



Sottoscrittori

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

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

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

MERCATO ELETTRICO

- **Capacity market:** tra approvazione europea e incertezza politica

La Commissione giudica il capacity market italiano necessario a garantire l'adeguatezza del sistema nel lungo termine e lo approva per i prossimi dieci anni. Il meccanismo di reliability options è valutato positivamente come incentivo all'offerta della capacità impegnata e come protezione dei consumatori dai rischi di abuso di potere di mercato. Emergono le prime indicazioni quantitative su curva di domanda, tassi di derating della capacità e cap all'offerta, che dovranno comunque essere definite dall'Autorità in un momento successivo. Sull'implementazione pesa però ancora l'incertezza politica sulla formazione del nuovo Governo.

pag. 3

- **Nuove tecnologie e regole per la regolazione primaria di frequenza**

Un nuovo progetto pilota consente alle unità rilevanti delle zone continentali di adempiere all'obbligo di asservire l'1.5% della potenza massima al servizio di regolazione primaria della frequenza integrando sistemi di accumulo. La remunerazione dell'investimento è basata sull'incremento di profitto ottenibile massimizzando la potenza offerta sui mercati. Dati i costi attuali delle batterie, le stime di REF-E applicate a unità convenzionali indicano la possibilità di pay-back entro il tempo di vita utile del sistema di accumulo. Altra misura potenzialmente rilevante, è la modifica da parte di Terna del Codice di rete che introduce obbligo per gli impianti eolici di essere predisposti a fornire al sistema inerzia attiva per contrastare transitori di sotto-frequenza e regolazione della potenza attiva in funzione della frequenza.

pag. 9

- **Piano di sviluppo 2018:** le congestioni interzonali rimangono un problema, gli obiettivi SEN richiedono nuovi investimenti

Il Piano di Sviluppo 2018 evidenzia lo stato della rete e le necessità di nuovi interventi di potenziamento. Gli scenari considerati sono quelli europei e quello delineato nella SEN e l'analisi prospettica evidenzia il perdurare, se non il potenziale peggioramento, delle congestioni interzonali. Gli obiettivi di decarbonizzazione della SEN richiedono ulteriori interventi, in particolare per il collegamento con le isole.

pag. 13

MERCATO GNL

- **Prime indicazioni per la regolazione per le reti isolate di GNL**

Gli indirizzi, limitati al tema dei costi delle infrastrutture di rete, seguono la scelta del legislatore di collocare le reti isolate di GNL fuori dal sistema della distribuzione del gas naturale e di definirne la regolazione tariffaria in analogia a quella delle reti isolate di gas diversi da quello naturale. In questa occasione riemergono le valutazioni di chi considera inadeguata la scelta del legislatore sia nella prospettiva di sviluppo delle reti distribuzione del gas naturale a livello nazionale, sia della metanizzazione della Sardegna che oggi è esclusa sia dagli ambiti sovraregionali per la perequazione tariffaria, che dagli ATEM. Il tema si collega anche a quello del tetto del riconoscimento in tariffa dei costi di capitale per le località in avviamento delle reti distribuzione del gas naturale.

pag. 18

- **Monitoraggio mercato globale**

pag. 24

GARE GAS

- **Monitoraggio gare gas**

pag. 26

INDICATORI

- **Dati di mercato**

pag. 28

- **Dati settori incentivati e regolati**

pag. 29

INDICI

- **ITEC e Magi**

pag. 30

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

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

Editore

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

Presidente

Pia Saraceno

Segreteria, Editing e grafici

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Periodici

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

Pubblicazioni

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

Servizi

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

Ultime pubblicazioni

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

MERCATO ELETTRICO

CAPACITY MARKET: TRA APPROVAZIONE EUROPEA E INCERTEZZA POLITICA

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 261/2018/R/eel](#)
- [Decisione Commissione europea SA.42011 \(2017/N\)](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Capacity market: verso il disegno definitivo](#) (Newsletter 219)
- [Il capacity market: tra punti aperti e indicazioni europee](#) (Newsletter 218)
- [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 un partenza dal 2017](#) (Newsletter 204-205)

La Commissione giudica il capacity market italiano necessario a garantire l'adeguatezza del sistema nel lungo termine e lo approva per i prossimi dieci anni. Il meccanismo di reliability options è valutato positivamente come incentivo all'offerta della capacità impegnata e come protezione dei consumatori dai rischi di abuso di potere di mercato. Emergono le prime indicazioni quantitative su curva di domanda, tassi di derating della capacità e cap all'offerta, che dovranno comunque essere definite dall'Autorità in un momento successivo. Sull'implementazione pesa però ancora l'incertezza politica sulla formazione del nuovo Governo.

La decisione della Commissione Europea del 7 febbraio 2018, con cui si dava l'approvazione al meccanismo di remunerazione della capacità per l'Italia, è stata pubblicata nel registro degli aiuti di Stato, dopo aver rimosso le informazioni di natura più confidenziale, in particolare i risultati delle prime simulazioni di Terna per la valutazione dell'adeguatezza del sistema, che erano richieste per dimostrare la necessità di introdurre il *capacity market*, ma che rimangono riservate, perché alla base di quella che sarà la definizione della curva di domanda.

Dopo aver commentato i fallimenti del mercato che hanno generato il rischio di adeguatezza e le riforme in corso e previste, comunque non sufficienti per risolvere la situazione nel breve termine, la decisione esamina i dettagli implementativi del meccanismo, fornendo alcune indicazioni quantitative (seppure con *range* molto ampi) sui parametri economici, che rappresentano ancora la maggiore incertezza del meccanismo, e approva la sua introduzione, dopo averne valutato la compatibilità con la normativa comunitaria in materia di aiuti di Stato.

LA NECESSITÀ DEL CAPACITY MARKET

I FALLIMENTI DI MERCATO GENERANO INADEGUATEZZA DAL 2020

Secondo quanto comunicato dall'Italia alla Commissione Europea, la necessità di introdurre un meccanismo di remunerazione della capacità discende da alcuni fallimenti del mercato elettrico, che hanno messo a rischio, o ridotto, i livelli accettabili di adeguatezza della capacità di generazione. In particolare, ne sono stati individuati tre:

- l'impossibilità di disconnettere i consumatori sulla base della disponibilità di ciascuno a pagare l'adeguatezza, in quanto l'energia viene considerata un bene pubblico, cosa che impedisce di far emergere il "vero" valore dell'adeguatezza per i consumatori e dimensionarla quindi correttamente
- l'asimmetria informativa esistente fra i principali operatori del sistema elettrico, in particolare produttori e TSO, che impedisce uno sviluppo coordinato della capacità di generazione e della capacità di trasmissione
- il *missing-money problem*, che, riducendo i segnali di prezzo di scarsità sul mercato, a causa della forte penetrazione di fonti incentivate che offrono a prezzi nulli e della presenza di *cap* di prezzo stringenti, non fornisce adeguati segnali per gli investimenti necessari in capacità di generazione.

Questi motivi hanno portato negli ultimi anni a una situazione giudicata critica, con una forte riduzione della capacità di generazione disponibile (la capacità di produzione da centrali elettriche convenzionali è infatti scesa da 77 a 62 GW negli ultimi cinque anni) e quindi del margine di riserva alla punta di carico, che mette a rischio l'adeguatezza del sistema, non solo nel lungo termine, ma, secondo quanto stimato da Terna, già a partire dal 2020.

TAG

capacity market

RIFORME DI MERCATO NECESSARIE MA NON SUFFICIENTI

Come già anticipato nel comunicato stampa che aveva preceduto la pubblicazione della decisione, i meccanismi di remunerazione della capacità possono essere approvati sotto la normativa europea in materia di aiuti di Stato per un periodo transitorio, mentre lo Stato membro si impegna a risolvere i fallimenti del mercato che hanno generato la sua necessità. Nella decisione vengono quindi individuate le principali riforme o interventi (diversi dei quali già in corso) che l'Italia si è impegnata a realizzare nei prossimi dieci anni di approvazione del *capacity market*:

- la piena attuazione del *market coupling*, iniziata nel 2015 sul mercato del giorno prima e che continuerà nei prossimi anni interessando tutte le fasi di mercato
- lo sviluppo dei mercati infragiornalieri, con l'estensione del numero di sessioni¹ e la partecipazione al progetto XBID per sviluppare gli scambi transfrontalieri
- la riforma del bilanciamento, iniziata nel 2016 e per la quale l'Autorità è intenzionata a proseguire sulla strada dell'approccio nodale
- il coinvolgimento attivo della domanda, come introdotto tramite il progetto pilota UVAC
- lo sviluppo degli accumuli, tramite investimenti in tecnologie e progetti pilota dedicati
- lo sviluppo delle infrastrutture di trasmissione, per ridurre le congestioni interne, con particolare riferimento alla Sicilia e alla parte meridionale della dorsale adriatica
- lo sviluppo delle interconnessioni, sia alla frontiera Nord che in altre direzioni, come ad esempio Montenegro o Tunisia.

LA DURATA PUÒ ESSERE ESTESA OLTRE I DIECI ANNI

Tali riforme risultano tuttavia insufficienti a risolvere il problema di adeguatezza nel breve termine, non potendo eliminare del tutto i fallimenti del mercato descritti. Per questo la Commissione giudica il meccanismo necessario, valutando positivamente la sua introduzione alla luce della normativa sugli aiuti di Stato.

In particolare, il *capacity market* viene approvato per una durata di dieci anni: tale termine non costituisce tuttavia una scadenza per il meccanismo, ma il momento prefissato per una successiva rivalutazione. Infatti, l'Autorità italiana ritiene il *capacity market* come un intervento di lungo termine per integrare i mercati dell'energia e non ne fissa una scadenza temporale. Si impegna invece a valutarne annualmente il funzionamento, per verificare la capacità di raggiungere l'obiettivo di adeguatezza, la necessità di mantenerlo in funzione e valutare eventuali misure più efficaci. Prima del termine dei dieci anni, l'Italia provvederà, qualora abbia riscontrato la necessità di prolungare nel tempo il meccanismo, a effettuare una nuova notifica e a ripercorrere l'iter di approvazione della Commissione.

UNA PRIMA INDICAZIONE DEI PARAMETRI QUANTITATIVI

Dal contenuto della decisione, appare chiaro come l'Italia abbia notificato alla Commissione Europea un disegno in cui i parametri quantitativi, in particolare economici, del meccanismo cadono all'interno di *range* molto ampi, in modo tale da ottenere l'approvazione per il disegno generale e affrontare in un momento successivo i dettagli implementativi.

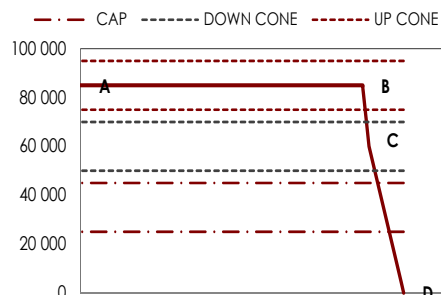
LA CURVA DI DOMANDA SI BASA SUL CONE

L'unico punto della curva di domanda che rimane confermato, rispetto al DCO 592/17 in cui l'Autorità aveva proposto una prima definizione della curva, è il punto *D*, dato dall'intersezione fra capacità che garantisce un valore del parametro *LOLE*² approssimativamente pari a 0 e premio nullo: ciò è coerente con le linee guida europee, che richiedono che il valore della capacità tenda a 0 in una situazione di eccesso di capacità e che avevano portato alla rimozione del *floor* al premio inizialmente previsto.

¹ Al momento della decisione, le sessioni del mercato infragiornaliero non erano ancora state portate a sette.

² *Loss of load expectation*: numero di ore annue in cui ci si aspetta un non pieno soddisfacimento del carico.

FIGURA 1. IL DISEGNO DELLA CURVA DI DOMANDA
(asse orizzontale: MW, asse verticale: €/MW/anno)



Fonte: Commissione Europea

Il costo del nuovo entrante (*CONE*), ossia il costo della nuova capacità di generazione che è richiesta per raggiungere l'obiettivo, è il parametro fondamentale rispetto a cui si basa la quantificazione dei premi da riconoscere negli altri punti della curva. Ciò si rende necessario per il meccanismo di *strike price* delle *reliability options*, che permette alla tecnologia di punta di coprire solamente i costi variabili sui mercati e richiedere al *capacity market* l'intera copertura dei costi fissi. Il *CONE* non viene fornito come stima puntuale, ma piuttosto come una forchetta di costi, vista l'incertezza riguardante le caratteristiche del sito, il tasso di remunerazione del capitale e la difficoltà di stimare i costi di un progetto ipotetico: come stima preliminare, si vede il *CONE* variare tra un limite inferiore, compreso tra 50,000 e 70,000 €/MW/anno, e un limite superiore, compreso tra 75,000 e 95,000 €/MW/anno.

Il punto C, che rappresenta il *target* di adeguatezza che Terna si propone di raggiungere, è quello in corrispondenza del quale il *LOLE* raggiunge il valore obiettivo: ai fini delle analisi consegnate alla Commissione, Terna ha considerato un valore di tre ore all'anno, in linea con quanto già fatto in altri Paesi europei. In realtà, si apprende che il *LOLE* non è l'unico parametro di adeguatezza considerato, ma viene introdotto anche l'*ENS*³, che viene fissato da Terna a 0.00001 MW/anno, in conformità con i parametri di riferimento utilizzati da ENTSO-E. Questa rappresenta probabilmente una via intermedia e complementare tra l'approccio alla curva di domanda ipotizzato nella prima disciplina di Terna, che si basava esclusivamente su una stima economica del valore della capacità per il consumatore, senza un diretto controllo del livello di adeguatezza, e l'approccio proposto nella consultazione di gennaio 2017, che invece sembrava eliminare del tutto la quantificazione dell'energia non fornita, limitandosi a valutare il numero di ore di inadeguatezza. Alla capacità che assicura il soddisfacimento dell'obiettivo di adeguatezza corrisponderà un premio uguale al valore inferiore del *CONE*: nella prima asta, tale valore sarà fissato in un *range* tra 50,000 e 70,000 €/MW/anno, con la possibilità di essere ridotto (senza un limite minimo previsto) o aumentato fino al 20% a partire dalla seconda asta.

Il punto B, che rappresenta un *target* di adeguatezza secondario, è quello in corrispondenza del quale il *LOLE* raggiunge un valore più elevato rispetto al punto C, ma che non viene ancora quantificato. Il premio riconosciuto alla capacità che garantisce un tale livello di *LOLE* corrisponde al valore superiore del *CONE*: pertanto, nella prima asta, tale valore sarà fissato in un *range* tra 75,000 e 95,000 €/MW/anno, anche in questo caso con la possibilità di essere ridotto (senza un limite minimo previsto) o aumentato fino al 20% a partire dalla seconda asta.

Il punto A, infine, sarà dato dall'intersezione tra un livello nullo di capacità e un premio corrispondente al valore superiore del *CONE*, analogamente a quanto utilizzato per il punto B.

CAP ALL'OFFERTA DELLA CAPACITÀ ESISTENTE

Viene confermata, come dalla consultazione dell'estate scorsa, l'idea di introdurre un *cap* all'offerta ridotto per la capacità esistente, anche se a un valore più alto di quanto precedentemente ipotizzato: infatti, la capacità esistente potrà richiedere un premio fino a un massimale che sarà fissato tra 25,000 e 45,000 €/MW/anno, sulla base dei costi fissi operativi degli impianti a ciclo combinato, al netto dei costi di ammortamento.

Per la capacità nuova, invece, il *cap* sarà definito sulla base del limite superiore del *CONE*, pertanto questa potrà offrire fino al massimo della curva di domanda. La delibera 261/18 dell'Autorità specifica anche che tra la capacità nuova viene inclusa anche la capacità in fase di ripotenziamento, esclusivamente per la quota di potenza addizionale rispetto al passato, e la capacità sottoposta a interventi di rifacimento, con rinnovamento delle principali componenti. Tutte queste categorie potranno accedere ai contratti di durata 15 anni, se l'investimento necessario ammonta a un importo minimo che dovrà essere definito dall'Autorità, pari ad almeno il 40% della media dei costi di investimento nella tecnologia di punta, che sono stimati in un *range* tra 465,000 e 580,000 €/MW.

