/2017	30/03/2018		MEDIA	●	●	●	●
MONZA E BRIANZA I	NO		29/12/2015	30/04/2018		ALTA	●	●	●	●
LODI 1	NO		30/12/2015	31/05/2018		MEDIA	●	●	●	●
VERONA 2	in corso		30/12/2016	30/06/2018		BASSA	●	●	●	●

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

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

Aggiornata al 22/02/2018

Iter procedurale: ● COMPLETO ● NON COMPLETO ● BLOCCATO

Grado potenziale concorrenzialità: ● ALTO ● MEDIO ● BASSO

*Termine per la presentazione dell'EOI

NOTA METODOLOGICA

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

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

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

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

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

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

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

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

DATI DI MERCATO

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

	2018*	2017*	Var. %
Domanda	27 490	28 280	-2.8%
Produzione netta	23 147	27 275	-15.1%
- Termoelettrico	16 907	21 089	-19.8%
- Rinnovabili**	6 240	6 186	0.8%
Saldo estero	4 566	1 270	259.5%

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

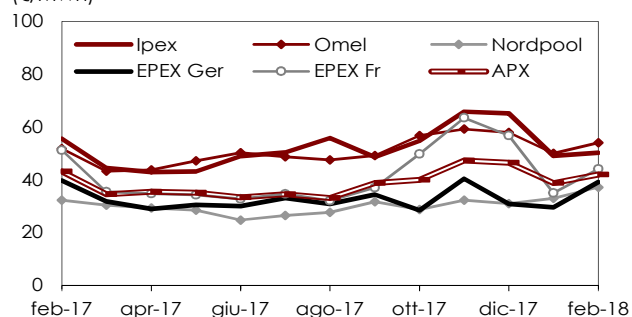
GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE
(Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2018	AS 2017	Var. %	AT 2017	AT 2016	Var. %
Industriale	2.1	2.1	0.3%	5.8	5.8	-0.1%
Termoelettrico	3.5	4.1	-16.8%	10.4	11.9	-12.1%
Distribuzione	8.4	9.6	-12.2%	19.7	19.3	2.0%
Altro	0.3	0.4	-10.0%	0.8	0.8	3.2%
Totale	14.3	16.2	-11.7%	36.8	37.9	-2.7%

Valori cumulati al 18/02/2018

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

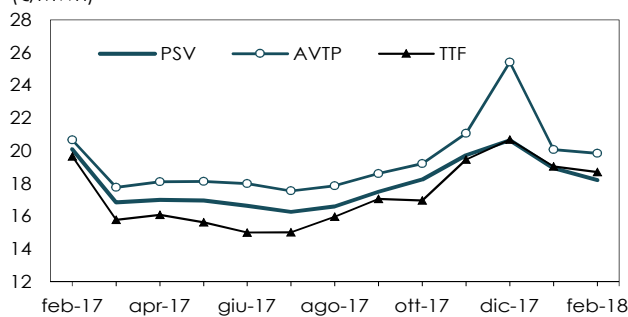
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 19/02/2018

Fonte: Borse Europee

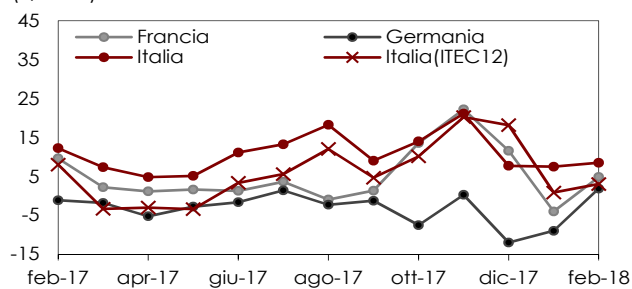
GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 22/02/2018

