

GAS NATURALE

- Servizi SSLNG e infrastrutture di rigassificazione: regolazione o mercato?

Le indicazioni della regolazione, in consultazione in questi giorni, sono fondamentali per sbloccare i numerosi investimenti avviati e in attesa di un quadro regolatorio più certo. Per le infrastrutture a mercato, in particolare per i servizi SSLNG che potrebbero essere offerti dai grandi terminali di rigassificazione esistenti, emerge la complessità della convivenza tra servizi regolati (quelli di rigassificazione classici) e non (quelli dedicati alla filiera SSLNG). Per le infrastrutture regolate (depositi dotati di rigassificazione che alimentano reti isolate) sembrano essere ribaditi i principi basati sul riconoscimento ex-post dei costi sostenuti, anche se potrebbe sfumare l'opzione della garanzia dei ricavi, attesa da molti, che non è comunque del tutto esclusa.

pag. 3

MERCATO ELETTRICO

- Nuove remunerazioni per le rinnovabili che offrono servizi

Con la riforma del dispacciamento le fonti rinnovabili stanno acquistando un ruolo sempre più significativo all'interno del portafoglio di risorse da cui Terna potrà approvvigionare servizi di dispacciamento. Sull'onda di questo cambiamento, l'Autorità sta progressivamente ripensando il modo in cui questi tipi di risorse, abilitate e non, vengono remunerate per il loro contributo al bilanciamento del sistema. Tra le proposte sul tavolo, la revisione dell'indice di affidabilità con cui viene calcolato il contributo per la mancata produzione eolica e le regole attraverso cui Terna ha definito le procedure per l'approvvigionamento a termine di servizi di bilanciamento tramite Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM).

pag. 10

- Dalle aste ai PPA: alcuni appunti dall'esperienza del Regno Unito

La storia degli incentivi alle rinnovabili nel Regno Unito ha seguito una dinamica simile a quella italiana: un generoso sistema di certificati verdi successivamente sostituito da un sistema di aste, puntando più di recente al superamento degli incentivi attraverso i PPA, con spunti e indicazioni utili anche nel nascente dibattito italiano.

pag. 16

IMPRESE E ISTITUZIONI

- Prescrizione a breve: l'estensione al settore gas

L'estensione della normativa sui maxi conguagli al settore gas, più esposto per via del minor numero di consumatori teleletti rispetto all'elettrico, è l'occasione per una revisione dei meccanismi regolatori che tuttavia non porta al superamento, atteso dagli operatori, del meccanismo transitorio: i fornitori rimangono così esposti al rischio di supportare i costi della materia prima delle rettifiche tardive e degli aggiustamenti che i clienti finali non sono tenuti a pagare.

pag. 18

LE OPERAZIONI DI M&A PER LE RINNOVABILI

- Monitoraggio operazioni di M&A per le rinnovabili

pag. 20

GARE GAS

- Monitoraggio gare gas

pag. 21

INDICATORI

- Dati di mercato
- Dati settori incentivati e regolati

pag. 24

pag. 25

INDICI

- ITEC e Magi

pag. 26

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, Innogy Italia SpA, Iren SpA, Repower Italia SpA, Shell Energy Europe, Siram SpA, Sorgenia SpA, Tenaris Dalmine, Terna SpA, Tirreno Power SpA, Utilitalia

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

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

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

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

Editore

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

Presidente

Pia Saraceno

Segreteria, Editing e grafici

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

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

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

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

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

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

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

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

Periodici

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

Pubblicazioni

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

Servizi

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

GAS NATURALE

SERVIZI SSLNG E INFRASTRUTTURE DI RIGASSIFICAZIONE: REGOLAZIONE O MERCATO?

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [DCO 590/2018/R/gas](#)
- [DCO 347/2018/R/gas](#)
- [Delibera 141/2017/R/gas](#)
- [Dlgs 257/2016](#)
- [Dlgs 93/2011](#)
- [RTRG](#)
- [TIIRG](#)
- [TIUC](#)

ARTICOLI CORRELATI

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

Le indicazioni della regolazione, in consultazione in questi giorni, sono fondamentali per sbloccare i numerosi investimenti avviati e in attesa di un quadro regolatorio più certo. Per le infrastrutture a mercato, in particolare per i servizi SSLNG che potrebbero essere offerti dai grandi terminali di rigassificazione esistenti, emerge la complessità della convivenza tra servizi regolati (quelli di rigassificazione classici) e non (quelli dedicati alla filiera SSLNG). Per le infrastrutture regolate (depositi dotati di rigassificazione che alimentano reti isolate) sembrano essere ribaditi i principi basati sul riconoscimento ex-post dei costi sostenuti, anche se potrebbe sfumare l'opzione della garanzia dei ricavi, attesa da molti, che non è comunque del tutto esclusa.