La capacità lato domanda che parteciperà alle aste sarà soggetta a un *cap* pari a quello della capacità nuova, mentre la capacità estera sarà equiparata alla capacità esistente. Coerentemente a quanto descritto in precedenza nella decisione della Commissione, l'Autorità si riserva la possibilità di definire asta per asta i valori dei premi massimi,

³ Energy not supplied: ammontare di energia non fornita.

delle ordinate dei punti rilevanti delle curve di domanda, dell'importo della soglia minima di investimento, così come dei parametri per il calcolo del prezzo di esercizio, ritenendo opportuno adottare scelte sui profili quantitativi solo a valle dell'entrata in vigore della disciplina.

PRIME STIME DELLA CDP QUALIFICATA

Vengono definite anche le prime stime di Terna riguardo i tassi di *derating* che verranno applicati per la qualificazione della capacità per la partecipazione alle aste.

Per gli impianti termoelettrici e geotermoelettrici, il *derating* si basa su tasso di accidentalità, criticità dovute alle condizioni ambientali e tasso di indisponibilità dovuto a vincoli di natura autorizzativa, tecnica o normativa, valutati sui dati storici relativi ai tre anni solari precedenti la procedura concorsuale: Terna stima che il *derating* impatterà in media per il 10-15% sulla generazione geotermoelettrica e per il 20%-25% sulla generazione termoelettrica: quest'ultimo tasso in particolare sembra molto elevato, dato che si considerano nel calcolo per gli impianti termoelettrici solo le indisponibilità accidentali, escludendo i periodi di manutenzione. Sembra plausibile che questa stima media comprenda anche a impianti più obsoleti che negli ultimi anni, per via dell'età, si sono resi indisponibili per periodi prolungati e che quindi il coefficiente possa variare in realtà molto intorno a questo valore medio.

Per le rinnovabili, le indicazioni sono già allineate a quanto Terna ha inserito nell'ultima consultazione sulla disciplina del mercato, tenuta a marzo: agli impianti idroelettrici e di pompaggio saranno infatti applicati tassi di *derating* compresi tra il 40% e il 60%, sulla base della disponibilità storica nei giorni di punta dei cinque anni precedenti alle procedure concorsuali; per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili intermittenti, invece, il *derating* sarà significativamente più alto, basandosi sul contributo storico dato in almeno il 50% delle ore di picco dei cinque anni precedenti: potrebbe collocarsi tra l'85% e il 90% per gli impianti eolici e addirittura tra il 90% e il 95% per gli impianti solari.

INDICAZIONI IMPLEMENTATIVE PER IL MECCANISMO

QUOTA DI CAPACITÀ RISERVATA ALLA DOMANDA

Se la prima attuazione del meccanismo non presenta particolari problemi, nella piena attuazione l'anticipo di quattro anni previsto tra le aste e la consegna potrebbe risultare penalizzante per un'effettiva partecipazione della domanda alle aste di capacità, in quanto i gestori della domanda si potrebbero trovare in difficoltà nel sottoporre una quota di consumo a un obbligo di disponibilità di riduzione con così largo anticipo.

Pertanto, nella decisione si indica che almeno una quota minima del fabbisogno (1%) deve essere riservata per l'asta di aggiustamento, che si svolge con un anticipo minore rispetto alla consegna. La curva di domanda da sottoporre sull'asta madre sarà quindi traslata verso sinistra, scontata della quota che verrà poi richiesta sull'asta di aggiustamento svolta nell'anno immediatamente precedente alla *delivery*, per garantire un minimo spazio concorrenziale per la domanda rispetto al resto della capacità di produzione.

Tale misura non troverà ovviamente applicazione nella prima attuazione del meccanismo, in cui, dato il minore anticipo dell'asta madre rispetto alla *delivery*, l'intera domanda di capacità sarà allocata direttamente sull'asta madre da parte di Terna.

LO STRIKE PRICE NON COSTITUISCE UN CAP?

Il meccanismo di *reliability options*, che sottopone i fornitori di capacità a un obbligo di rimborso allo *strike price*, viene poi giudicato positivamente dalla Commissione.

Si valuta infatti che quest'obbligo incentivi i fornitori a rendere sempre disponibile la propria capacità contrattualizzata, in particolare nei momenti di scarsità in cui il prezzo di mercato di riferimento potrebbe superare lo *strike price*, e penalizzi i fornitori che trattengono capacità, che saranno soggetti all'obbligo di rimborso anche se non hanno incassato il prezzo di riferimento (le restituzioni "*uncovered*"). Inoltre, impedisce che i fornitori possano ricevere una doppia remunerazione, accedendo sia al premio di capacità che a prezzi di scarsità sui mercati dell'energia.

Viene riconosciuto che questo potrebbe mettere a rischio la concorrenza, influenzando i prezzi dell'energia o quantomeno la loro volatilità rispetto a un mercato *energy-only*, e distorcere gli scambi di energia nel mercato interno europeo. Tuttavia viene confutata l'ipotesi che il meccanismo di remunerazione possa costituire un *cap* implicito ai prezzi sui mercati dell'energia, per diversi motivi:

- essendo la restituzione scontata per il fattore di carico, che non è noto ex ante, il fornitore potrebbe avere comunque l'interesse a offrire al di sopra dello *strike price* per ottenere un prezzo più elevato sull'intera capacità ed effettuare poi una restituzione parziale, grazie all'applicazione del fattore di carico
- avendo contrattualizzato solo una capacità deratata, è possibile che la capacità disponibile in quel momento sia maggiore, con la quota addizionale che non sarebbe soggetta in quel caso a obblighi di restituzione
- i produttori non contrattualizzati potranno continuare a partecipare liberamente al mercato, senza vincoli sui prezzi.

Il primo motivo sembra però stridere con quanto contenuto nella disciplina appena consultata da Terna, dove si propone di calcolare la restituzione rispetto alla maggiore tra la capacità impegnata accettata sui mercati e la capacità impegnata scontata per il fattore di carico: con questo approccio, se sul mercato venisse accettata una quota di capacità impegnata superiore a quella scontata per il fattore di carico, il fornitore dovrebbe fare la restituzione comunque su tutta la capacità accettata, non avendo alcun interesse a incassare un prezzo più alto nemmeno per una porzione di capacità.

Gli altri due motivi, invece, risultano teoricamente giusti e coerenti con la disciplina, ma sembrano sottovalutare la spinta concorrenziale che il meccanismo potrebbe produrre sul mercato dell'energia: offrire al di sopra dello *strike price* potrebbe significare, per i fornitori di capacità, il rischio di non essere accettati sui mercati e quindi di essere soggetti a restituzioni *uncovered*, mentre per gli altri produttori il rischio di non essere più competitivi rispetto a chi è soggetto a un obbligo di capacità.

Sarà necessario quindi monitorare l'effetto reale del *capacity market* sui mercati, per valutarne e cercare di minimizzarne il possibile impatto distorsivo, al fine di apportare successivi aggiustamenti al meccanismo.

IL GETTITO RISERVATO AL MECCANISMO

Secondo le stime di Terna riportate nella decisione, il costo annuale del meccanismo per l'asta madre di prima attuazione (limitatamente al premio da erogare ai fornitori contrattualizzati) potrebbe variare tra 0.9 e 1.4 miliardi di euro, calcolo effettuato sulla base del volume di capacità che il TSO si aspetta di acquistare e dei massimali di prezzo ipotizzati per la capacità.

Ipotizzando che nella prima asta madre per il 2019 il premio marginale venga fissato dalla capacità esistente⁴, che, come detto in precedenza, avrà un *cap* all'offerta fissato tra 25,000 e 45,000 €/MW/anno, si può calcolare che Terna si aspetti di acquistare sull'asta circa 30-40 GW di capacità, cui si aggiunge la capacità non partecipante (perché incentivata o per una scelta strategica degli operatori di mercato) e la capacità sottoposta al regime di essenzialità, che garantiscono una porzione di adeguatezza considerata come offerta a prezzo nullo nelle aste del *capacity market*.

Tale gettito sarà comunque parzialmente compensato dalle restituzioni, sia *covered* che *uncovered*, a cui i fornitori di capacità saranno soggetti; inoltre, ci si aspetta che il meccanismo, per il funzionamento dello *strike price*, limiti i segnali di prezzo di scarsità che possono emergere dal mercato: per questo, il costo netto del meccanismo potrebbe essere inferiore al miliardo di euro.

L'INCERTEZZA POLITICA SULL'IMPLEMENTAZIONE

Terna e l'Autorità hanno già provveduto ad aggiornare rispettivamente la proposta implementativa della disciplina, consultata tra marzo e aprile, e la delibera 261/18⁵ che

⁴ Si suppone infatti che nel breve termine la capacità esistente sia sufficiente a garantire l'adeguatezza del sistema e che il *capacity market* sia necessario per evitare dismissioni ulteriori (o rimpiazzarle con capacità nuova) negli anni successivi che potrebbero generare una situazione di inadeguatezza.

⁵ Deliberazione 261/2018/R/eel: "Modifiche e integrazioni ai criteri e alle condizioni per la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica introdotto dall'Autorità con deliberazione ARG/ELT 98/11" dell'11 aprile 2018.

definisce il disegno (aggiornando la precedente 98/11⁶).

È necessario però che il Ministro dello Sviluppo Economico approvi la disciplina, ma a questo punto pesa molto l'incertezza politica: prolungandosi la situazione di stallo nella formazione del governo, si mette a rischio la possibilità di arrivare finalmente alla partenza del meccanismo, quando la situazione sembrava ormai sbloccata visto l'ok della Commissione.

Nella speranza che la situazioni si sblocchi, è necessario comunque che tutti procedano parallelamente per farsi trovare pronti a una partenza delle aste con minimo preavviso (i 60 giorni che sono previsti per la pubblicazione delle informazioni rilevanti ai fini dell'asta): Terna dovrà preparare lo studio di adeguatezza e stimare la curva di domanda per i prossimi dieci anni; l'Autorità è chiamata a dare un parere sulla disciplina consultata da Terna, approvare il regolamento per la partecipazione delle unità di consumo e definire i parametri economici finali del meccanismo; gli operatori dovranno richiedere le garanzie necessarie e prepararsi alla partecipazione a un mercato nuovo, che presenta aspetti ancora incerti.

⁶ Delibera ARG/elt 98/11: "Criteri e condizioni per la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica, ai sensi dell'articolo 2 del decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379" del 22 luglio 2011.

NUOVE TECNOLOGIE E REGOLE PER LA REGOLAZIONE PRIMARIA DI FREQUENZA

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 300/2017/R/eel](#)
- [Delibera 574/2014/R/eel](#)
- [Allegato A.15 Codice di Rete](#)
- [Regolamento europeo 2016/61](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Rinnovabili elettriche: nuovi incentivi e strumenti per favorire la market parity](#) (Newsletter 219)
- [MSD e sbilanciamenti: continua la riforma del mercato](#) (Newsletter 210)

Un nuovo progetto pilota consente alle unità rilevanti delle zone continentali di adempiere all'obbligo di asservire l'1.5% della potenza massima al servizio di regolazione primaria della frequenza integrando sistemi di accumulo. La remunerazione dell'investimento è basata sull'incremento di profitto ottenibile massimizzando la potenza offerta sui mercati. Dati i costi attuali delle batterie, le stime di REF-E applicate a unità convenzionali indicano la possibilità di pay-back entro il tempo di vita utile del sistema di accumulo. Altra misura potenzialmente rilevante, è la modifica da parte di Terna del Codice di Rete che introduce obbligo per gli impianti eolici di essere predisposti a fornire al sistema inerzia attiva per contrastare transitori di sotto-frequenza e regolazione della potenza attiva in funzione della frequenza.

BATTERIE PER LA RISERVA PRIMARIA: AL VIA IL PRIMO PROGETTO PILOTA

A inizio maggio Terna ha proposto un progetto pilota per la fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza nelle zone continentali mediante sistemi costituiti da Unità di Produzione Rilevanti (UPR, con potenza efficiente massima non inferiore a 10 MW) e accumuli in esse integrati. Tali sistemi vengono definiti Unità di Produzione Integrate (UPI). I progetti pilota sono lo strumento individuato dal regolatore per avviare il processo di ampliamento delle risorse che accedono ai mercati di dispacciamento in vista di una maggiore richiesta di flessibilità a seguito della crescita delle rinnovabili (Delibera 300/2017). Su questa base, è già stato avviato un primo progetto, sempre presentato da Terna, per consentire la partecipazione delle unità di produzione rilevanti non abilitate al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (Newsletter 219) e che ha fatto aperto l'MSD anche alle fonti rinnovabili non programmabili.

Il servizio di regolazione primaria, secondo le attuali regole del Codice di Rete, è fornito obbligatoriamente da tutte le UPR, a eccezione di quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili. Le UPR localizzate nel continente e in Sicilia, devono garantire una riserva non inferiore all'1.5% della potenza efficiente massima dell'unità stessa. Le UPR in Sardegna e quelle in Sicilia nei periodi in cui è programmata l'apertura dell'interconnessione con il continente sono invece obbligate a fornire una semi-banda di regolazione pari al 10% della potenza massima.

La partecipazione al progetto pilota, affidando il compito di fornire il servizio obbligatorio al sistema di accumulo, consente all'UPR di incrementare il valore di potenza massima che può essere offerta nei mercati dell'energia dell'1.5%.

RICHIESTO UN SERVIZIO DI DURATA NON INFERIORE AI 30 MINUTI

Secondo le specifiche richieste da Terna, il sistema di accumulo, per poter fornire il servizio di riserva primaria, deve essere in grado di scambiare con la rete un valore di potenza pari alla potenza qualificata (ovvero il valore di potenza attiva dichiarata in fase di qualificazione dell'UPI) per un intervallo di tempo non inferiore ai 30 minuti e con un tempo di risposta pari a un secondo. Questo implica che il *c-rate*¹ dovrà essere non superiore a 2 h⁻¹. Il servizio di regolazione primaria potrà essere prestato, per 5 anni a partire dalla data di avvio del progetto pilota.

Una prima rilevante differenza per la fornitura del servizio di riserva alle rete, rispetto al caso che il servizio sia fornito da una UPR, è che in presenza di più eventi consecutivi di sovra e sotto-frequenza il sistema di accumulo potrebbe avere uno stato di carica non compatibile con la fornitura del servizio richiesto, dato che il sistema di accumulo necessita di essere ricaricato. In tal caso l'utente del dispacciamento potrà attivare il margine di riserva primaria sulla UPR (o su una delle altre unità di produzione rilevanti costituenti l'impianto, chiamate "UP Compensatrici"). Inoltre, alternativamente, i gruppi di generazione associati all'UPR potranno ripristinare lo stato di carica del sistema di accumulo al fine di permettergli la successiva erogazione del servizio di regolazione primaria.

¹ Il *c-rate* è il rapporto tra potenza ed energia di un sistema di accumulo. Un *c-rate* equivalente a 4 implica una batteria con potenza 4 volte superiore all'energia, ovvero a una batteria in grado di caricare/scaricare a piena potenza in 15 minuti. In caso di *c-rate* maggiori di 1, si parla di sistemi di accumulo *power intensive*, adatti a regolazione di frequenza.

TAG

electricity, network regulation

La fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza deve essere garantita dalla UPI in qualunque condizione di funzionamento (sia condizioni normali che condizioni di emergenza), come già previsto dall'Allegato A.15 del Codice di Rete.

Per questo progetto pilota Terna accetterà le richieste di partecipazione fino al raggiungimento del quantitativo di 30 MW di potenza qualificata cumulata (tale quantitativo potrà eventualmente essere incrementato durante il periodo di applicazione del regolamento). La conformità della richiesta dovrà essere verificata da Terna entro 20 giorni lavorativi dalla sua ricezione, e in caso di esito positivo l'utente sarà tenuto a completare l'installazione e posa in opera del sistema di accumulo entro e non oltre 180 giorni. Successivamente sarà concordato con Terna il calendario delle prove tecniche che riguarderanno i seguenti test:

- prova al massimo carico: l'UPI dovrà essere in grado di erogare stabilmente il valore di potenza risultante per almeno 15 minuti consecutivi con tempo di risposta pari a 1 secondo
- prova in condizioni normali di esercizio e prova in condizioni di emergenza
- prova di carica, scarica e curva di *capability* del sistema di accumulo.