Fonte: elaborazione REF-E su dati Thomson Reuters

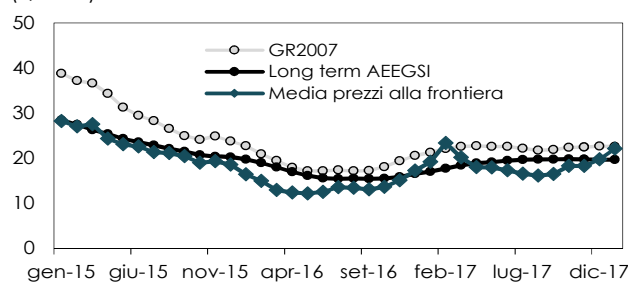
ENERGIA ELETTRICA: SPARK SPREAD IN EUROPA
(€/MWh)



Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili
Ultimo dato al 19/02/2018

Fonte: elaborazioni REF-E

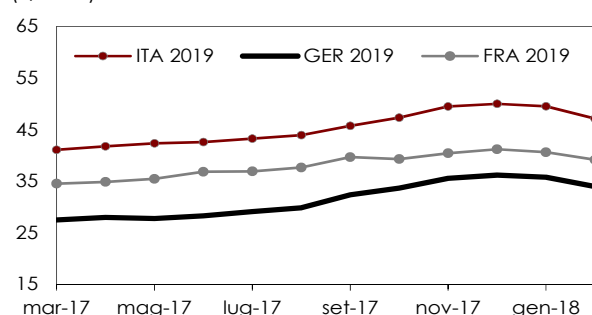
GAS NATURALE: PREZZI APPROVVIGIONAMENTO LONG-TERM
(€/MWh)



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

Fonte: elaborazioni REF-E su WGI, Thomson Reuters e AEEGSI
forward al 21/02/2018

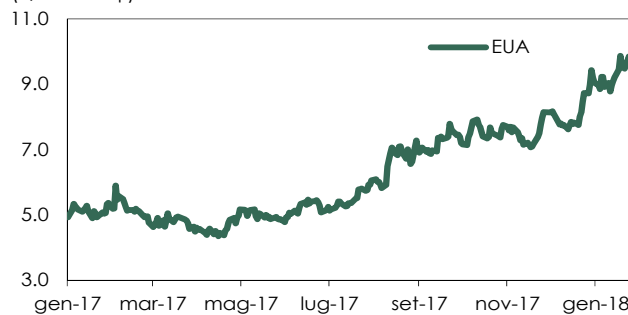
ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 19/02/2018

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2
(€/tCO2 eq.)



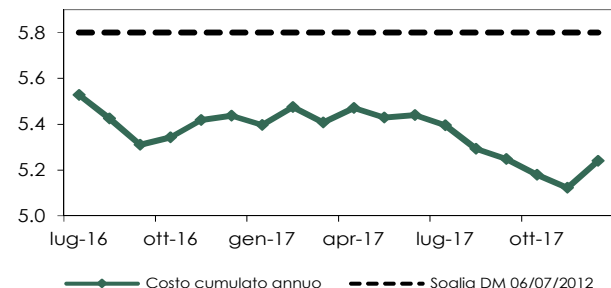
Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 20/02/2018

Fonte: Reuters su EEX

DATI SETTORI INCENTIVATI E REGOLATI

CONTATORE GSE RINOVABILI

(miliardi di euro)

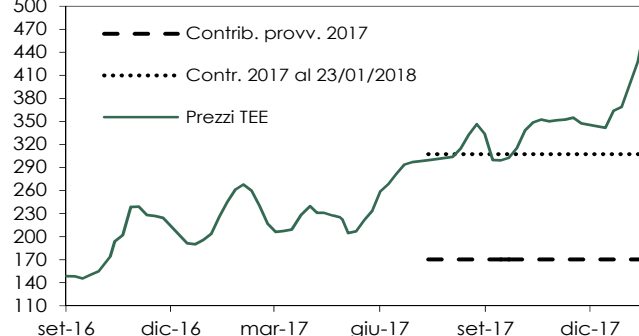


Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico.