Nel marzo 2017 l'ARERA (delibera 141/2017) aveva compiuto i primi passi per definire gli interventi previsti dal Dlgs n. 257/2016, in particolare in merito alle infrastrutture che saranno regolate, ossia quelle di stoccaggio e trasporto del GNL allacciate alla rete di trasporto nazionale¹ nonché per quelle che non saranno regolate, tra cui rientrano le attività per il *downstream* per gli usi finali del GNL presso i terminali di rigassificazione regolati² ma che saranno comunque soggette al regime di separazione contabile.

OBIETTIVI DEL REGOLATORE

Gli obiettivi specifici dei provvedimenti previsti dal regolatore a conclusione del procedimento sono:

- l'individuazione del perimetro e delle attività riconducibili ai servizi SSLNG forniti dai terminali di GNL al fine di adottare un'adeguata disciplina in materia di obblighi di separazione contabile
- lo sviluppo efficiente delle infrastrutture strategiche di stoccaggio di GNL connesse o funzionali all'allacciamento e alla realizzazione della rete nazionale di trasporto del gas naturale, o di parti isolate della stessa, mediante la definizione delle condizioni, anche economiche, di accesso ed erogazione dei servizi che possono essere forniti da tali infrastrutture, in un'ottica di non discriminazione e di selettività degli investimenti
- la neutralità regolatoria, adottando un approccio che non ostacoli lo sviluppo del GNL di piccola taglia ma che, al contempo eviti sussidi incrociati a carico dei servizi infrastrutturali regolati del settore del gas naturale, nella prospettiva della promozione dell'efficienza del servizio di rigassificazione, della concorrenza, della tutela del consumatore finale e degli utenti dei servizi regolati offerti dai terminali di GNL.

LA FILIERA SSLNG

Il nuovo DCO è innanzitutto l'occasione per l'ARERA di introdurre una propria definizione dei servizi SSLNG. L'espressione SSLNG viene utilizzata per distinguere le attività connesse al trasporto, alla distribuzione e alla fornitura di GNL su piccola scala rispetto alle attività di trasporto su larga scala del GNL per la successiva rigassificazione nei terminali connessi con le reti di trasporto del gas naturale. Viene quindi proposta un'articolazione dei segmenti della filiera SSLNG e dei servizi SSLNG.

Rispetto alla definizione proposta di nave *bunker*, sembrerebbe più opportuno parlare di metaniere SSLNG per le navi con cisterne criogeniche per trasporto di GNL con capacità tra 500 e 30,000 mc e successivamente distinguere tra quelle denominate *bunkership* che posso effettuare anche il servizio di bunkeraggio (*bunkering*)

¹ L'articolo 9 del Dlgs 257/2016 introduce la fattispecie delle infrastrutture di stoccaggio di GNL, connesse o funzionali all'allacciamento e alla realizzazione della rete nazionale di trasporto del gas naturale o di parti isolate della stessa, e stabilisce che queste siano considerate quali infrastrutture e insediamenti strategici e che i gestori di tali impianti e infrastrutture siano soggetti agli obblighi di pubblico servizio, definiti e regolamentati dall'ARERA.

² Il comma 2 dell'articolo 10 stabilisce che i terminali di importazione di GNL possono realizzare modifiche agli impianti finalizzate al carico, stoccaggio e scarico di GNL, non destinato alla rete di trasporto nazionale, su autobotti o navi cisterna e che tali modifiche devono essere autorizzate dal MSE. Queste attività non saranno regolate, ma devono essere svolte in regime di separazione contabile amministrativa, sotto il controllo dell'ARERA che ha anche il compito di determinare le modalità che evitino oneri a carico delle tariffe regolate

TAG

Ing, natural gas

direttamente da nave a nave (*ship-to-ship*), rispetto a quelle che possono effettuare solo il trasporto presso depositi costieri di stoccaggio del GNL. Inoltre, nella gamma dei servizi SSLNG viene inserito il servizio di *re-loading* correttamente definito come l'operazione con la quale il GNL, precedentemente importato e stoccato nei serbatoi di un terminale, viene ricaricato su navi metaniere per la riesportazione del prodotto, allo scopo di cogliere eventuali opportunità commerciali, ma che appare come una definizione non specifica per la filiera SSLNG se non viene chiarito che si tratta del caricamento di metaniere SSLNG.