I SISTEMI DI ACCUMULO DOVRANNO ESSERE MONODIREZIONALI E POST PRODUZIONE

Per poter partecipare al progetto pilota, la potenza qualificata deve essere non superiore all'1.5% della potenza efficiente della UPR e non superiore al valore di potenza nominale del sistema di accumulo dell'UPI. Inoltre, il sistema deve essere caratterizzato da uno statismo equivalente a quello dell'UPR a cui è associato.

Il sistema di accumulo insito nell'UPI deve essere in grado di fornire il servizio di regolazione primaria di frequenza assorbendo e rilasciando al punto di connessione con la rete elettrica il valore di potenza attiva dichiarata in fase di qualificazione dell'UPI. Per poter partecipare al progetto pilota i sistemi di accumulo dovranno soddisfare due particolari condizioni definite ai sensi della Delibera 574/2014. In particolare, dovranno essere "monodirezionali", ovvero dovranno poter assorbire energia solo dai gruppi di generazione associate alla UPR e non dalla rete elettrica, e dovranno essere "post produzione", ovvero dovranno essere installati nella parte di impianto compresa tra il misuratore dell'energia elettrica prodotta (ai morsetti del generatore) e il misuratore dell'energia elettrica prelevata e immessa (punti di connessione alla rete elettrica). Entrambe le condizioni vengono introdotte nella prima fase implementativa e potrebbero essere rimosse in fasi successive.

LE UPI CONTINUERANNO A PARTECIPARE A MGP/MI E A MSD

La partecipazione al progetto pilota non costituisce un vincolo alla partecipazione da parte della stessa unità di produzione al progetto pilota per la partecipazione al mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) delle unità di produzione rilevanti non già abilitate (la cui consultazione si è chiusa il 23 aprile).

Gli utenti del dispacciamento titolari di UPI continueranno a partecipare ai mercati dell'energia e al mercato dei servizi ancillari (obbligatoriamente o facoltativamente in funzione del tipo di UPR), mantenendo lo stesso meccanismo di valorizzazione degli sbilanciamenti previsto per l'UPR e restano soggetti a tutti i diritti e obblighi ai fini della partecipazione al MSD della UPR.

Ai fini della partecipazione al mercato elettrico, la UPI sarà caratterizzata dai medesimi assetti dell'UPR esistente, più ulteriori assetti di funzionamento quanti sono gli assetti delle UPR ai quali è possibile abbinare il funzionamento del sistema di accumulo.

POTENZIALE RECUPERO DELL'INVESTIMENTO ENTRO IL TEMPO DI VITA UTILE DELLA BATTERIA

Le opportunità potenziali derivanti dall'accoppiamento di una UPR e un sistema di accumulo sono connesse ai margini economici derivanti da un'offerta sui mercati di un ammontare addizionale di potenza pari all'1.5% della potenza massima della UPR (corrispondente alla semi-banda riservata alla riserva primaria).

Nel seguito è proposto un approccio di calcolo per eseguire la valutazione economica

dell'investimento nel sistema di accumulo e il corrispondente *pay-back period*.

La valutazione è stata effettuata per un caso di riferimento corrispondente a una UPR a ciclo combinato ipotetica, avente un dispacciamento e dei risultati sui mercati in linea con la media del parco a ciclo combinato italiano sulla base dei dati storici (a tal fine sono stati analizzati ed elaborati i dati storici orari di potenza offerta/accettata e di prezzo offerto/percepito sui mercati del giorno prima (MGP), infragiornaliero (MI), dei servizi di dispacciamento (MSD) e di bilanciamento (MB), relativi al periodo Gennaio 2016 - Dicembre 2017, per le UP a ciclo combinato del parco italiano).

Per calcolare l'incremento di margini economici ottenibili in accoppiamento a un sistema di accumulo sono state esaminate le ore in cui la potenza accettata sui mercati risulta uguale alla potenza massima e alla potenza minima, ed è stato ipotizzato che l'UPR immetta sul mercato, in aggiunta alle quantità storiche, la semi-banda di riserva primaria a salire e a scendere. Tali quantità sono state valorizzate al prezzo di mercato percepito (quindi assumendo che la diversa quantità offerta non alteri gli esiti del mercato).

Il margine dell'UPR, sia con sistema di accumulo sia senza, è calcolato come differenza tra ricavi totali e costi variabili (intesi come costo del combustibile, della logistica e dell'ETS), alla potenza dispacciata sui mercati.

Nel periodo considerato (Gennaio 2016 - Dicembre 2017), il margine medio addizionale, nel caso campione considerato, è stato di circa 7 €/MWh.

Assumendo che in prospettiva i margini addizionali possano rimanere allineati a quelli valutati in base ai dati storici, è stato stimato il tempo di recupero dell'investimento nel sistema di accumulo. Una valutazione più fine potrebbe essere basata sulla simulazione (con strumenti adeguati a rappresentare con accuratezza il dettaglio modellistico dei mercati e dell'impianto di generazione) nello scenario prospettico del dispacciamento e dei risultati economici sulle varie fasi di mercato dell'impianto di interesse nello scenario di mercato futuro.

Il sistema di accumulo elettrochimico è stato dimensionato al fine di soddisfare i requisiti richiesti dal progetto pilota: è stato considerato un sistema di accumulo di capacità equivalente pari all'1.5% della potenza massima della UPR (arrotondata al multiplo intero di 1 MW) e con un *c-rate* uguale a 2 h⁻¹.

I costi del sistema di accumulo assunti in base alle stime più recenti reperibili in letteratura tecnica per l'Italia pari a 350 €/kWh a cui sono stati aggiunti 150 €/kW per l'elettronica di potenza, incrementati del 20% ipotizzando verosimilmente un DoD² dell'80%. Inoltre sono stati considerati i costi di integrazione e di smantellamento, assumendoli pari rispettivamente al 7% e al 3% dei costi totali di installazione, e i costi di O&M, ipotizzandoli pari al 2% all'anno dei costi di investimento.

Nel caso campione esaminato, il *pay-back period* del sistema di accumulo risulta di circa 8 anni (tempo superiore a quello per cui può fornire il servizio di regolazione primaria all'interno del progetto pilota).

Supponendo, dato il DoD considerato, che la batteria possa mantenere le proprie prestazioni fino a 8,000 cicli completi di carica e scarica e ipotizzando che non compia più di 1,000 cicli all'anno (ovvero non più di 2-3 cicli completi al giorno), il tempo di ritorno dell'investimento stimato appare compatibile con la vita utile della batteria. Non essendo pubblici i profili storici di regolazione primaria, non è possibile valutare se 1,000 cicli sono compatibili con la fornitura dei servizi.

REGOLAZIONE DI FREQUENZA E DI INERZIA OBBLIGATORIA PER GLI EOLICI

Sempre nell'ambito della regolazione di frequenza, Terna nel mese di marzo ha messo in consultazione alcune versioni aggiornate del Codice di Rete, una delle quali riguarda l'Allegato A.17 relativo a "Centrali eoliche: condizioni generali di connessione alle reti AT sistemi di protezione regolazione e controllo". Le modifiche rispondono all'esigenza di aggiornare le prescrizioni richieste agli impianti eolici da connettere alla reti in Alta Tensione (AT) e dalla prossima implementazione del Regolamento europeo 2016/61 del 14 aprile 2016 che istituisce un codice di rete europeo relativo ai requisiti per la connessione dei generatori alla rete (*Requirements for Generators - RfG*). I moderni

² Il DoD (*Depth of Discharge*) corrisponde all'energia, in percentuale, che viene utilizzata in fase di carica e scarica. Solitamente, più basso è il DoD maggiore la durata della batteria nel tempo.

aerogeneratori attualmente in commercio sono tecnicamente già in grado di realizzare i servizi e le regolazioni richieste dai RfG.

Due i requisiti richiesti:

- l'obbligo per gli impianti eolici di essere predisposti per fornire su richiesta del Gestore di rete un servizio di inerzia attivo in caso di transitori di sotto-frequenza
- la possibilità di regolazione della potenza attiva in funzione della frequenza; in particolare viene richiesta una regolazione intorno alla frequenza nominale (*Frequency Sensitive Mode - FSM*), una regolazione in sotto-frequenza (*Limited Frequency Mode Under-Frequency - LFSM-U*) e una regolazione in sovra-frequenza (*Limited Frequency Mode Over-Frequency - LFSM-O*).

Per quanto riguarda la FSM, agli impianti eolici è richiesta una predisposizione per poter fornire una regolazione primaria di frequenza con modalità analoga ai gruppi rotanti convenzionali intorno alla frequenza nominale nel range 49.8 Hz – 50.2 Hz. Si richiede che sia possibile asservire a tale servizio una banda di regolazione simmetrica a salire e a scendere di ampiezza compresa fra 1.5% - 10 % del valore della potenza nominale disponibile. Il tempo di erogazione di tale riserva dovrà essere inferiore a 2 secondi e l'attivazione del servizio deve avvenire senza ritardi intenzionali.

Relativamente alle regolazione LFSM-U gli impianti eolici dovranno essere predisposti per poter fornire supporto nei transitori di sotto-frequenza erogando tutto il margine in incremento disponibile al superamento della soglia di sotto-frequenza. Analogamente, per la regolazione LFSM-O gli impianti eolici dovranno essere predisposti per poter fornire supporto nei transitori di sovra-frequenza riducendo la potenza immessa in rete in funzione dell'entità di errore. L'attivazione dei servizi deve avvenire nel minor tempo possibile senza ritardi intenzionali e il tempo di erogazione di tale riserva dovrà essere inferiore a 10 secondi.

La richiesta di un servizio di inerzia attivo in caso di transitori di sotto-frequenza nasce dall'incremento della quota delle fonti rinnovabili non programmabili nel *mix* produttivo, che comporta, in prospettiva, una riduzione dell'inerzia rotante dei generatori convenzionali capace di contrastare la deviazione della frequenza dai valori nominali. Il sistema di controllo degli aerogeneratori dovrà prevedere un anello di regolazione che permetta, in funzione dello scostamento della frequenza di rete rispetto ai valori nominali, l'erogazione di una risposta inerziale. Nello specifico, per un tempo predefinito dovranno essere erogati valori di potenza più elevati a spese di una minore velocità di rotazione o variando l'angolo di *pitch*³. Anche in questo caso l'attivazione del servizio deve avvenire nel minor tempo possibile senza ritardi intenzionali.

In considerazione dei tempi di risposta necessari al contenimento del possibile degrado di frequenza, le azioni descritte non possono essere effettuate manualmente dall'operatore ma devono essere attuate da sistemi automatici che monitorano la frequenza di rete.

³ Angolo di incidenza delle pale della turbina eolica. Normalmente al raggiungimento della potenza nominale, e fino al raggiungimento della velocità di rotazione massima, si utilizzano angoli di *pitch* diversi da zero per limitare la potenza erogata al valore nominale.

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 856/2017/R/eel](#)
- [Terna - Piano di Sviluppo 2018](#)

PIANO DI SVILUPPO 2018: LE CONGESTIONI INTERZONALI RIMANGONO UN PROBLEMA, GLI OBIETTIVI SEN RICHIEDONO NUOVI INVESTIMENTI

Il Piano di Sviluppo 2018 evidenzia lo stato della rete e le necessità di nuovi interventi di potenziamento. Gli scenari considerati sono quelli europei e quello delineato nella SEN e l'analisi prospettica evidenzia il perdurare, se non il potenziale peggioramento, delle congestioni interzonali. Gli obiettivi di decarbonizzazione della SEN richiedono ulteriori interventi, in particolare per il collegamento con le isole.

Il Piano di Sviluppo (PdS) della rete elettrica 2018 aumenta la quantità di analisi e informazioni che corredano le scelte dei nuovi interventi di sviluppo della rete. Come per il PdS 2017 a ogni intervento viene applicata l'analisi costi benefici e, in ottemperanza alla delibera 856/2017, è presente anche un documento di descrizione degli scenari utilizzati nella valutazione degli interventi. Gli scenari adottati sono quelli realizzati nell'ambito del *Ten Year Development Plan* (TYNDP) di ENTSO-E oltre allo scenario in linea con gli obiettivi della SEN. Il confronto delle assunzioni principali degli scenari evidenzia l'ambizione degli obiettivi della SEN e il loro impatto sul sistema elettrico con la necessità di alcuni sviluppi ad-hoc a partire da un nuovo cavo che colleghi Sardegna, Sicilia e il Continente. D'altra parte tutti gli scenari sottolineano il persistere, se non il potenziale peggioramento, delle congestioni interzonali a partire dagli scambi tra Centro Sud e Centro Nord per i quali il PdS 2018 introduce la possibilità di sviluppare un nuovo cavo HVDC di 1,000 MW. Con questo articolo si prova a evidenziare gli aspetti principali degli scenari considerati e delle analisi prospettiche che ne derivano, oltre a riportare i principali sviluppi previsti per i prossimi anni.

GLI SCENARI DI EVOLUZIONE SONO QUELLI DEL TYNDP 2018 PIÙ LO SCENARIO COERENTE CON LA SEN

Per la valutazione degli interventi del PdS, Terna ha utilizzato tre scenari alternativi di evoluzione del settore energetico, due dei quali, *Sustainable Transition* (ST) e *Distributed Generation* (DG), basati sulle visioni proposte e discusse nel TYNDP 2018, il terzo, scenario (SEN), allineato agli obiettivi presentati nella Strategia Energetica Nazionale approvata lo scorso anno e che prevede il completo *phase-out* dal carbone al 2025. Il processo di definizione degli scenari per il TYNDP è stato per la prima volta coordinato tra ENTSO-E e ENTSO-G in modo da avere delle visioni coerenti e allineate su cui basare il processo di pianificazione degli interventi prioritari per le reti europee dell'elettricità e del gas. Gli scenari elaborati identificano l'evoluzione del sistema energetico europeo nel breve-medio termine (2020, 2025) e nel lungo e lunghissimo termine (2030 e 2040). Per il breve-medio termine solo uno scenario, "Best Estimate", è stato elaborato, con un'unica sensitività al 2025: sono stati considerati infatti dei prezzi delle *commodities* tali per cui il carbone risulti ancora più conveniente del gas e viceversa. Per il lungo e lunghissimo termine sono state invece elaborate tre diverse evoluzioni del sistema energetico che raggiunge diversi livelli di decarbonizzazione. Gli scenari ST e DG si differenziano principalmente per un diverso tasso di crescita economica che consente un diverso grado di penetrazione delle tecnologie più avanzate ed efficienti nel sistema economico.

Lo scenario ST prevede un contesto di crescita economica moderata con un'evoluzione del sistema energetico europeo verso il raggiungimento degli obiettivi al 2030 stimolato principalmente da *policy makers*, incentivi statali e ruolo dell'ETS. La domanda elettrica e gas risultano costanti o in lieve aumento con andamenti diversi a seconda dei settori. In particolare il gas risulta in aumento nel settore dei trasporti e in quello di produzione dell'energia elettrica e in calo in ambito domestico per le misure di efficienza energetica e il ricorso a pompe di calore, limitato però agli edifici di nuova costruzione. I veicoli elettrici crescono lievemente, mentre il leggero aumento dei consumi elettrici viene soddisfatto da impianti a gas e rinnovabili che coprono anche il calo di produzione a carbone, resa meno competitiva dall'aumento del prezzo della CO₂.

Lo scenario DG incorpora invece un'ipotesi di maggiore intervento e responsabilizzazione dei consumatori finali che, grazie anche a un contesto di forte crescita economica, adottano il ruolo di *prosumers*. Si ottiene così una forte diffusione di veicoli elettrici e dell'uso del GNL per il trasporto pesante, dell'utilizzo delle pompe di calore e, grazie al progresso tecnologico e alla riduzione dei costi, si diffonde l'uso delle batterie in

TAG

electricity, energy policy, network regulation

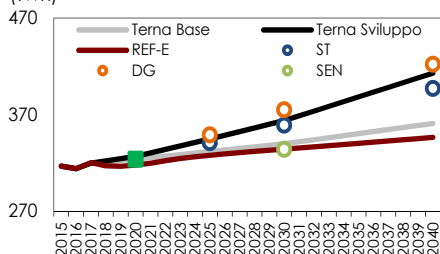
ambito domestico e commerciale. La generazione di energia elettrica si orienta verso impianti di piccole dimensioni e un maggior ricorso a impianti rinnovabili. La domanda elettrica è in aumento, ma con grosse differenze a seconda dei settori.