Fonte: GSE

TEE: PREZZI DI BORSA E CONTRIBUTO TARIFFARIO

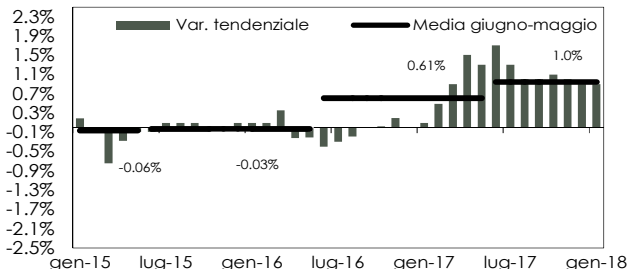
(€/TEE)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, ARERA

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)

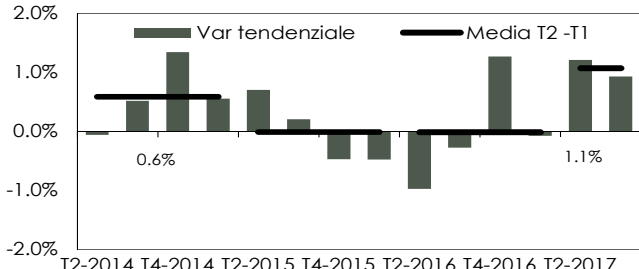


* Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati
Ultimo dato gennaio 2018

Fonte: Istat

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



*Deflatore investimenti fissi lordi. Ultimo dato T3-2017
Edizione dati Istat: dicembre 2017

Fonte: Istat

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

Componente	II 2017	III 2017	IV 2017	I 2018
Energia, dispac. e commerc.	9.05	9.55	9.33	10.02
Costi infrastrutture	3.81	3.81	3.81	3.79
Oneri A UC MCT	3.77	3.77	3.86	4.13
Totale - tasse escluse	16.63	17.13	17.00	17.94

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

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

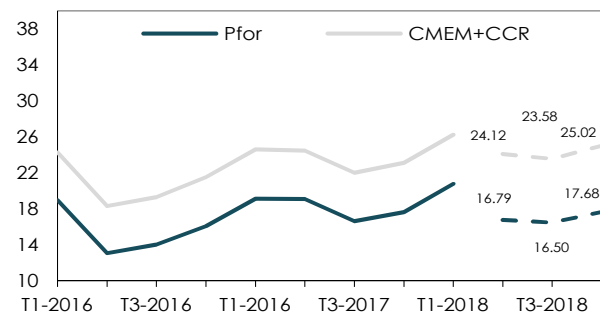
Componente	II 2017	III 2017	IV 2017	I 2018
Energia, dispac. e commerc.	8.02	8.62	8.47	9.15
Costi infrastrutture	2.78	2.78	2.78	2.66
Oneri A UC MCT	7.28	7.28	7.37	6.70
Totale - tasse escluse	18.08	18.68	18.63	18.51

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

GAS NATURALE: APPROVVIGIONAMENTO IN TUTELA

(€/cent/mc)



PCS 38.52 MJ/mc, Previsioni (tratteggio) su forward al 22/2/2018

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

GAS NATURALE: PREZZI IN TUTELA DOMESTICI

(€/cent/mc)

Componente	II 2017	III 2017	IV 2017	I 2018
Approvvig. e vendita	30.11	27.65	28.74	31.33
Costi di trasporto	3.33	3.32	4.12	4.55
Costi di distribuzione	8.99	8.99	8.99	9.21
Oneri generali di sistema	2.32	2.96	2.73	2.62
Totale - tasse escluse	44.74	42.91	44.58	47.71

Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

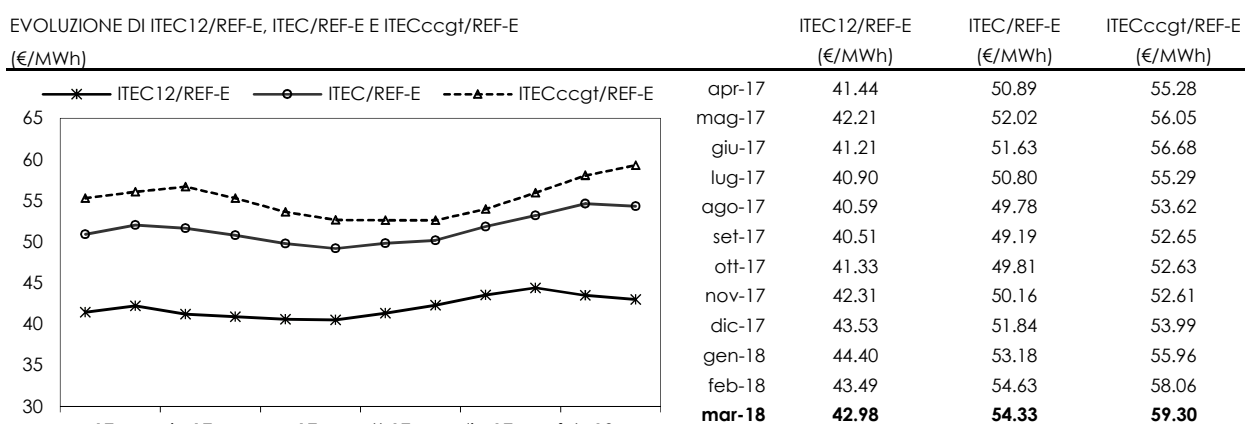
L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di febbraio è pari a 43.49 €/MWh, in calo del 2% sul dato di gennaio (44.40 €/MWh). L'andamento al ribasso dell'indice è legato all'andamento dei prezzi delle *commodities* sottostanti durante il mese di gennaio, con tasso di cambio \$/€ in netto aumento.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di febbraio si attesta a 54.63 €/MWh, in aumento del 2.7% sul valore consuntivo di gennaio (pari a 53.18 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di febbraio si attesta a 58.06 €/MWh, in rialzo del 3.8% rispetto al consuntivo del mese precedente (53.96 €/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 gennaio.

Il valore *forward* per il mese di marzo dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 22 febbraio, è pari a 42.98 €/MWh, in calo dell'1.2% rispetto al consuntivo di febbraio. I valori *forward* per il mese di marzo di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 22 febbraio, sono pari a 54.33 €/MWh e 59.30 €/MWh, il primo in calo dello 0.5%, mentre il secondo in aumento del 2.1% rispetto al consuntivo di febbraio.

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



Fonte: elaborazione REF-E

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di marzo sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Reuters al 23/02/2018. Valori consuntivi calcolati da REF-E su dati Reuters.

Cos'è ITEC12/REF-E

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

Cos'è ITEC/REF-E

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

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

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

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



Indice Month Ahead Gas Italia

PROGETTO MAGI

COSA È MAGI

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

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

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.

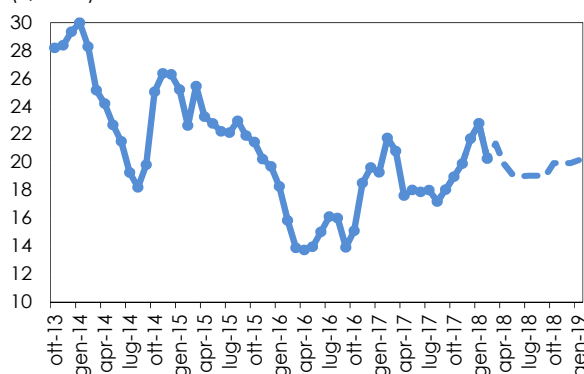
ANDAMENTO

L'indice gas MAGI consuntivo per febbraio 2018 è pari a 20.26 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano rispettivamente a 21.14 €/MWh e 21.54 €/MWh.

La quotazione del prodotto con consegna a febbraio 2018 è diminuita dell'11% rispetto a quella per le consegne di gennaio 2018, e anche rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (21.74 €/MWh). Il volume complessivo transato (8,878 MW) è aumentato del 46% rispetto al febbraio scorso, così come il numero di transazioni registrate (325 contro 255).

I primi scambi del prodotto con consegna a marzo 2018, relativi a un campione di 282 operazioni e un volume totale scambiato di 9,475 MW, indicano un prezzo di 20.41 €/MWh, in aumento rispetto al valore del prodotto con consegna a febbraio. Al 20 febbraio il valore del gas con consegna nel prossimo mese è di 21.35 €/MWh, in aumento del 5.4% rispetto all'ultimo dato consuntivo.

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



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

www.albasoluzioni.com

www.ref-e.com

www.tfsbrokers.com