Tra i servizi SSLNG vengono introdotti i servizi aggiuntivi (limitatamente ai terminali a terra) definiti come quei servizi che permettono la fornitura di GNL attraverso infrastrutture realizzate nei pressi di terminali di rigassificazione o dei depositi di stoccaggio di GNL e a essi direttamente collegate, quali il servizio di caricamento del GNL su navi *bunker*, il caricamento di autocisterne mediante un serbatoio dedicato collegato al terminale o il servizio di rifornimento per mezzi destinati al trasporto di merci su gomma, mediante una stazione dedicata collegata direttamente al terminale.

Un'interessante notazione riguarda il campo di applicazione dell'articolo 9 del Dlgs 257/2016, specificando che non rientrano in questa fattispecie né i depositi di GNL connessi e funzionali all'immissione di gas nelle sole reti di distribuzione, né i depositi di GNL che hanno come finalità prevalente l'erogazione di servizi di SSLNG e sono connessi alla rete di trasporto esclusivamente per l'immissione in rete del *boil-off* gas che si produce nei serbatoi criogenici.

DEPOSITI DI GNL CONNESSI ALLA RETE DI TRASPORTO PER LA SOLA GESTIONE DEL *BOIL-OFF*

A proposito di quest'ultima casistica il documento specifica che qualora un impianto di stoccaggio del GNL necessiti di essere allacciato alla rete di trasporto nazionale del gas naturale al fine esclusivo di immettere i quantitativi relativi al *boil-off* generato dall'impianto stesso, appare possibile assoggettare tali richieste alle procedure previste dai codici di rete delle imprese di trasporto per la realizzazione di nuovi punti di consegna da produzione nazionale di gas naturale. Inoltre l'Autorità afferma che, anche in relazione al conferimento della capacità presso i punti di consegna alla rete di trasporto, i suddetti impianti di stoccaggio del GNL possono, analogamente alle disposizioni per l'allacciamento, seguire i criteri di conferimento della capacità ai punti di consegna da produzioni nazionali di gas naturale contenute nei codici di rete.

ANALISI COSTI BENEFICI

Con riguardo all'individuazione delle infrastrutture di stoccaggio disciplinate dall'articolo 9 del Dlgs si affronta il tema del riconoscimento della loro strategicità che, in base alla norma, deve essere preceduta da un'analisi costi/benefici, sentita l'Autorità per gli aspetti regolatori, al fine di valutare la complessiva sostenibilità economica, ambientale e sociale di tali interventi.

A questo proposito, in coerenza con l'impostazione già citata di utilizzare per quanto possibile i principi regolatori già messi in atto, l'Autorità ritiene che i requisiti minimi e linee guida per l'analisi costi/benefici proposti per la valutazione degli interventi di sviluppo della rete di trasporto (DCO 347/2018), possano costituire un efficace riferimento anche ai fini della valutazione delle infrastrutture di stoccaggio di GNL ex art. 9 del Dlgs 257/2016, ferma restando l'opportunità per il promotore di valorizzare eventuali ulteriori specificità di tali infrastrutture attraverso l'elaborazione di benefici monetizzati non rappresentati nell'ambito dei suddetti criteri.

SEPARAZIONE CONTABILE

Seguendo l'impostazione generale adottata, l'orientamento proposto dall'Autorità nel DCO è quello di integrare il TIUC nelle parti dove sono definite le attività di rigassificazione, e in cui includere anche quelle delle infrastrutture ex articolo 9 del Dlgs 257/2016, e quelle che non vi sono incluse come i servizi SSLNG che ricadrebbero nelle "attività diverse" di carattere libero e non regolato già previste dal TIUC. Secondo l'Autorità la classificazione tra attività di rigassificazione e "attività diverse" utilizzando le regole del TIUC consente di ottenere una chiara rappresentazione contabile delle attività svolte e quindi di evitare possibili sussidi incrociati tra queste.

Nella fase di istruttoria gli operatori interessati hanno osservato che per non pregiudicare la competitività dei servizi SSLNG erogabili dai terminali esistenti sarebbe auspicabile che la separazione contabile fosse attuata in modo da imputare a questi servizi i soli costi di investimento incrementali derivanti dalla realizzazione degli adeguamenti impiantistici necessari e i costi di esercizio aggiuntivi. Gli operatori interessati hanno inoltre osservato che gli adeguamenti dei terminali necessari per erogare i servizi SSLNG comportano in molti casi investimenti in infrastrutture comuni con i servizi di rigassificazione per quali sarebbe difficile la separazione contabile.

A fronte di questo tipo di osservazioni l'Autorità replica ribadendo di ritenere necessario che le informazioni riportate in rendiconti separati consentano una rappresentazione accurata, garantiscano una puntuale allocazione alle attività dei costi diretti e assicurino criteri trasparenti per l'allocazione alle attività dei costi comuni o congiunti, in ossequio al principio sopra esposto, previsto dal TIUC, di separazione delle attività come se queste fossero svolte da imprese separate, al fine di evitare il rischio di sussidi incrociati tra attività.