Il terzo scenario considerato da Terna è coerente con la SEN approvata lo scorso anno e quindi incorpora gli obiettivi individuati dalla Strategia nazionale. In particolare, quelli che impattano maggiormente sul sistema elettrico sono la copertura del 55% dei consumi elettrici da parte di fonti rinnovabili e l'effetto delle politiche di efficientamento che, rispetto a uno scenario base senza interventi specifici, porterebbero a una riduzione dei consumi energetici finali di 10 Mtep con conseguente contenimento dei consumi elettrici che infatti presentano il valore inferiore tra gli scenari considerati da Terna.

Gli scenari utilizzati da Terna sono: per il 2020 la "Best Estimate" del TYNDP, per il 2030 le *vision* ST, DG e lo scenario SEN mentre per il 2025 sono stati ottenuti due scenari interpolando "Best Estimate" con ST e DG.

Per quanto riguarda la previsione della domanda, Terna ha inoltre pubblicato degli scenari di sensitività (Base e Sviluppo) sviluppati autonomamente e in ottemperanza alle ultime disposizioni previste dalla delibera 856/2017. Queste stime non sono state utilizzate nella valutazione dei progetti di sviluppo, ma incorporano analisi e previsioni più dettagliate e focalizzate sul sistema elettrico italiano.

FIGURA 1. CONFRONTO TRA LE PREVISIONI DI DOMANDA ELETTRICA REF-E E TERNA (PDS 2018) (TWh)



Fonte: previsioni REF-E ed elaborazioni REF-E su dati Piano di Sviluppo Terna 2018

Confrontando i diversi scenari presentati nel Piano e l'ultimo scenario REF-E disponibile (**Figura 1**) si osserva che i dati del TYNDP risultano più elevati degli altri scenari, in linea con le stime di Terna dello scenario Sviluppo. Il tasso di crescita degli scenari ST e DG risulta rispettivamente di 1.0% e 1.5%, mentre lo scenario SEN risulta più contenuto e il tasso di crescita della domanda è dello 0.3%. I valori di richiesta elettrica al 2030 rientrano in un intervallo di 40 TWh tra lo scenario SEN e quello DG, mentre le *sensitivity* proposte da Terna si attestano a 340 TWh scenario Base e 364 TWh per lo scenario Sviluppo. Confrontando i dati con le ipotesi REF-E dello scenario *Reference I-2018* di ultima pubblicazione si osserva che i dati considerati da Terna nel PdS 2018 sono più alti, con il valore dello scenario che incorpora gli obiettivi della SEN vicino¹ al valore di REF-E.

TABELLA 1. SINTESI DELLE PRINCIPALI IPOTESI DI SCENARIO DEL PIANO DI SVILUPPO DI TERNA

Indicatore	PdS 2018					
	2020	2025	2030	2020	2025	2030
		ST	DG	ST	DG	SEN
Crescita domanda elettrica*	0.4%	1.0%	1.5%	1.0%	1.4%	0.3%**
Domanda elettrica (TWh)	324	341	349	359	375	334
Capacità fotovoltaica (GW)	21.1	23.2	33.9	25.4	46.6	60.0
Capacità eolica (GW)	11.2	13.8	13.7	16.2	16.2	18.0
Capacità idroelettrica (GW)	22.1	22.1	22.1	22.1	22.1	22.0
Capacità altre FER (GW)	-	-	-	5.0	5.0	4.0
Copertura CIL con FER	37%	38%	38%	38%	44%	55%
Capacità termoelettrica (GW)	-	-	-	50.0	45.0	50.0
Import netto dall'estero (TWh)	-	-	-	38.2	63.0	30.0
Prezzo CO2 (€/tonCO2)	14	51	34	84	50	27

* Tassi medi annui ** Crescita media tra il 2020 e il 2030

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Piani di Sviluppo Terna 2018

Per quanto riguarda la capacità rinnovabile installata gli scenari considerati si distinguono soprattutto per l'evoluzione della capacità fotovoltaica (**Tabella 1**). Già al 2025 la differenza tra gli scenari del TYNDP è di oltre 10 GW (23 GW per ST contro i 34 di DG) e al 2030 l'intervallo si amplia ulteriormente con un minimo di 25 GW per lo scenario ST e un massimo di 60 GW per lo scenario SEN. Le ipotesi REF-E sono in linea con lo scenario DG, con una capacità fotovoltaica che sfiora i 50 GW al 2030. La capacità eolica risulta invece allineata nelle tre *vision* e anche nelle ipotesi REF-E: al 2030 la capacità prevista varia tra i 16.2 GW degli scenari TYNDP ai 18 GW dello scenario SEN con REF-E che ipotizza un installato totale di 16.6 GW.

Le ipotesi di evoluzione della capacità rinnovabile sottintendono un diverso *target* di copertura del fabbisogno elettrico al 2030. Lo scenario ST risulta quello con la minore penetrazione di rinnovabili e una copertura del 38% dei

consumi elettrici lordi, rimanendo sostanzialmente costante tra il 2020 e il 2030, nello scenario DG le rinnovabili raggiungono il 44% dei consumi, mentre la SEN prevede un obiettivo più elevato e sfidante con il 55% coperto da produzione rinnovabile. Lo scenario di REF-E si colloca tra l'obiettivo SEN e quello DG con una copertura dei consumi interni lordi pari al 48% al 2030.

L'evoluzione della capacità termoelettrica si differenzia più per il *mix* di impianti che per il totale della capacità installata. Lo scenario SEN incorpora il completo *phase-out* dal carbone nel 2025 e di conseguenza i 50 GW di capacità termoelettrica sono costituiti totalmente da impianti a gas. Parte della capacità a carbone rimane invece disponibile negli altri due scenari, 6 GW nel ST e 3 GW nel DG, nonostante un prezzo della CO2 in forte aumento che lascia, quindi, presumere uno scarso utilizzo della capacità a carbone penalizzata dai costi ambientali. Gli scenari del TYNDP assegnano

¹ Il valore riportato nel PdS 2018 come domanda elettrica dello scenario SEN sembra piuttosto il dato di consumo interno lordo. Secondo le stime REF-E, il dato di domanda elettrica coerente con il dato sulla produzione rinnovabile previsto dalla SEN e con l'obiettivo di copertura del 55% del CIL si dovrebbe attestare intorno ai 320 TWh.

al mercato ETS un ruolo decisivo nella transizione verso la decarbonizzazione con un prezzo della CO₂ molto superiore a quello dello scenario SEN o previsto da REF-E: il valore massimo è raggiunto nello scenario ST con 84 €/ton, 50 €/ton per lo scenario DG, quasi il doppio dell'ipotesi incorporata nella SEN e da REF-E. Infine, i flussi con l'estero rimangono in linea con i valori attuali nello scenario ST, mentre aumentano notevolmente nello scenario DG. Il risultato è abbastanza sorprendente considerando che in entrambe le visioni la capacità nucleare francese si riduce sensibilmente (dai 63 GW attuali ai 38 GW del 2030 in entrambi gli scenari TYNDP). Nello scenario REF-E e anche in quello SEN i flussi risultano in diminuzione rispetto ai valori attuali proprio in risposta alle politiche di graduale riduzione della capacità nucleare francese.

DALL'ANALISI DEGLI SCENARI EMERGONO LE NECESSITÀ DI RINFORZO DELLA RETE

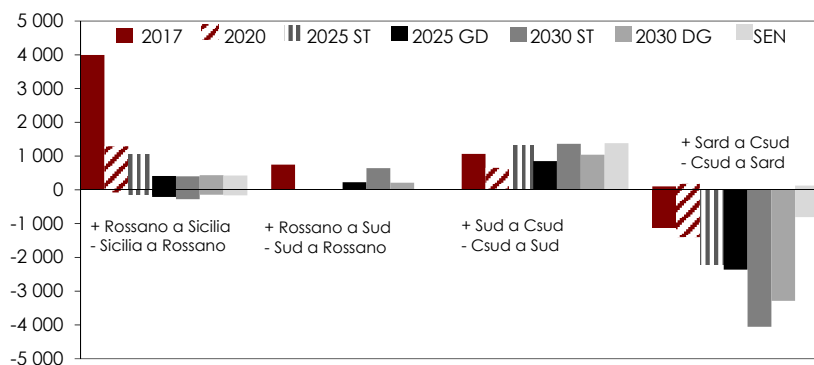
L'identificazione degli scenari e la loro analisi è necessaria all'individuazione degli interventi di sviluppo e adeguamento della rete elettrica e alla valorizzazione dei loro benefici sul sistema. Gli interventi previsti possono avere diversi impatti positivi sul sistema elettrico che vanno dal garantire la sicurezza e l'affidabilità della rete al potenziamento della capacità di interconnessione con l'estero e alla riduzione delle congestioni interzonali e i limiti del mercato, nonché alla piena integrazione e utilizzo delle fonti rinnovabili. Per quanto riguarda le congestioni intrazonali (**Figure 2 e 3**), l'analisi degli scenari a rete attuale evidenzia un netto aumento tendenziale delle ore di congestione tra Centro Sud e Centro Nord, situazione che potrebbe ulteriormente aggravarsi in presenza dell'import dal Montenegro. L'aumento di capacità rinnovabile installata nel Sud Italia determina la crescita dei flussi verso Nord che, in assenza di rinforzi alla rete di trasmissione, trovano sulla sezione CSUD-CNOR il primo vincolo limitante. Risulta perciò prioritario il rinforzo su questa sezione e, in generale, sull'asse Sud-Nord in modo tale da poter veicolare la produzione rinnovabile verso i centri di consumo, inoltre, in caso di riduzione delle importazioni come nello scenario SEN, i flussi verso Nord potrebbero ulteriormente intensificarsi, aumentando le congestioni tra Centro Nord e Nord. Anche i collegamenti con la Sardegna, e in particolare gli scambi con il Centro Sud, potrebbero aumentare il numero di congestioni soprattutto

in un'evoluzione in linea con le previsioni del TYNDP per le quali la produzione a carbone dell'isola rimarrebbe in funzione ma risultando meno conveniente della produzione a gas e quindi creando un maggiore ricorso alle importazioni dal continente. Questa situazione non si verifica nello scenario SEN in quanto la capacità a carbone dismessa viene rimpiazzata da impianti a gas ad alto rendimento. Il collegamento tra Sicilia e Sud risulta invece molto meno congestionato nell'evoluzione futura, ma, come sottolinea la stessa Terna, il livello di congestione attuale è influenzato dalle strategie di alcuni operatori in Sicilia mentre i risultati dei modelli di simulazione rispecchiano una situazione di concorrenza perfetta nelle strategie degli operatori.

Per quanto riguarda gli scambi con l'estero, le simulazioni indicano il permanere del differenziale tra il prezzo italiano e quello dei paesi confinanti, indicando la profittabilità di un aumento della capacità di scambio con l'estero con l'obiettivo.

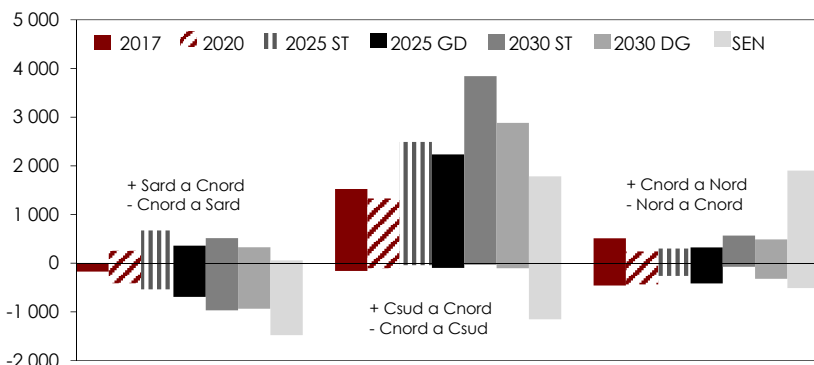
Un'ulteriore aspetto analizzato nei diversi scenari è l'evoluzione della domanda residua. L'aumento previsto di produzione eolica e fotovoltaica comporta una richiesta di maggiore flessibilità del sistema: da una parte per coprire una domanda residua sempre più bassa nelle ore centrali della giornata e una rampa di carico più accentuata nelle ore serali e dall'altra per ridurre il rischio di *curtailment*

FIGURA 2. ORE DI SATURAZIONE NEI DIVERSI SCENARI DEL PIANO DI SVILUPPO



Fonte: Piano di Sviluppo Terna 2018

FIGURA 3. ORE DI SATURAZIONE NEI DIVERSI SCENARI DEL PIANO DI SVILUPPO



Fonte: Piano di Sviluppo Terna 2018

della produzione rinnovabili. L'*overgeneration* rinnovabile aumenta in tutti gli scenari considerati, arrivando fino a 15 TWh/anno nello scenario SEN. L'aumento della capacità di scambio tra le zone e con l'estero, unito alla realizzazione di nuovi sistemi di accumulo e allo sviluppo del mercato di bilanciamento transfrontaliero permette di ridurre l'*overgeneration*.

GLI INTERVENTI PREVISTI E I BENEFICI PER IL SISTEMA

Il piano minimo delle realizzazioni per il triennio 2018-2020 prevede un totale di 33 opere. Quelle di maggior rilevanza per il loro impatto sulla capacità di scambio delle zone e sul *curtailment* della produzione rinnovabile sono riportate nella **Tabella 2**.

In particolare si osserva che è confermato l'avvio della linea Piossasco-Grand'Ile nel 2019 e parte del nuovo collegamento tra Italia e Austria, con il suo completamento previsto nel 2023. Anche l'avvio di parte del collegamento con il Montenegro è confermato nel 2019 anche se non rientra nel piano minimo delle realizzazioni. La capacità di interconnessione con l'estero dovrebbe quindi aumentare di circa 2 GW entro il 2020, mentre il totale dei progetti di interconnessione presenti nel Piano di Sviluppo consente un aumento di ulteriori 4 GW tra il 2020 e il 2030, con rinforzi su tutta la frontiera Nord e l'aggiunta del collegamento con la Tunisia con il completamento previsto nel 2025.

Il resto delle opere del piano minimo delle realizzazioni riguarda alcune opere relative a interventi concentrati nelle regioni del Sud con i principali benefici per il sistema legati all'aumento della capacità interzonale Sud-Centro Sud e all'aumento della *hosting capacity* della rete rispetto alla produzione rinnovabile.

L'aumento dei limiti di transito previsto dal PdS è riportato in **Tabella 3** insieme agli interventi che lo determinano. Coerentemente con l'analisi precedentemente presentata l'aumento più consistente è quello tra Centro Sud e Centro Nord (+1,300 MW) seguito dalla sezione Sud-Centro Sud. Il principale contributo al rinforzo della capacità di transito nel centro Italia è il cavo HVDC Villanova-Fano (+1,000 MW) nuovo progetto inserito per la prima volta nel PdS. Un altro nuovo progetto è il collegamento, sempre HVDC, tra Sardegna, Sicilia e Continente. Il progetto prevede un cavo tra il Sud della Sardegna e la Sicilia e un successivo collegamento tra Sicilia e Continente². Il progetto è particolarmente necessario nell'ottica dello scenario SEN di dismissione della capacità a carbone che caratterizza il parco di produzione termoelettrico in Sardegna. Dall'analisi costi benefici (ACB) proposta da Terna risulta chiaro come questo intervento dipenda in maniera più marcata dalle ipotesi che si considerano. Il Valore Attuale Netto³ (VAN)

² Non è stato ancora definito se il collegamento sarà con la zona Sud o Centro Sud.

TABELLA 2. OPERE DEL PIANO MINIMO DI REALIZZAZIONI NEL TRIENNIO 2018-2020

Regioni interessate	Codice PdS	Nome Intervento	Denominazione opera prevista	Data attesa realizzazione opera
Piemonte	3-P	Interconnessione Italia-Francia	Elettrodotto HVDC Piossasco-Grand'Ile	dic-19
			Stazione Conversione AC/DC Piossasco	dic-19
			Ulteriore attività ricomprese nelle opere principali	dic-19
Trentino Alto Adige	208-P	Elettrodotto 132/110 kV Prati di Vize (IT) – Steinach (AT)	Elettrodotto 132 kV Prati di Vize - Brennero - Steinach	dic-19
			Nuova SE Brennero con PST 132/110 kV	dic-19
Calabria, Sicilia	501-P	Elettrodotto 380 kV Sorgente-Rizziconi	Cavo 150 kV "Messina - Riviera - Villafranca"	dic-18
Campania, Puglia	502-P	Elettrodotto 380 kV Foggia – Benevento	Elettrodotto 380 kV Benevento II - Benevento III	dic-18
			Stazione 380/150 kV Benevento III	dic-18
			Raccordi in cavo 150 kV SE Benevento III	dic-18
			Ulteriori attività	dic-18
Campania, Puglia	505-P	Stazioni 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile nell'area tra Foggia e Benevento	Ampliamento SE Bisaccia e installazione PST	dic-19
Basilicata, Calabria	509-P	Riassetto rete nord Calabria	Dismissione della sezione a 220 kV di Rotonda e adeguamento della sezione a 150 kV	giu-18

Fonte: Piano di Sviluppo Terna 2018

³ Valore attualizzato dei benefici netti generati dall'investimento.

TABELLA 3. INCREMENTO DEI PRINCIPALI LIMITI DI TRANSITO TRA ZONE DI MERCATO (MW)

Sezione interzonale	2017	Sviluppo	Infrastruttura chiave	Primo PdS	Avvio Cantieri	Completamento
Nord a Centro Nord	4 000	+400	Calenzano-Colunga	2005	2019/2020	Lungo termine
Centro Nord a Nord	1 300	+400	Calenzano-Colunga	2005	2019/2020	Lungo termine
Centro Nord a Centro Sud	1 300	+1 300	Rete AAT/AT medio Adriatico	2003	2015	Lungo termine
			HVDC Villanova-Fano	2018	2025	Lungo termine
Centro Sud a Centro Nord	2 700	+1 300	Rete AAT/AT medio Adriatico	2003	2015	Lungo termine
			HVDC Villanova-Fano	2018	2025	Lungo termine
Sardegna a Centro Nord	300	+100	Sa.Co.I.3	2011	2021	2023
Sud a Centro Sud	4 600 ^(a)	+1 100 ^(b)	Foggia-Villanova	2007	2011	2024
			Deliceto-Bisaccia	2007	2009	Lungo termine
			Montecorvino-Avellino-Benevento	2004	2010	Lungo termine
Foggia a Sud	2 600 ^(a)	+500	Foggia-Villanova	2007	2011	2024
			Deliceto-Bisaccia	2007	2009	Lungo termine
Brindisi a Sud	5 300 ^(a)	+500	Foggia-Villanova	2007	2011	2024
			Deliceto-Bisaccia	2007	2009	Lungo termine
Rossano a Sud	2 450 ^(c)	+900	Riassetto rete nord Calabria	2007	2011	Lungo Termine
			Montecorvino-Avellino-Benevento	2004	2010	Lungo termine
Continente a Sicilia	0	+1 000	HVDC Continente-Sicilia-Sardegna	2018	2025	Lungo termine
Sicilia a Sardegna	0	+1 000	HVDC Continente-Sicilia-Sardegna	2018	2025	Lungo termine

I dati fanno riferimento alla situazione diurna invernale.

^(a) Con il sistema di teledistacco delle centrali dei Poli di Foggia e Brindisi e relative risorse completamente disponibili

^(b) Considerando, in aggiunta agli interventi citati relativi a linee 400 kV, anche l'installazione di PST per il controllo dei flussi di potenza nel nodo di Bisaccia

^(c) Con il sistema di teledistacco delle centrali del Polo di Rossano e relative risorse completamente disponibili

Fonte: Piano di Sviluppo Terna 2018

TABELLA 4. INTERVENTI PER FAVORIRE LA PRODUZIONE DA FONTI RINNOVABILI (GWh/anno)

Categoria	Intervento	Riduzione Overgeneration
Rinforzi rete primaria per la riduzione dei vincoli di esercizio	Elettrodotto 400 kV "Calenzano Colunga" e Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud-Centro Nord	3
	Elettrodotto 400 kV "Foggia Villanova"	2 710
	Elettrodotto 400 kV "Montecorvino-Avellino N-Benevento II"	non valorizzato
	Elettrodotto 400 kV "Deliceto-Bisaccia"	679
	Interventi rete AAT/AT in Calabria	1 064
Interventi di potenziamento e magliatura rete in AAT/AT	Rinforzi della rete di trasmissione nel Meridione (stazioni 400-150 kV e relativi raccordi alla rete 150 kV)	110

Fonte: elaborazione REF-E su Analisi Costi Benefici del Piano di Sviluppo 2018

risulta infatti negativo (-268 milioni di euro) se si considera lo scenario ST, mentre sale fino a circa 7 miliardi di euro considerando lo scenario SEN⁴.

Infine, Terna specifica gli interventi a supporto della produzione rinnovabile (Tabella 4) che riguardano la risoluzione delle criticità sulla rete a 150 kV a cui solitamente si collegano gli impianti da fonti rinnovabili e il potenziamento della rete AAT per ridurre la possibilità di congestioni che causano il mancato sfruttamento di tutta l'energia rinnovabile producibile.

Per ogni intervento è stato valutato, nell'ACB, la riduzione dei vincoli alla produzione rinnovabile intesa come capacità liberata e non più soggetta a rischi di limitazione da cui deriva una diminuzione di overgeneration. Considerando la totalità degli interventi presenti nel PdS e la valorizzazione dei loro benefici in termini di integrazione delle rinnovabili, si osserva che la riduzione di overgeneration varia si aggira intorno ai 5 TWh per entrambi gli scenari TYNDP. Tra i vari interventi quello che riporta il maggior beneficio per la riduzione del curtailment della produzione rinnovabile è l'elettrodotto "Foggia-Villanova" la cui realizzazione garantirebbe una maggiore produzione rinnovabile per circa 3 TWh/anno.

⁴ Va segnalato che i risultati dell'ACB svolta con le ipotesi dello scenario SEN sono presenti solo per il cavo Sardegna-Sicilia-Continente

MERCATO GNL

PRIME INDICAZIONI PER LA REGOLAZIONE PER LE RETI ISOLATE A GNL

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 216/2018/R/gas](#)
- [Delibera 324/2017/R/gas](#)
- [Delibera 704/2016/R/gas](#)
- [Dlgs 257/2016](#)
- [Dlgs 164/2000](#)
- [RTDG](#)
- [TIVG](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Politiche e regolazione per la metanizzazione della Sardegna](#) (Newsletter 214)

Gli indirizzi, limitati al tema dei costi delle infrastrutture di rete, seguono la scelta del legislatore di collocare le reti isolate di GNL fuori dal sistema della distribuzione del gas naturale e di definirne la regolazione tariffaria in analogia a quella delle reti isolate di gas diversi da quello naturale. In questa occasione riemergono le valutazioni di chi considera inadeguata la scelta del legislatore sia nella prospettiva di sviluppo delle reti distribuzione del gas naturale a livello nazionale, sia della metanizzazione della Sardegna che oggi è esclusa sia dagli ambiti sovraregionali per la perequazione tariffaria, che dagli ATEM. Il tema si collega anche a quello del tetto del riconoscimento in tariffa dei costi di capitale per le località in avviamento delle reti distribuzione del gas naturale.

IL QUADRO NORMATIVO

Lo sviluppo delle infrastrutture per la distribuzione del GNL è stato trattato dal legislatore italiano nell'ambito della normativa per i combustibili alternativi (Dlgs 257/2016 di recepimento della direttiva 2014/94/UE) estendendo il campo di intervento agli "altri usi", ulteriori al trasporto. La finalità di questa estensione è quella di sfruttare le nuove infrastrutture non solo per gli usi finali nei trasporti (stradale e marittimo), ma anche per le utenze industriali e civili non servite dalla rete del gas naturale. Le potenzialità di penetrazione del GNL, distribuito tramite autocisterne criogeniche che riforniscono depositi satellite a servizio di utenze industriali e civili *off-grid*, come individuate dal Quadro Strategico per il GNL, indicano per il 2030 una richiesta di tra 1 e 2 milioni di tonnellate per le utenze industriali, e tra 300,000 e 600,000 t per le utenze civili. In particolare, nel caso delle utenze civili *off-grid* lo scenario infrastrutturale previsto è quello della diffusione di reti di distribuzione di gas naturale isolate alimentate da depositi satellite di GNL dotati di impianti di vaporizzazione (o rigassificazione locale).

Il legislatore ha dunque introdotto una nuova fattispecie di rete di distribuzione del gas naturale¹, costituita dalle reti isolate di GNL, e ha compiuto in modo chiaro la scelta di tenerle fuori dagli ambiti nazionali di distribuzione gas e dalla regolazione connessa per il servizio di distribuzione misura e vendita. Per queste reti è dunque prevista una regolazione in linea con quella delle reti isolate alimentate da gas diversi dal gas naturale, in cui sono determinati i parametri e i criteri di calcolo per la remunerazione del servizio di distribuzione, misura e, limitatamente ai clienti vulnerabili, di vendita. La regolazione prevede dunque la definizione dei criteri per il prezzo finale in maniera simile a quanto previsto per i clienti del gas in maggior tutela, ma con modalità diverse, e che permarranno anche dopo la completa liberalizzazione prevista per i clienti del gas naturale. Questo settore non rientra infatti nell'ambito del Decreto Letta, e il quadro operativo per l'Autorità di settore (ARERA) è stabilito dalla normativa specifica oltretutto dalla legge istitutiva dell'Autorità stessa che ne regola i principi generali (Legge 481/95).

LA REGOLAZIONE DELL'ARERA

Nel primo semestre 2017 l'Autorità ha compiuto i primi passi per definire gli interventi per le reti isolate di GNL, da intendersi come reti di distribuzione di gas naturale alimentate mediante GNL non interconnesse, direttamente o indirettamente, con la rete di trasporto nazionale o con reti di trasporto regionale (Delibera 324/2017) confermando l'impostazione tariffaria in relazione al servizio di distribuzione di gas diversi dal gas naturale a mezzo di reti canalizzate, definita in parte nel Testo integrato per la distribuzione del gas naturale (RTDG) e in parte nel Testo Integrato per la vendita gas (TIVG).

In base a questa impostazione i corrispettivi relativi ai servizi di distribuzione e misura dovranno coprire i costi delle infrastrutture di rete, i costi di esercizio e manutenzione delle reti canalizzate, e il costo dei depositi di stoccaggio criogenico e dei rigassificatori locali (o vaporizzatori) direttamente connessi alle medesime reti canalizzate di distribuzione. Le componenti saranno distinte per ambito, dove ogni ambito è costituito

¹ Dlgs 257/2016 art. 14 "Reti isolate di GNL".

dall'insieme delle località appartenenti alla medesima Regione e servite dalla medesima impresa distributrice. Tali ambiti saranno dunque diversi da quelli definiti per il GPL.

I corrispettivi relativi al servizio di vendita verranno definiti secondo criteri di efficienza e rifletteranno le specificità dei costi di tale servizio, procedimento che, secondo quanto stabilito dall'Autorità, dovrebbe concludersi entro la fine del 2017.

LA REGOLAZIONE DELLE RETI ISOLATE ALIMENTATE DA GAS DIVERSI

I gas diversi dal gas naturale si distinguono in: 1) gas di petrolio liquefatti, cioè i gas di petrolio liquefatti e loro miscele, anche con aria, e 2) gas manifatturati, cioè i gas composti in prevalenza da propano o da gas naturale e i gas incondensabili da raffineria.

Dal 2014 la regolazione tariffaria, sia per la distribuzione sia per la vendita, si applica solo alle reti canalizzate gestite in concessione e che servono almeno 300 PDR; di conseguenza le reti minori risultano escluse dal perimetro regolatorio e vige dunque completa libertà tariffaria per i gestori.

In base alla regolazione ARERA le condizioni economiche di fornitura del GPL e dei gas manifatturati che gli esercenti devono applicare ai clienti finali, si articolano nelle seguenti componenti:

- approvvigionamento
- distribuzione e misura
- commercializzazione della vendita al dettaglio.

L'approccio generale si basa sui costi effettivi come dichiarati dagli operatori all'inizio della regolazione e aggiornati in base a specifiche metodologie, in parte basate su indicatori di mercato, in parte sui costi effettivi degli operatori stessi.

COMPONENTE RELATIVA ALL'APPROVVIGIONAMENTO

La componente relativa all'approvvigionamento è strutturata in tre elementi: 1) il costo della materia prima (QEPROMC); 2) il costo del trasporto (QTCA); e 3) le accise (ACC).

Il costo della materia prima GPL viene aggiornato mensilmente da parte dell'Autorità e pubblicato con apposite delibere. Il riferimento utilizzato è la media riferita al mese precedente delle quotazioni mensili del propano pubblicate da Platt's.

L'elemento a copertura dei costi di logistica è distinto per ambito (singole imprese) e aggiornato annualmente. Il livello iniziale (valori non resi noti) è stato fissato (delibera 193/2011) sulla base della differenza tra i costi di approvvigionamento come risultanti dalle fatture di gennaio 2011, e il valore dell'elemento materia prima come stimato dall'Autorità. Il tasso di variazione dei costi di trasporto è funzione dell'inflazione e dei costi del gasolio per i mezzi di trasporto, inoltre possono essere inclusi costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali.

L'elemento delle accise è determinato dalla normativa fiscale vigente. L'accisa ordinaria per il GPL uso combustione su tutto il territorio nazionale ha un valore di 189.95 €/t, mentre nel caso della Sardegna e delle isole minori viene applicata un'agevolazione che riduce il valore dell'accisa a 39 €/t, con un abbattimento di quasi l'85% rispetto a quella ordinaria.

COMPONENTE RELATIVA AL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE E MISURA

La distribuzione di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate presenta caratteristiche peculiari rispetto alla distribuzione di gas naturale, con reti di distribuzione locali non interconnesse e sviluppate nelle aree non metanizzate del Paese, come le aree montane o insulari.

Gli ambiti gas diversi sono costituiti dall'insieme delle località appartenenti alla medesima Regione per ogni impresa. L'Autorità definisce tariffe massime con la possibilità per le imprese di stabilire opzioni tariffarie.

Le opzioni tariffarie riflettono i costi del servizio, come determinati dall'Autorità, e coprono: costi delle infrastrutture di rete; costi di esercizio e manutenzione delle reti; costi dei serbatoi.

Le opzioni tariffarie sono applicate dall'impresa distributrice negli ambiti gas diversi in maniera non discriminatoria a tutte le attuali e potenziali controparti di contratti per i servizi di distribuzione e misura, e hanno le seguenti componenti:

- una componente fissa (€/PDR) a copertura del 50% dei costi di capitale della distribuzione; l'esercente può differenziare tale componente per scaglione di consumo, entro limiti predefiniti
- una componente variabile (€/cent/Smc) a copertura dei costi operativi e del 50% dei costi di capitale della distribuzione; l'esercente può differenziare tale componente per scaglione di consumo
- una componente fissa (€/PDR) a copertura dei costi di capitale e dei costi operativi relativi al servizio di misura.

L'impresa distributrice può decidere di applicare valori delle componenti tariffarie inferiori a quelli fissati dall'Autorità. Durante il periodo di avviamento è stato ristabilito il principio della libertà tariffaria.