Al contempo l'Autorità, in relazione ai costi comuni o congiunti dei servizi SSLNG presso i terminali esistenti afferma di essere orientata a individuare uno o più criteri utili alla separazione contabile delle poste di natura patrimoniale come i nuovi investimenti, piuttosto che quelli di natura economica come i costi di esercizio aggiuntivi. Tra questi criteri l'Autorità contempla quello della "capacità effettiva conferita" dell'impianto, un indicatore che se sistematicamente rilevato consentirebbe di ripartire investimenti o costi di esercizio comuni sia ai servizi regolati sia a quelli liberi come i servizi SSLNG.

Anche per la separazione contabile dei servizi SSLNG da quelli di rigassificazione nel caso delle infrastrutture di stoccaggio di GNL connesse alla rete nazionale di trasporto del gas naturale previste dall'articolo 9 del Dlgs 257/2016, l'Autorità propone quindi di introdurre nel TIUC gli aggiustamenti necessari per contemplare le specificità di questo tipo di infrastruttura mantenendo inalterate le regole generali di separazione contabile già definite.

ACCESSO AI SERVIZI

Il tema dell'accesso alle infrastrutture di rigassificazione in caso di erogazione di servizi SSLNG viene affrontato dall'Autorità ribadendo che sotto questo profilo non vi è distinzione tra terminali GNL e depositi di stoccaggio ex articolo 9 del Dlgs 257/2016 e che per l'accesso ai servizi di rigassificazione si applica a entrambi quanto già previsto dal TIRG.

Il tema è particolarmente rilevante per i terminali che già offrono servizi di rigassificazione tradizionali. I volumi di GNL che alimentano i servizi SSLNG possono essere assicurati tramite due modalità distinte:

- attraverso una *facility* esclusivamente dedicata a tali servizi
- attraverso l'utilizzo della medesima capacità offerta agli utenti del servizio di rigassificazione regolato.

Nel caso di capacità dedicata, il terminale di rigassificazione offre la possibilità di ricevere volumi di GNL, destinati al solo servizio di SSLNG, in aggiunta all'originale capacità di rigassificazione del terminale. In questo caso, l'accesso al servizio di SSLNG potrà avvenire sulla base di procedure definite in autonomia dalle imprese di rigassificazione, nel rispetto di condizioni che non pregiudichino la disponibilità delle capacità di rigassificazione né comportino effetti negativi sull'erogazione del servizio di rigassificazione, senza quindi compromettere i diritti e i livelli di prestazione degli utenti del servizio di rigassificazione. Dovrà comunque essere previsto un riconoscimento economico per l'utilizzo della parte dell'infrastruttura per l'accesso al terminale condivisa tra servizio di rigassificazione e servizi SSLNG.

Nel caso di servizi SSLNG che impegnano parte della capacità di rigassificazione, i soggetti interessati dovranno acquistare capacità di rigassificazione tramite la partecipazione alle procedure di conferimento definite ai sensi del TIRG. In questo caso, i servizi SSLNG erogati si configurano come servizi aggiuntivi al servizio regolato di rigassificazione, cui si può accedere nei limiti della capacità di rigassificazione disponibile. Nei codici di rigassificazione dovrà, quindi, essere definita l'entità dei servizi aggiuntivi (SSLNG) a cui l'utente può accedere in funzione della capacità di rigassificazione nella sua disponibilità.

I servizi SSLNG non rientrano comunque nel perimetro delle attività regolate, l'accesso alle relative infrastrutture non necessita dunque di alcuna disposizione di raccordo con i criteri di regolazione dell'accesso definiti dall'Autorità, purché venga fatto salvo il principio di servizio aggiuntivo rispetto al servizio di rigassificazione, la cui erogazione non deve quindi subire una compressione dei diritti degli utenti e dei livelli di prestazione.

SERVIZI SSLNG E COSTI RICONOSCIUTI

Nel caso in cui vi siano impianti o servizi condivisi tra l'attività regolata di rigassificazione e le attività svolte in regime di libero mercato, emerge il problema di come allocare i costi comuni o congiunti tra tali attività. L'articolo 8 della RTRG prevede già la possibilità, per le imprese di rigassificazione di offrire, in maniera non discriminatoria sulla base dei costi sottostanti il servizio offerto, eventuali ulteriori servizi rispetto al servizio di rigassificazione. I costi di tali servizi devono essere enucleati dai costi di capitale e operativi riconosciuti per il servizio di rigassificazione.