I costi di capitale sono remunerati come per la distribuzione del gas naturale: a partire dai costi effettivamente sostenuti come da bilanci certificati e rivalutati ogni anno in base all'inflazione (deflatore degli investimenti fissi lordi), viene riconosciuta una quota di ammortamento (calcolata sulla base di vite utili standardizzate) e una quota a remunerazione del capitale netto (residuo non ammortizzato). Nonostante l'Autorità abbia dichiarato di voler introdurre anche per le reti canalizzate criteri di promozione dell'efficienza degli investimenti, l'introduzione di modalità standardizzate per la definizione del valore dei nuovi investimenti nelle reti, prevista per il settore del gas naturale a partire dal 2020, non sembra applicarsi al momento a queste reti. Il capitale è remunerato con il metodo del WACC. Di recente è stata definita una metodologia comune a tutti i settori regolati per la definizione e l'aggiornamento del WACC, che viene dunque aggiornato ogni tre anni in relazione ai parametri di mercato (parametri finanziari come i tassi di rendimento di mercato, l'inflazione e parametri fiscali) e in occasione del periodo regolatorio per quanto riguarda la rischiosità specifica del settore. Il WACC attuale è fissato al 6.1% per la distribuzione e al 6.6% per la misura, ma il valore verrà aggiornato una prima volta alla fine di quest'anno per il 2019 in occasione della revisione generale dei parametri e una seconda volta nel 2020 in occasione del nuovo periodo regolatorio della distribuzione del gas.

I costi operativi sono invece standardizzati, e calcolati sulla base dei dati disponibili per 32 imprese distributrici di gas naturale di dimensione inferiore a 10,000 PDR, non essendo disponibili dati per le imprese distributrici di gas diversi dal naturale. Il livello è stato dunque fissato pari a 58.55 €/punto di riconsegna per l'anno 2014. A differenza che per il gas naturale non è prevista l'applicazione del price cap e quindi del tasso di efficientamento; il livello dei costi operativi è dunque aggiornato ogni anno in base all'inflazione. Per il 2018 il livello è dunque 59.15 €/PDR, previsto in aumento dello 0.85% per il 2019 in base all'andamento recente dell'inflazione². Non è prevista invece la remunerazione dei costi di commercializzazione, pari a 2.01 €/PDR per il gas naturale.

Questa struttura tariffaria lascia in capo alle imprese distributrici una parte del rischio volume. Infatti solamente il 50% dei costi di capitale può essere coperta da componenti definite in forma fissa. Questa è una rilevante differenza rispetto alla regolazione della distribuzione del gas naturale, strutturata come una regolazione del ricavo complessivo, con neutralizzazione completa del rischio volume in capo agli esercenti.

COMPONENTE RELATIVA ALLA COMMERCIALIZZAZIONE E DELLA VENDITA

La componente relativa alla vendita al dettaglio del GPL è costituita da una quota annuale fissa pari a 36 €/PDR.

CONDIZIONI ECONOMICHE DI FORNITURA DEI GAS MANIFATTURATI

Per i gas manifatturati la componente a copertura dell'approvvigionamento è pari alla media dei costi effettivamente sostenuti e documentati dall'esercente alla data del 31 dicembre 2008 (valori non resi noti) opportunamente aggiornata, applicando: ai gas

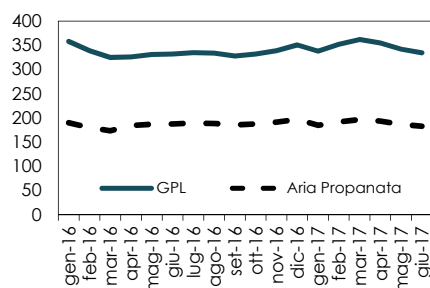
² Si veda Tabella "FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI" nella sezione Dati settori incentivati e regolati di questa Newsletter.

manifatturati composti in prevalenza da propano come l'aria propanata, l'indicizzazione prevista per il GPL, per ciascun mese; ai gas manifatturati composti in prevalenza da gas naturale e ai gas provenienti da processi di raffinazione, l'indicizzazione prevista per il gas naturale, per ciascun trimestre. Per le componenti relative ai servizi di distribuzione, misura, commercializzazione e vendita al dettaglio si applica la stessa regolazione descritta per la fornitura del GPL.

FISCALITÀ

Per quanto riguarda l'IVA, per il GPL, il DPR 633/72 (tabella A - parte III - comma 127 bis) prevede l'applicazione di un'aliquota agevolata pari al 10% (anziché 22%) per: a) aziende agricole o manifatturiere sul GPL utilizzato per lo svolgimento dell'attività di impresa; b) utenze domestiche sul GPL distribuito, tramite reti di distribuzione, esclusivamente per usi domestici di cottura cibi e produzione di acqua calda; e c) GPL contenuto o destinato a essere immesso in bombole da 10 o 20 kg in qualsiasi fase della commercializzazione.

FIGURA 1. PREZZI MEDI NAZIONALI DI GPL E ARIA PROPANATA DISTRIBUITI DA RETI ISOLATE REGOLATE DA ARERA 2016-2017 (€/mc)



Fonte: elaborazioni REF-E

TARIFE MEDIE NAZIONALI DEL GPL NELLE RETI REGOLATE

Da gennaio 2016 a giugno 2017 la tariffa media nazionale del GPL nelle reti regolate dall'Autorità è oscillata tra 325 e 362 €/cent/mc, mentre per l'aria propanata tra 114 e 198 €/cent/mc. La significativa differenza tra la tariffa media del GPL e quella dell'aria propanata è legata alle caratteristiche di questo gas manifatturato, costituito da una miscela di aria e propano al 50%. Il potere calorifico di un metro cubo di aria propanata è circa la metà di quello di un metro cubo di GPL. La dinamica delle tariffe del GPL e dell'aria propanata è sostanzialmente determinata dall'andamento dei prezzi di contratto del propano Algeria, che si riflette mensilmente sulla componente approvvigionamento nelle modalità disciplinate dall'Autorità (Figura 1).

GLI ORIENTAMENTI PER LE RETI ISOLATE A GNL

Le proposte recentemente pubblicate dall'Autorità (DCO 216/218) riguardano i profili tariffari relativi a costi delle infrastrutture di rete e rimandano a un successivo documento per la remunerazione del servizio di vendita, senza menzionare esplicitamente gli aspetti inerenti alla componente dei costi di approvvigionamento. Per consentire una completa attuazione della regolazione delle reti isolate a GNL è verosimile che la regolazione dei profili tariffari connessi alla componente approvvigionamento saranno affrontati insieme a quelli della vendita. In questo ambito si profila, come particolarmente critico, il problema della individuazione di un indice di prezzo del GNL per l'aggiornamento della componente relativa alla materia prima, per l'assenza di indici prezzo con i requisiti necessari nell'area del Mediterraneo. D'altro canto i livelli tariffari risulteranno fondamentali per definire le potenzialità di utilizzo delle reti e dunque per la valutazione dei nuovi investimenti.

Per le reti isolate a GNL l'orientamento è quello di non introdurre limitazioni alla regolazione tariffaria sulla base del numero di punti di riconsegna serviti, dunque dovrebbero essere oggetto di regolazione anche le reti minori e inferiori a 300 PDR.

Rispetto ai gas diversi l'Autorità valuta la possibilità che i costi dei servizi di distribuzione e misura comprendano in modo esplicito anche quelli dei depositi satellite e dei vaporizzatori a servizio delle reti, in alternativa all'approccio attuale che li farebbe ricadere nella voce dei cespiti "impianti principali e secondari".

Viene contemplato il caso di depositi satellite che siano a servizio anche di utenze diverse da quelle allacciate alla rete distribuzione isolata, quali ad esempio industrie o distributori di carburanti. In questo caso sarà necessario identificare in modo separato i costi del deposito satellite attribuibili al servizio di distribuzione rispetto a quelli attribuibili alle altre utenze. A questo fine viene prospettata l'ipotesi di un costo standard dimensionato per unità di volume di GNL rigassificato immesso nella rete distribuzione, in modo che il riconoscimento tariffario dei costi relativi avvenga nei limiti delle esigenze effettive del servizio di distribuzione. A differenza di altri elementi dei costi di rete, in base alle tecnologie oggi disponibili i costi dei depositi satellite potrebbero essere effettivamente standardizzabili (500-800 mila euro). Tuttavia, la previsione di un costo legato all'immesso in rete, se da un lato può semplificare la regolazione, ad esempio evitando complesse operazioni di separazione contabile, dall'altro aggiunge un ulteriore elemento di rischio volume: in caso di sotto utilizzo rispetto alla capacità

il costo del deposito non verrebbe infatti complessivamente recuperato dalle tariffe.

Viene ribadito che per le reti isolate a GNL, in analogia a quanto previsto nella regolazione delle reti di gas diversi da quello naturale, l'Autorità non intende prevedere che trovino copertura tariffaria i costi della commercializzazione del servizio di distribuzione.

METANIZZAZIONE DELLA SARDEGNA

Il DCO tratta esplicitamente alcuni aspetti inerenti la metanizzazione della Sardegna, richiamando la SEN che conferma l'impostazione regolatoria anche per le reti sarde, almeno per la prima fase della metanizzazione e finché le stesse non verranno collegate alla dorsale sarda, che, se realizzata, sarà a tutti gli effetti una porzione della rete nazionale del gas naturale.

Con riferimento alla prima fase della metanizzazione della Sardegna prevista dalla SEN, basata su uno scenario infrastrutturale di approvvigionamento del GNL costituito dai depositi costieri di GNL di piccola taglia³ (SSLNG), l'Autorità indica che con il successivo DCO verranno introdotte ipotesi relative alla possibilità di consentire l'accesso a terzi ai fini delle forniture alle reti isolate a GNL. In relazione a queste ipotesi l'Autorità afferma che: "potranno poi essere valutati opportuni interventi sia con riferimento alla disciplina dell'unbundling contabile, prevedendo l'individuazione di una specifica attività relativa a distribuzione, misura e vendita di GNL rigassificato a mezzo di reti isolate, sia con riferimento alla decisione se ricomprendere nell'ambito delle componenti a copertura dei costi di rete anche una specifica componente a copertura dei costi di vendita". Con queste indicazioni l'Autorità prospetta un intervento regolatorio, sui depositi costieri di GNL di piccola taglia non esplicitamente previsto dal Dlgs n. 257/2016.

Con riferimento invece alla seconda fase della metanizzazione della Sardegna, quella in cui saranno presenti reti distribuzione connesse alla rete dorsale di trasporto del gas naturale alimentata da depositi costieri con i requisiti delle "infrastrutture di stoccaggio e trasporto del GNL di interesse nazionale" disciplinate dall'articolo 9 del Dlgs n. 256/2017, l'Autorità introduce esplicitamente come tema di consultazione l'orientamento di costituire, ai fini della perequazione dei costi distribuzione, un ambito tariffario specifico per la Sardegna, che andrebbe ad aggiungersi ai sei ambiti tariffari già esistenti⁴ per il resto del territorio nazionale e che sono di carattere sovranazionale. D'altra parte gli ambiti della distribuzione del gas sono stati introdotti dall'Autorità senza riferimento a una precisa indicazione di legge, e la loro modifica è dunque possibile all'interno dell'attività regolatoria senza il ricorso alla normativa primaria.

LE LOCALITÀ IN AVVIAMENTO

Le problematiche connesse alla regolazione tariffaria delle reti isolate a GNL si legano direttamente al tema dei costi della metanizzazione dei territori, la Sardegna ma non solo, che oggi non sono raggiunti dalle reti di distribuzione del gas naturale.

Questo tema è stato oggetto di una serie di interventi del regolatore che (delibera 704/2016) ha introdotto un tetto al riconoscimento in tariffa dei costi di capitale per le località in avviamento, quantificato in un massimale di 5,250 €/PDR. L'introduzione di tale tetto era stata prevista dall'Autorità già dal 2013 con l'avvio del quarto periodo regolatorio, dopo che nel precedente, i costi riconosciuti avevano registrato un'esplosione arrivando a circa 7,200 €/PDR.

Il provvedimento dell'Autorità era stato impugnato in sede amministrativa da parte di tre operatori e alcuni Comuni della provincia Bolzano che lo consideravano lesivo dell'obiettivo di massima diffusione della rete di distribuzione con l'utilizzo dei meccanismi di perequazione come previsto dal Dlgs 164/2000.

Il TAR della Lombardia ha recentemente sentenziato respingendo tutti i ricorsi. In particolare, le sentenze hanno riconosciuto come valide le argomentazioni dell'Autorità secondo cui l'obiettivo della metanizzazione non può essere raggiunto a ogni costo scaricando, tramite meccanismi di perequazione, gli oneri sproporzionati di spese inefficienti a carico degli utenti del sistema gas.

³ In questo caso riferimento è ai depositi di GNL dell'articolo 10 del Dlgs n. 256//2017 definiti come "infrastrutture di stoccaggio e trasporto del GNL non destinate all'alimentazione delle reti di trasporto del gas naturale".

⁴ Articolo 41 del RTDG.

POSSIBILI APPROCCI ALTERNATIVI

La regolazione prospettata dai provvedimenti descritti da un lato dovrebbe garantire la copertura della maggior parte dei costi di capitale della distribuzione a piè di lista, a tutela della remunerazione degli investimenti, ma dall'altro presenta due grosse differenze rispetto alla regolazione del gas naturale: come già detto, non garantisce la copertura del rischio volume per le imprese, e inoltre non prevede la perequazione dei costi per i clienti finali, non solo rispetto alle reti del gas naturale, ma nemmeno tra reti di gas diversi, se non limitatamente a reti dello stesso gestore e nella stessa regione. Questa impostazione potrebbe pregiudicare la competitività del GNL rispetto a altre fonti, riversando almeno in parte i rischi di dimensionamento sugli investitori. Ciò sarebbe peraltro valido anche nel caso della Sardegna e anche per il caso della realizzazione della dorsale, se venisse confermata l'impostazione dell'Autorità di definire un ambito tariffario specifico per la sola Sardegna.

Fin dall'avvio del procedimento nel mondo degli stakeholder della filiera del gas naturale e del downstream del GNL sono emerse osservazioni e proposte che prospettano un approccio alternativo al tema della regolazione delle reti isolate a GNL, e al ruolo che a queste viene attribuito nel processo di metanizzazione della Sardegna. Tale approccio prospetta la necessità di considerare le reti isolate alimentate a GNL come parte integrante del sistema gas e quindi soggetto alla disciplina generale normativa e regolatoria sia sotto il profilo tariffario sia quello degli affidamenti del servizio di distribuzione. In questa prospettiva le reti isolate a GNL sarebbero soggette ai meccanismi di perequazione previsti per gli ambiti tariffari e la loro realizzazione e gestione dovrebbe far parte dei meccanismi di affidamento del servizio gestiti dagli ATEM.

L'introduzione di un approccio alternativo per la regolazione delle reti isolate a GNL, diverso da quello previsto dall'articolo 14 del Dlgs 256/2017, non sembra nei poteri di intervento dell'Autorità, ma potrebbe essere necessario un intervento legislativo che modifichi quanto oggi previsto.

Per poter adottare un approccio alternativo all'attuale inquadramento normativo delle reti isolate a GNL è necessario che vi siano indirizzi chiari di carattere generale circa l'utilizzo dei meccanismi di perequazione tariffaria dei costi di infrastrutture del Sistema gas. Solo con un quadro di riferimento omogeneo circa le regole di sviluppo infrastrutturale del sistema gas potrebbero essere risolte le diverse criticità che stanno emergendo circa i costi sostenibili per servire le aree ancora non metanizzate, sia tramite lo sviluppo delle reti di distribuzione connesse alla rete di trasporto, che di quelle isolate alimentate tramite il downstream del GNL.