Tale orientamento deve però confrontarsi con i casi in cui sono necessari nuovi investimenti. Si possono individuare due fattispecie: quella del potenziamento di terminali GNL esistenti e quella dei nuovi impianti come quelli previsti dall'articolo 9 del Dlgs 257/2016.

Nel caso del potenziamento o ammodernamento di un terminale esistente per consentire l'erogazione di servizi SSLNG come previsto dall'articolo 10 del Dlgs 257/2016 il documento prospetta due possibili soluzioni: una basata su logiche di tipo contabile convenzionali, quindi esclusivamente su una ripartizione dei costi di capitale tra le diverse attività, e un'alternativa basata su un approccio di *netback pricing*, con la retrocessione di parte dei ricavi dei nuovi servizi SSLNG dai costi riconosciuti per il servizio regolato, almeno per la parte che supera i ricavi per la copertura dei costi dei nuovi investimenti. Il regolatore sarebbe orientato a seguire questa seconda opzione, che incentiverebbe i terminali esistenti a offrire i nuovi servizi SSLNG allocando un minor rischio sull'investitore, ma evidenzia anche possibili criticità connesse a questo approccio che potrebbe introdurre distorsioni concorrenziali tra forniture di gas naturale tramite la filiera SSLNG e quelle tramite rete di trasporto, e nell'ambito della filiera SSLNG tra terminali esistenti e nuove infrastrutture.

Nel caso di nuove infrastrutture di rigassificazione regolate, l'Autorità intende utilizzare un approccio coerente con quello per i terminali esistenti, che prevede il riconoscimento dei costi effettivamente sostenuti come riportati nei bilanci certificati. Non viene tuttavia esclusa la possibilità di introdurre costi standard per la determinazione del costo riconosciuto di capitale ascrivibile al servizio di rigassificazione, opzione che verrà valutata con l'avvio di una raccolta di dati e informazioni sulle caratteristiche tecniche e sui costi dei depositi e dei terminali di rigassificazione che offrono anche servizi SSLNG, al fine di verificare se sussistano le condizioni per l'introduzione di un sistema di costi standard efficace, anche in relazione alla numerosità di tali infrastrutture e alle relative caratteristiche di omogeneità. In effetti, se per i depositi di dimensione maggiore, che normalmente rientrano tra quelli non regolati perché non connessi alla rete gas, esistono a oggi diverse soluzioni tecnologiche e una varietà di condizioni che rendono difficile immaginare una standardizzazione, la situazione potrebbe essere diversa per i depositi di dimensioni minori dotati di rigassificatore asserviti a reti isolate, per i quali, pur nell'eterogeneità delle condizioni al contorno, potrebbero essere possibile individuare soluzioni tecnologiche con dimensioni e costi relativamente standardizzabili.

TARiffe PER I SERVIZI SSLNG

I gestori delle infrastrutture di rigassificazione regolate sono tenuti a pubblicare, in maniera trasparente, le condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione degli ulteriori servizi SSLNG, determinate sulla base dei costi sottostanti e a offrire tali servizi in maniera non discriminatoria tra utenti, ai sensi dell'articolo 8 della RTRG.

Nel caso in cui l'infrastruttura di rigassificazione metta a disposizione capacità dedicata, distinta dalla capacità di rigassificazione del terminale, per i servizi SSLNG, l'Autorità ritiene opportuno prevedere la possibilità di definire corrispettivi specifici per i servizi connessi sia all'utilizzo della quota parte dell'infrastruttura di accesso al terminale comune al servizio di rigassificazione sia all'utilizzo delle infrastrutture specifiche per i servizi SSLNG, da fissare in funzione delle caratteristiche dei servizi SSLNG.

Nel caso in cui invece i servizi SSLNG siano offerti impegnando una parte della capacità di rigassificazione, l'Autorità è orientata a prevedere che per l'utilizzo delle infrastrutture comuni al servizio di rigassificazione siano applicate le medesime condizioni economiche di accesso previste per il servizio di rigassificazione, ossia la tariffa di cui all'articolo 6 della RTRG o, in caso di procedure concorsuali per il conferimento delle capacità espletate ai sensi del TIRG, il prezzo risultante dalla procedura concorsuale.

Questa impostazione è naturalmente figlia di quanto già detto in relazione alla separazione contabile e alle modalità di allocazione dei costi. Come già sottolineato ne potrebbero tuttavia sorgere alcune distorsioni, ad esempio i soggetti che prenotassero capacità presso i terminali esistenti potrebbero essere chiamati a pagare non solo la capacità di stoccaggio del GNL ma anche la capacità di rigassificazione che non usano. Le tariffe oggi prevedono infatti la messa a disposizione di prodotti *bundle* che comprendono tutti i servizi offerti dal terminale.

MECCANISMI DI GARANZIA DEI RICAVI

Un tema molto sentito dagli investitori interessati a realizzare infrastrutture che accedrebbero al servizio regolato ex art. 9 è quello dell'eventuale introduzione di meccanismi di garanzia dei ricavi o di natura perequativa dei costi. Anche in questo caso l'Autorità parte dagli attuali meccanismi di garanzia vigenti per i terminali di rigassificazione regolati e sottolinea che questi vengono oggi applicati solo nel caso in cui siano considerati strategici per il sistema ai sensi dell'articolo 3 del Dlgs 93/2011.

Il carattere di strategicità applicato ai terminali regolati non sarebbe estendibile secondo l'Autorità ai depositi di cui all'articolo 9 del Dlgs 257/2016, di dimensioni singolarmente marginali rispetto al sistema per poter essere considerati un contributo imprescindibile alla sicurezza. Non si esclude, tuttavia, la possibilità di introdurre per un limitato periodo di avviamento un meccanismo di garanzia per queste infrastrutture, per la sola capacità resa disponibile ai fini della rigassificazione e comunque entro i limiti di sostegno già definiti per i terminali di rigassificazione (garanzia di copertura del 64% dei costi complessivi). Tale meccanismo potrebbe creare condizioni favorevoli per lo sviluppo di nuovi investimenti infrastrutturali, ma la durata limitata garantirebbe il sostegno solo alle infrastrutture che possano assicurare nel medio-lungo periodo un equilibrio economico-finanziario della gestione. Anche se non viene menzionata esplicitamente questa parte del documento è riferita alle problematiche che si sono aperte con la prospettiva della metanizzazione della Sardegna basata sull'approvvigionamento di gas naturale tramite gli stoccaggi costieri di GNL introdotti con l'art. 9 del Dlgs 257/2016. Il problema dell'equilibrio economico-finanziario della metanizzazione della Sardegna basata su una parte isolata della rete di trasporto costituita dal progetto di dorsale isolana si collega ad altri profili regolatori in parte indeterminati come quelli inerenti la collocazione delle reti distribuzione collegate alla dorsale in termini di ambito tariffario ai fini della perequazione dei costi distribuzione.

QUADRO DELLE INIZIATIVE DI INFRASTRUTTURE PER LA DISTRIBUZIONE DEL GNL IN ITALIA

Per comprendere il potenziale impatto della regolazione per le infrastrutture indispensabili allo sviluppo della filiera degli usi finali del GNL in Italia è necessario esaminare il quadro delle iniziative in corso evidenziando quelle ne sono più direttamente interessate.

PROGETTI PER INFRASTRUTTURE SSLNG PRESSO I TERMINALI DI RIGASSIFICAZIONE

A metà dicembre 2018 non sono stati attivati procedimenti autorizzativi previsti dal comma 2 dell'articolo 10 del Dlgs n. 257/2016 per realizzare modifiche impiantistiche ai terminali di rigassificazione in esercizio, finalizzate al carico, allo stoccaggio e al successivo scarico su navi o autobotti di GNL non destinato alla rete nazionale di trasporto del gas naturale, ciò è sicuramente dovuto anche al fatto che il quadro regolatorio inerente tale tipo di infrastrutture non è ancora definito.

Il quadro delle iniziative per dotare i terminali italiani di *facilities* per il *downstream* del GNL è sintetizzato dalla **Tabella 1**.

TABELLA 1. INFRASTRUTTURE PER LA DISTRIBUZIONE DEL GNL PRESSO TERMINALI DI RIGASSIFICAZIONE (30/11/2018)

Terminali di rigassificazione	Società	Localizzazione	Carico navi cisterna per distribuzione GNL	Carico autocisterne per distribuzione GNL
Panigaglia	GNL Italia SpA (Gruppo SNAM)	A terra, Panigaglia, La Spezia	Studio di fattibilità concluso nel 2017 Ad aprile 2018 bando per costruzione per bracci di carico SSLNG (Operatività possibile entro il 2021)	Studio di fattibilità concluso nel 2017
FSRU Toscana	OLT Offshore LNG Toscana SpA	A mare, al largo della costa di Livorno	Studio di fattibilità preliminare concluso nel 2015. Progettazione di dettaglio in corso.	-
Adriatic LNG	Terminale GNL Adriatico Srl	A mare, al largo di Porto Levante (Rovigo)	Studio tecnico di fattibilità preliminare concluso nel 2015.	-

Fonte: elaborazioni REF-E

Da tale quadro emerge che la società OLT, che gestisce il terminale FSRU Toscana a largo di Livorno, ha già effettuato uno studio di fattibilità preliminare, ed è in corso di sviluppo la progettazione di dettaglio per permettere l'allibio e il caricamento dal lato di sinistra, attraverso tubi flessibili di piccole navi metaniere (1,000 - 7,500 mc) destinate al trasporto del GNL verso impianti di stoccaggio costiero, o a effettuare il bunkeraggio di imbarcazioni alimentate a GNL. L'iniziativa è stata proposta per il finanziamento nell'ambito dei progetti sostenuti dai bandi UE del programma CEF.