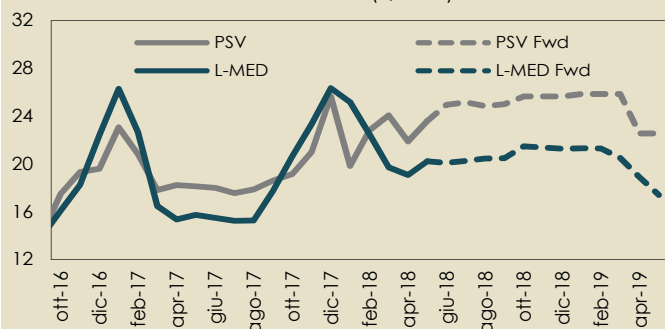
MERCATO GNL

MONITORAGGIO MERCATO GLOBALE

- Nel mese di aprile, i volumi di GNL scambiati a livello globale sono risultati in diminuzione (-11%) rispetto ai valori di marzo. Gli aumenti delle importazioni nord europee (+40.6%) e sud americane (+37%) sono stati bilanciati dalla diminuzione della richiesta proveniente dal Centro America (-33%) e dal Sud Europa (-17.7%), mentre è rimasta stabile la domanda dei paesi del Sud e Sud Est Asiatico. A determinare il ribasso finale dei volumi transati è stato il minor ricorso al gas liquefatto da parte dei paesi estremo orientali (-17%), che hanno fatto registrare un consumo aggregato poco superiore ai 19 Gmc (circa 4 Gmc in meno rispetto a marzo). Nonostante il calo della domanda, il GNL esportato in Estremo Oriente ha ricoperto una quota del 60.5% del totale transato a livello mondiale.
- Lato esportazioni, l'Australia è stato l'unico grande produttore ad aver mantenuto invariato (7.2 Gmc) il proprio livello di *export* rispetto a marzo, aumentando la propria quota di mercato (ora al 35%) in Estremo Oriente a discapito della concorrenza mediorientale e dei paesi produttori dell'area Sud Est asiatica. Le operazioni di manutenzione attualmente in corso presso alcuni *train* dei liquefattori Gorgon e QCLNG e i ritardi legati all'entrata in funzione di Ichthys, impianto *offshore* da 11.6 Gmc/anno gestito da Inpex a largo delle coste del Territorio del Nord, potrebbero tuttavia influenzare al ribasso il livello di produzione e di *export* australiano nei mesi di maggio e giugno.
- Il Medioriente si conferma il principale polo di produzione ed esportazione di GNL a livello globale, con oltre 9.2 Gmc esportati in aprile e una quota di mercato complessiva del 29%. Si registra invece un calo dell'*export* statunitense (-28% rispetto a marzo), accompagnato da una consistente diminuzione degli invii di GNL americano verso i paesi estremo orientali. Nonostante la diminuzione dei volumi esportati nella zona, però, il 22 aprile è stato esportato da Cove Point il primo carico di GNL americano legato a contratti di lungo periodo aventi per destinazione il Giappone, un evento che, visto anche l'acutizzarsi degli effetti rialzisti sui prezzi del GNL scambiato sui mercati asiatici in seguito all'aumento delle quotazioni del petrolio, potrebbe essere il preludio di una ripresa dei volumi esportati nella regione nei prossimi mesi. Dopo aver inaugurato nelle scorse settimane una nuova rotta per i carichi di GNL americano verso Israele, invece, il liquefattore di Sabine Pass è stato l'origine del primo carico di GNL importato dallo stato di Panama. La francese Engie rifornirà il rigassificatore di Costa Norte (AES) attraverso un contratto della durata di dieci anni. Si segnalano, infine, alcuni importanti sviluppi riguardanti i destini opposti di due progetti africani di grande interesse internazionale, situati entrambi nel bacino del Golfo di Guinea: le unità di liquefazione flottanti Hilli Episeyo (SNH, Perenco), sita in acque territoriali camerunensi, e Fortuna (Ophir), localizzata invece in acque appartenenti alla Guinea Equatoriale. Mentre l'unità Hilli Episeyo (3.2 Gmc/anno già contrattualizzati a Gazprom), in assoluto il primo liquefattore flottante derivante da una metaniera a entrare in funzione, ha ufficialmente dato inizio alle operazioni di produzione durante la prima metà di maggio, il progetto Fortuna LNG (capacità di liquefazione prevista stimata in 3 Gmc/anno) continua a subire rinvii per via di problemi finanziari, con la britannica Ophir e i suoi *partner* commerciali ancora in cerca dei due miliardi di dollari necessari alla realizzazione del progetto dopo il ritiro di alcuni importanti investitori cinesi. La licenza per la ricerca e lo sviluppo delle risorse naturali in possesso della compagnia scadrà a dicembre, ma la scadenza per la decisione finale d'investimento era prevista per fine 2017. Aumenta quindi la possibilità che il progetto venga accantonato definitivamente e che la licenza non sia rinnovata, lasciando spazio alle proposte di altri pretendenti.
- La *trend* di rilassamento dei prezzi del GNL sui mercati asiatici, conseguenza della minor richiesta che caratterizza la stagione primaverile e della relativa tranquillità riguardo alla situazione stoccaggi, ha portato a registrare nella prima settimana di aprile il livello di prezzo minimo dall'inizio dell'anno (20 €/MWh circa) e un livello medio di prezzo complessivo per l'intero mese di poco superiore ai 21 €/MWh. Questo ha influenzato al ribasso le quotazioni dell'indice L-MED, che è stato nuovamente favorito nel confronto coi prezzi del gas al PSV (Figura 1). L'inversione del *trend* dei prezzi dei prodotti dell'intero comparto gas causata dal repentino aumento delle quotazioni del Brent (ora alle soglie degli 80 \$/barile), ha però prodotto un riallineamento nell'andamento delle proiezioni *forward* prese a riferimento¹. L'effetto rialzista del petrolio ha ovviamente comportato un sensibile cambiamento negli andamenti futuri previsti per le quotazioni del GNL scambiato sui dinamici mercati asiatici, portando il differenziale tra il JKM *netback* e i valori delle contrattazioni a pronti sull'*hub* olandese TTF ad assottigliarsi in maniera considerevole. Allo stesso tempo è aumentato lo *spread* di entrambi i riferimenti nel confronto con le quotazioni del gas sull'*Henry Hub* statunitense (Figura 2), il che virtualmente incrementa la convenienza teorica per gli esportatori americani ad inviare carichi in Estremo Oriente.

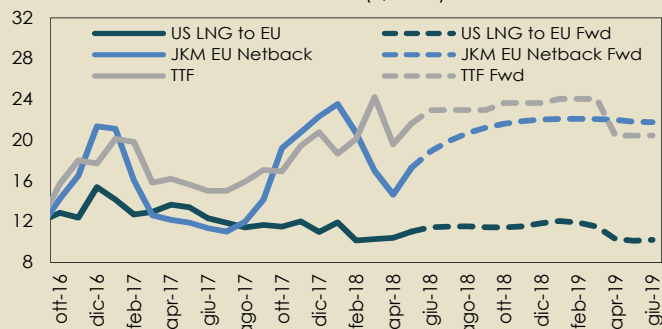
¹ Le curve *forward* sono aggiornate al 22/05/2018.

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



Fonte: elaborazioni REF-E

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



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

VOLUMI DI GNL SCAMBIATI PER AREA GEOGRAFICA - APRILE 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	133	345	0	180	241	0	612	570	0	0	2 081
Sud Europa	0	853	524	188	0	245	0	179	966	0	0	2 955
Est Europa	0	0	0	0	0	0	0	86	251	0	0	337
Nord America	0	0	0	0	0	81	0	0	0	0	0	81
Centro America	0	0	185	0	302	162	0	8	0	0	0	657
Sud America	0	0	0	0	465	178	0	0	58	0	0	701
Medioriente	0	0	86	92	101	77	0	0	276	0	0	632
Sud e Sud Est Asiatico	482	90	1 123	93	280	175	0	90	1 757	653	0	4 743
Estremo Oriente	6 755	0	467	285	508	0	423	1 230	5 347	4 252	0	19 267
Oceania	0	0	0	0	0	0	0	0	0	206	0	206
Africa	0	0	84	0	0	0	0	89	0	0	0	173
Totale	7 237	1 076	2 814	658	1 836	1 159	423	2 294	9 225	5 111	0	31 833

Fonte: elaborazioni REF-E

IMPORTAZIONI

FIGURA 3. NORD EUROPA: IMPORTAZIONI GNL (Mmc)

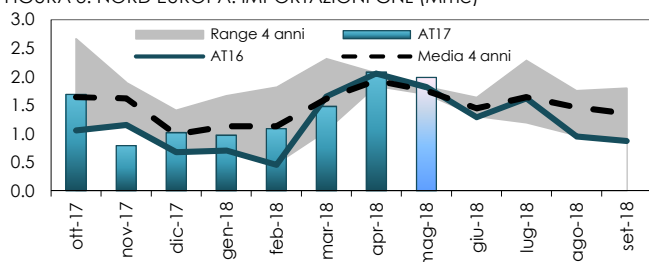


FIGURA 4. SUD EUROPA: IMPORTAZIONI GNL (Mmc)

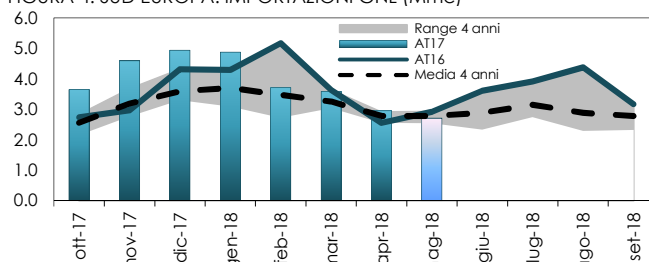


FIGURA 5. SUD E SUD EST ASIATICO: IMPORTAZIONI GNL (Mmc)

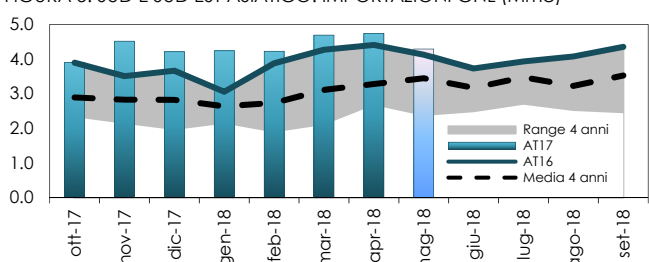
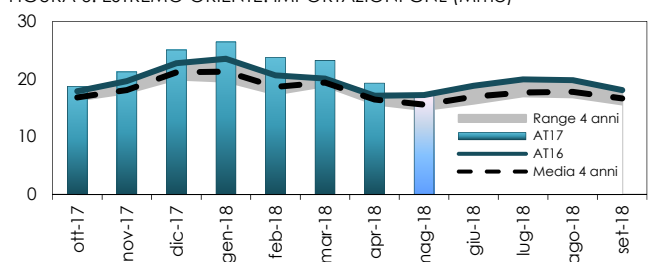


FIGURA 6. ESTREMO ORIENTE: IMPORTAZIONI GNL (Mmc)



ESPORTAZIONI

FIGURA 7. NORD AMERICA: ESPORTAZIONI GNL (Mmc)

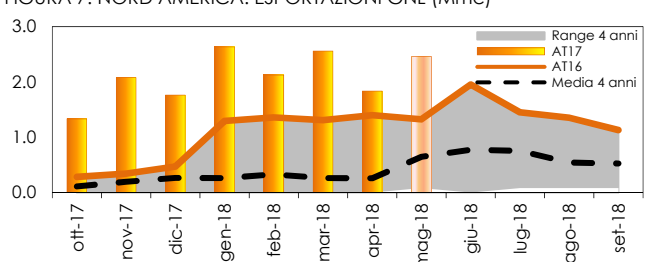


FIGURA 8. OCEANIA: ESPORTAZIONI GNL (Mmc)

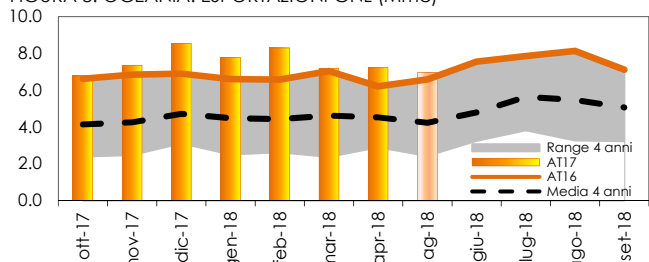


FIGURA 9. MEDIO ORIENTE: ESPORTAZIONI GNL (Mmc)

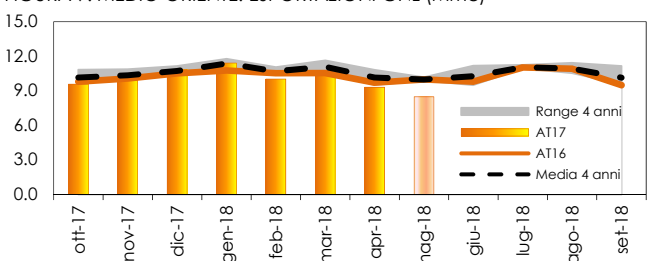
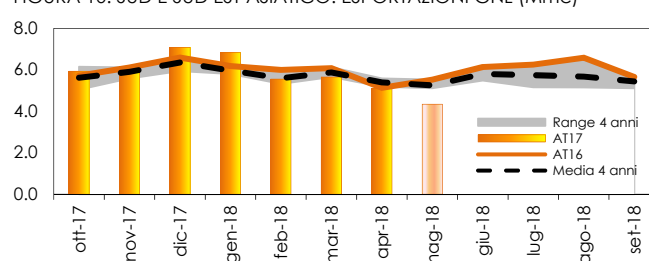


FIGURA 10. SUD E SUD EST ASIATICO: ESPORTAZIONI GNL (Mmc)



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

Newsletter - Osservatorio Energia

GARE GAS

MONITORAGGIO GARE GAS

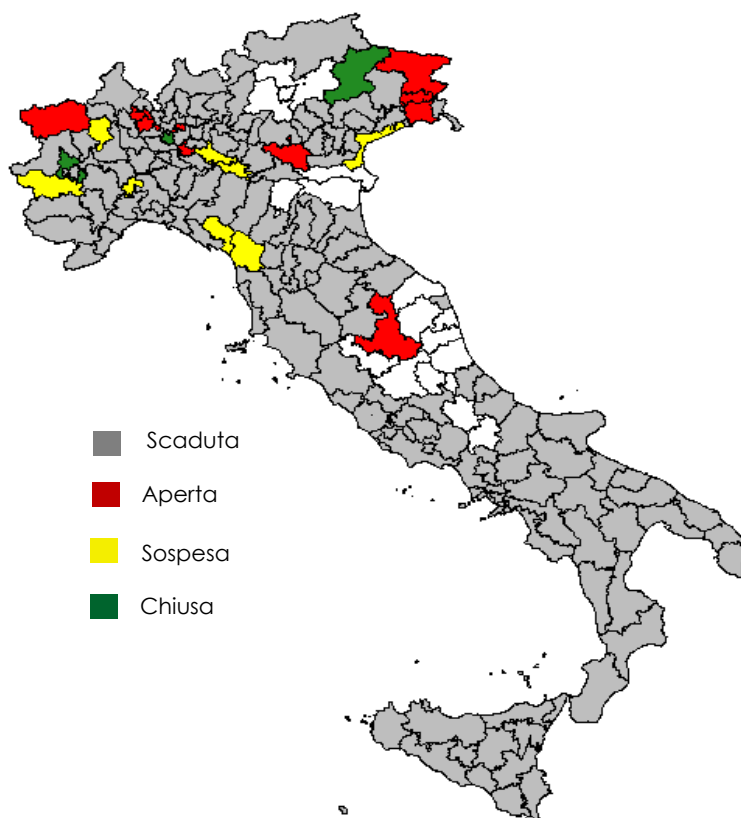
M&A

- L'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (Antitrust) ha dato il proprio via libera all'operazione di creazione della nuova *multiutility* lombarda guidata da A2A. A giudizio dell'Antitrust l'operazione non comporta rischi rilevanti con effetti anticoncorrenziali di natura sostanziale e durevole in nessuno dei settori rilevanti. L'operazione potrà quindi procedere e il suo buon esito e la finalizzazione è prevista non prima del 1 luglio 2018.
- Secondo quanto previsto dai Patti Parasociali, A2A acquisterà, con questa operazione, oltre il 30% dei diritti di voto dell'assemblea di Acsm-Agam, pertanto, A2A e le parti del Patto Parasociale dovranno procedere a un'OPA (Offerta Pubblica d'Acquisto) per la totalità delle azioni detenute da altri investitori, ovvero per circa il 13.31% del capitale post fusione.

BANDI DI GARA

- ARERA ha approvato ([delibera 283/2018/R/gas](#)) i valori di VIR di alcuni Comuni (Bibbiona, Campiglia Marittima, Castagneto Carducci, Collesalveti, San Vincenzo e Suvereto) nell'ATEM di Livorno, ritenendoli idonei ai fini dei riconoscimenti tariffari. Il Comune di Livorno, stazione appaltante dell'ATEM, aveva provveduto a una prima comunicazione della differenza VIR/RAB in data 19 dicembre 2016. Ha poi recepito, in più occasioni, le indicazioni di ARERA e trasmesso alla stessa in data 17 aprile 2018 i valori approvati. L'ATEM di Livorno contiene 20 Comuni (di cui 10 metanizzati) e ospita una rete di 960 km al servizio di oltre 130 mila PDR e una RAB di circa 60 milioni di euro. ASA - Azienda Servizi Ambientali Spa - è il primo operatore con oltre il 75% dei PDR serviti e circa il 60% del valore complessivo della RAB. Toscana Energia Spa è il secondo con il 15% dei PDR e il 32% della RAB, mentre 2i Rete Gas è il terzo con circa il 10% di PDR e della RAB.
- ARERA ha approvato ([delibera 284/2018/R/gas](#)) i valori di VIR di alcuni Comuni nell'ATEM Vicenza 3 (Valli Astico, Leogra e Timonchio), ritenendoli idonei ai fini dei riconoscimenti tariffari. I Comuni interessati Arsiero, Caltrano, Carrè, Chiuppano, Cogollo del Cengio, Isola Vicentina, Lastebasse, Marano Vicentino, Monteviale, Pedemonte, Valdastico, Velo. L'ATEM contiene 43 Comuni (di cui 3 non metanizzati), per circa 100 mila PDR, una RAB di 60 milioni di euro e una rete che si estende per oltre 1,800 km. Pasubio Group SpA è il primo operatore con oltre il 50% dei PDR serviti e circa il 46% della RAB. Ascopiave SpA è il secondo operatore con circa il 27% dei PDR e il 35% della RAB. Edison, A2A, 2i Rete Gas e AIM Vicenza hanno ciascuno quote inferiori al 10%.

PUBBLICAZIONE BANDI GARE GAS: STATO DELL'ARTE



VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

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

GARE APERTE											
INFORMAZIONI GENERALI							VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza EOI	Scadenza offerte	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
UDINE 1	NO		23/12/2015	29/02/2016		BASSA	●	●	●	●	●
UDINE 3	NO		10/02/2016	06/06/2016		BASSA	●	●	●	●	●
PERUGIA 2	NO		28/12/2015	29/12/2017		BASSA	●	●	●	●	●
LODI 1	NO		30/12/2015	31/05/2018		MEDIA	●	●	●	●	●
UDINE 2	NO	880/2017/R/gas	04/11/2015		28/06/2018	MEDIA	●	●	●	●	●
VALLE D'AOSTA	906/2017/R/gas		28/03/2018		01/10/2018	BASSA	●	●	●	●	●
MONZA E BRIANZA	NO		29/12/2015	30/10/2018		ALTA	●	●	●	●	●
VARESE 2	NO		11/09/2015	30/11/2018		MEDIA	●	●	●	●	●
VARESE 3	NO		12/07/2017	31/03/2019		MEDIA	●	●	●	●	●
VERONA 2	in corso		30/12/2016	30/06/2018		BASSA	●	●	●	●	●

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

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

Aggiornata al 22/05/2018

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	105 626	102 140	3.4%
Produzione netta	89 430	92 483	-3.3%
- Termoelettrico	60 689	66 360	-8.5%
- Rinnovabili**	28 741	26 123	23.4%
Saldo estero	17 196	12 282	40.0%

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

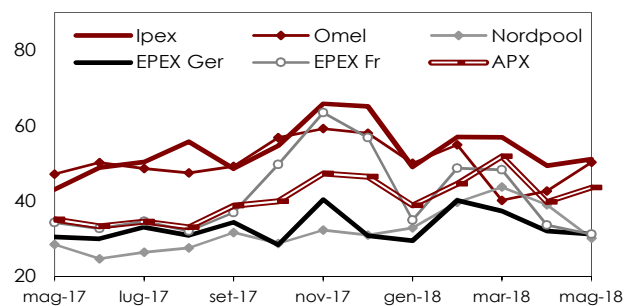
GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE
(Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2018	AS 2017	Var. %	AT 2017	AT 2016	Var. %
Industriale	5.8	5.6	3.0%	9.6	9.4	2.1%
Termoelettrico	8.5	9.5	-10.8%	15.5	17.2	-10.1%
Distribuzione	18.1	17.1	5.7%	29.3	26.8	9.2%
Altro	0.8	0.8	5.0%	1.3	1.2	11.4%
Totale	33.1	32.9	0.5%	55.7	54.6	2.0%

Valori cumulati al 20/05/2018

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

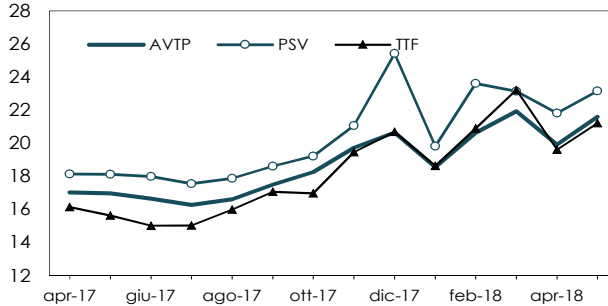
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 22/05/2018

Fonte: Borse Europee

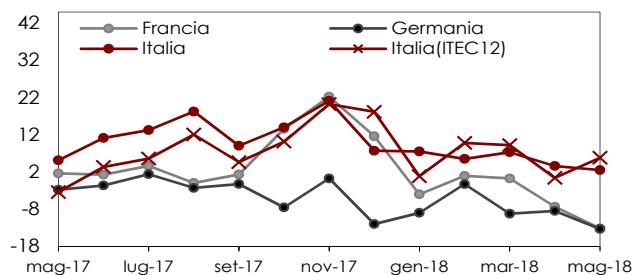
GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 22/05/2018

Fonte: elaborazione REF-E su dati Thomson Reuters

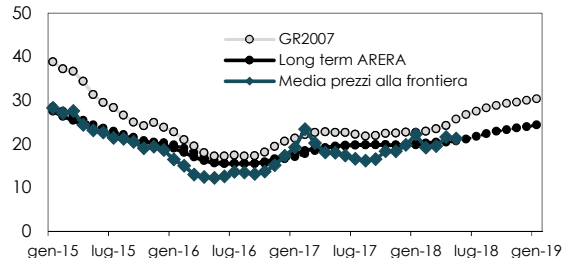
ENERGIA ELETTRICA: SPARK SPREAD IN EUROPA
(€/MWh)



Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili
Ultimo dato al 22/05/2018

Fonte: elaborazioni REF-E

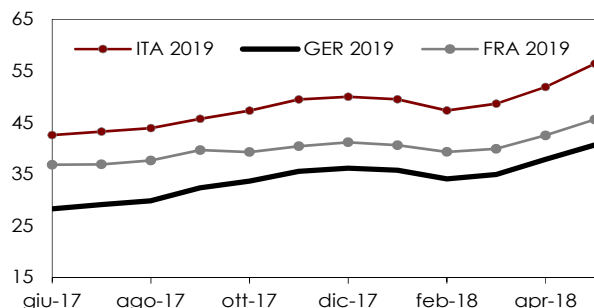
GAS NATURALE: PREZZI APPROVVIGIONAMENTO LONG-TERM
(€/MWh)



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

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

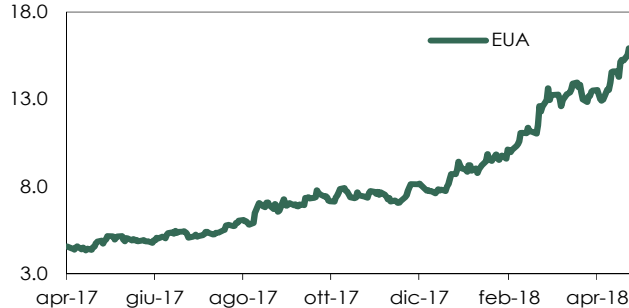
ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 22/05/2018

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2
(€/tCO2 eq.)



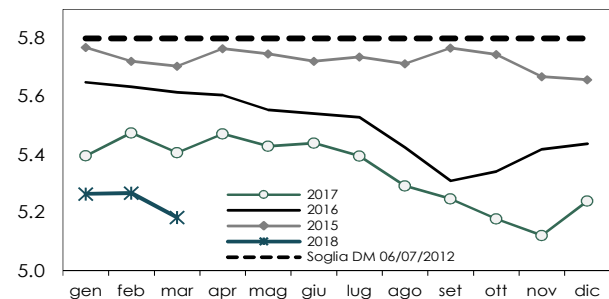
Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 22/05/2018

Fonte: Reuters su EEX

DATI SETTORI INCENTIVATI E REGOLATI

CONTATORE GSE RINOVABILI

Costo cumulato annuo (miliardi di euro)

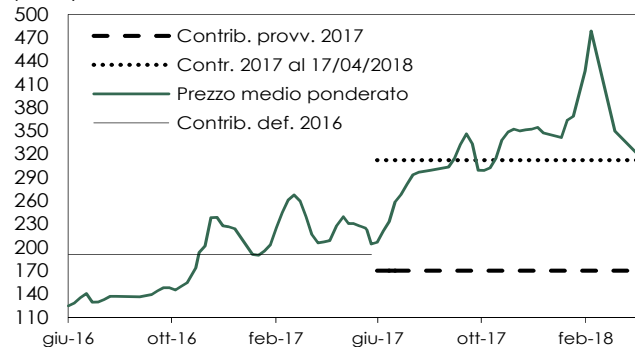


Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico.

Fonte: GSE

TEE: PREZZI DI BORSA E CONTRIBUTO TARIFFARIO

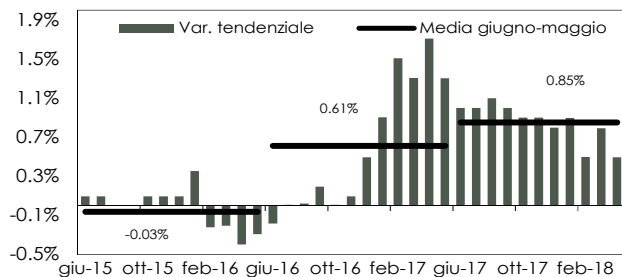
(€/TEE)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, ARERA

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)

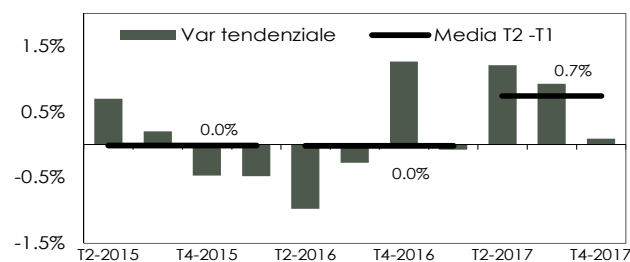


* Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati
Ultimo dato aprile 2018

Fonte: Istat

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



*Deflatore investimenti fissi lordi. Ultimo dato T4-2017

Edizione dati Istat: aprile 2018

Fonte: Istat

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

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

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

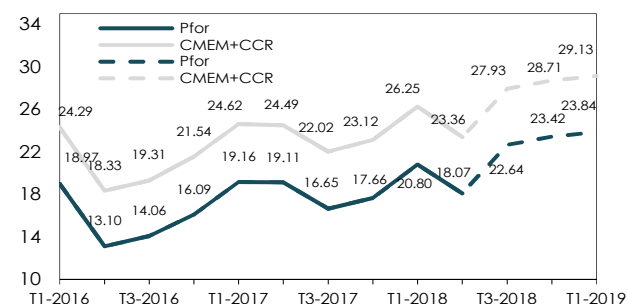
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA PMI (BTA5) (€/cent/kWh)

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

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

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



PCS 38.52 MJ/mc, Previsioni (tratteggio) su forward al 22/05/2018

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Alba e Autorità

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

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

Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

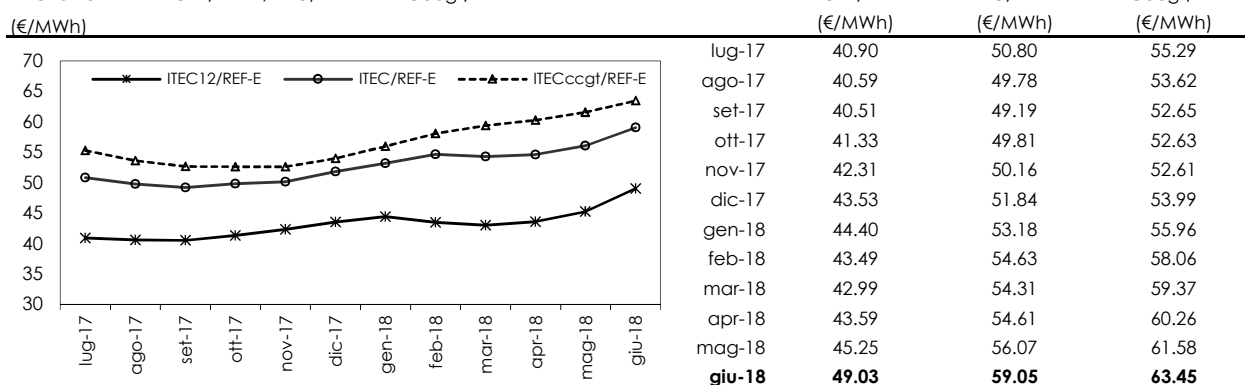
L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di maggio è pari a 49.03 €/MWh, in aumento dell'8.4% sul dato di aprile (43.59 €/MWh). L'andamento al rialzo dell'indice è legato all'andamento dei prezzi delle *commodities* sottostanti durante il mese di aprile, con tasso di cambio \$/€ in calo.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di maggio si attesta a 59.05 €/MWh, in aumento del 5.3% sul valore consuntivo di aprile (pari a 56.07 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di maggio si attesta a 61.58 €/MWh, in rialzo del 2.4% rispetto al consuntivo del mese precedente (60.26 €/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 aprile.

Il valore *forward* per il mese di giugno dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 24 maggio, è pari a 49.03 €/MWh, in aumento del 8.4% rispetto al consuntivo di maggio. I valori *forward* per il mese di giugno di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 24 maggio, sono pari a 59.05 €/MWh e 62.46 €/MWh, il primo in aumento del 5.3%, mentre il secondo del 1.4% rispetto al consuntivo di maggio.

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



Fonte: elaborazione REF-E

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di maggio sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Reuters al 24/05/2018. Valori consuntivi calcolati da REF-E su dati Reuters.

Cos'è ITEC12/REF-E

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

Cos'è ITEC/REF-E

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

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

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

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



Indice Month Ahead Gas Italia

PROGETTO MAGI

COSA È MAGI

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

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

PERCHÈ MAGI

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

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

GLI SPONSOR

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

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

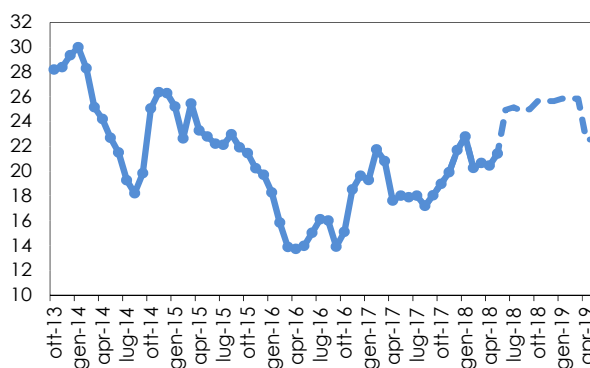
ANDAMENTO

L'indice gas MAGI consuntivo per maggio 2018 è pari a 21.42 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano rispettivamente a 21.45 €/MWh e 21.33 €/MWh.

La quotazione del prodotto con consegna a maggio 2018 è aumentata del 4.7% rispetto a quella per le consegne di aprile 2018 e risulta maggiore rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (18.03 €/MWh). Il volume complessivo transato (11,035 MW) è aumentato del 31% rispetto all'aprile scorso, così come il numero di transazioni registrate (389 contro 300).

Al 22 maggio, gli scambi del prodotto con consegna a giugno 2018, relativi a un campione di 159 operazioni e un volume totale scambiato di 4,911 MW, indicano un prezzo di 23.02 €/MWh, in aumento rispetto al valore consuntivo del prodotto con consegna a maggio (+7.5%).

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