A gennaio 2016 era stato appaltato da parte di Snam uno studio per verificare la fattibilità presso il terminale di Panigaglia delle possibili soluzioni per realizzare le infrastrutture necessarie per approvvigionare di GNL navi cisterna e autocisterne per la successiva distribuzione. I risultati dello studio di fattibilità non hanno per ora determinato decisioni operative. Per il terminale Adriatic LNG nel 2015 è stato concluso uno studio tecnico di fattibilità preliminare finalizzato alla dotazione di un punto di carico per metaniere SSLNG. Va evidenziato che per tutti e tre i terminali vi sono vincoli logistici (collocazione a mare o viabilità limitata) che rendono impossibile, o molto difficile, l'attivazione delle *facilities* SSLNG di caricamento delle autocisterne criogeniche per il *downstream* del GNL.

INIZIATIVE PER DEPOSITI COSTIERI DI GNL

È molto significativo il quadro delle iniziative con attivazione di procedimenti amministrativi per la realizzazione depositi costieri intermedi per il *downstream* del GNL. Tre sono già stati autorizzati: quello per un deposito nel porto di Oristano di Higas Srl, quello promosso da Edison SpA, sempre localizzato nel porto di Oristano, e quello di PIR nel porto di Ravenna. Per altri tre progetti sono state attivate le procedure autorizzative presso il MSE: IVI Petroli SpA nel porto di Oristano; di ISGAS Multiutilities SpA nel porto di Cagliari; e infine di Venice LNG (JV tra Decal e S. Marco Petroli) a Porto Marghera. A questi si aggiungono i due progetti per i quali i promotori hanno verificato la fattibilità con le Autorità di Sistema portuale, come quello della Newco costituita da Costiero Gas Livorno, Neri SpA e SIGL nel Porto di Livorno, e quello del Consorzio industriale provinciale di Sassari per Porto Torres. Infine va registrata l'iniziativa dell'Autorità di Sistema Portuale del Mar Tirreno Centrale che ha attivato e concluso una procedura di evidenza pubblica per soggetti interessati a realizzare un deposito costiero di GNL nel porto di Napoli (**Tabella 2**).

Tra queste nove iniziative, in relazione all'intervento regolatorio in corso di definizione, si possono evidenziare le due (ISGAS a Cagliari e IVI a Oristano) i cui procedimenti autorizzativi, ancora in corso, sono incardinati sull'articolo 9 del Dlgs 257/2016 come infrastrutture di stoccaggio di GNL, connesse o funzionali all'allacciamento e alla realizzazione della rete nazionale di trasporto del gas naturale o di parti isolate della stessa, nella prospettiva della metanizzazione della Sardegna secondo quanto prospettato dal Quadro Strategico per il GNL e dalla SEN 2017. Potenzialmente interessate a collocarsi in questo ambito anche le altre iniziative di depositi costieri di GNL in Sardegna come quelli già autorizzati in base al comma 1 dell'articolo 10

del Dlgs 257/2016 a Oristano; di Higas e Edison; oltre all'iniziativa del Consorzio Industriale Provinciale di Sassari a Porto Torres.

Coinvolta dagli orientamenti del Regolatore nel DCO 590/2018 anche l'iniziativa in corso di autorizzazione di Venice LNG di Marghera il cui progetto di deposito costiero di GNL, da autorizzarsi ai sensi dell'articolo 10 del Dlgs 257/2016, prevede come soluzione tecnica di gestione del *boil-off*, l'immissione nella rete di trasporto, soluzione che viene chiaramente inquadrata dal punto visto regolatorio.

TABELLA 2. INIZIATIVE PER LA REALIZZAZIONE DI DEPOSITI INTERMEDI PER LA DISTRIBUZIONE DEL GNL IN ITALIA
(30/11/2018)

Località	Società	Stato procedure autorizzative	Capacità stoccaggio (mc)	Punti di carico per autocisterne	Punti di carico per vagoni-cisterna	Punti di carico bettoline o navi cisterna
Porto Marghera	Venice LNG SpA	Attivata a febbraio 2018 procedura ex c. 1, art. 10 Dlgs 257/2016. Procedura di VIA in corso presso il MATTM	32 000	5	-	1
Ravenna	Petrolifera Italo Rumena (PIR) SpA	Procedura ex c. 1, art. 10 Dlgs 257/2016 conclusa	20 000	6	-	1
Livorno	Livorno LNG Terminal SpA (Newco: Costiero Gas Livorno SpA/ Neri SpA/ SIGL- Vulcangas)	Richiesta conformità del progetto al PRP alla A.d.S.P.	9 000	2	2	1
Oristano	Higas Srl	Autorizzato (DD MSE il 17/01/2017) con procedura ex c.1 art. 10 Dlgs 257/2016. Comunicata l'apertura dei cantieri.	9 000	2	-	1
Oristano	IVI Petrolifera SpA	Attivata presso il MSE come impianto di rigassificazione (art. 9 Dlgs n. 257/2016)	9 000	2	-	1
Oristano	Edison SpA	Autorizzato con DD MSE il 12/01/2018 con procedura ex c.1, art. 10 Dlgs 257/2016	10 000	4	-	1
Cagliari	ISGAS ENERGIT Multiutilities SpA	Attivata presso il MSE come impianto di rigassificazione (art. 9 Dlgs n. 257/2016). Procedura di VIA in corso presso il MATTM. NOF rilasciato.	22 000	2	-	1
Porto Torres	Consorzio industriale provinciale Sassari	Avviato l'iter la concessione dell'area all'A.d.S.P. e pubblicato il bando per la fornitura di bracci di carico e scarico di GNL	10 000	1	-	1
Napoli	Autorità di Sistema Portuale del Mar Tirreno Centrale	Attivata e conclusa la procedura di evidenza pubblica per soggetti interessati a realizzare deposito costiero	10 000-20 000	2	-	1

Fonte: elaborazioni REF-E

MERCATO ELETTRICO

NUOVE REMUNERAZIONI PER LE RINNOVABILI CHE OFFRONO SERVIZI

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Dlibera 550/2018/R/efr](#)
- [Delibera 287/2018/R/efr](#)
- [Procedura per l'approvvigionamento a termine di risorse di dispacciamento fornite dalle UVAM](#)
- [Allegato A Delibera ARG/elt 5/10](#)

ARTICOLI CORRELATI

- Imminente la partenza dei progetti pilota UVAM e UPR, chiave della riforma MSD (Newsletter 223)
- Al via gli aggregatori nel sistema italiano (Newsletter 213)

Con la riforma del dispacciamento le fonti rinnovabili stanno acquistando un ruolo sempre più significativo all'interno del portafoglio di risorse da cui Terna potrà approvvigionare servizi di dispacciamento. Sull'onda di questo cambiamento, l'Autorità sta progressivamente ripensando il modo in cui questi tipi di risorse, abilitate e non, vengono remunerate per il loro contributo al bilanciamento del sistema. Tra le proposte sul tavolo, la revisione dell'indice di affidabilità con cui viene calcolato il contributo per la mancata produzione eolica e le regole attraverso cui Terna ha definito le procedure per l'approvvigionamento a termine di servizi di bilanciamento tramite Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM).

L'INTEGRAZIONE DELL'EOLICO NEL MERCATO DEI SERVIZI

Nonostante siano configurati come unità di produzione non programmabili, e quindi non formalmente abilitate alla fornitura di servizi di dispacciamento, gli impianti eolici hanno comunque contribuito negli anni alla sicurezza del sistema attraverso l'esecuzione di ordini di dispacciamento provenienti da Terna (ricevuti sotto forma di limitazioni della potenza massima iniettabile in rete) tipicamente per far fronte a situazioni di sovrapproduzione o di congestione.

Pur non essendo un servizio scambiato a mercato, la riduzione imposta della potenza si configura di fatto come un servizio a scendere e viene remunerata dal gestore della rete tramite un rimborso per la quota di produzione, che può essere anche incentivata, a cui l'operatore ha dovuto rinunciare limitando la potenza dell'impianto: la cosiddetta Mancata Produzione Eolica (MPE) viene attualmente remunerata sulla base dei prezzi del mercato del giorno prima (MGP) e di un volume di produzione ricavato a partire dalla previsione iniziale di produzione rispetto a cui è avvenuto il *curtailment*, scontato attraverso un indice di affidabilità (*IA*) stabilito dall'ARERA e finalizzato a misurare la capacità del produttore di rispettare pienamente le tempistiche degli ordini e i limiti di potenza richiesti.

Nel corso dell'ultimo anno, tramite i progetti pilota messi in atto da Terna sull'apertura del mercato dei servizi (MSD), anche gli impianti non programmabili possono configurarsi a tutti gli effetti come unità abilitate alla fornitura di servizi di dispacciamento. In particolare, per i partecipanti al progetto UVAM, è prevista la partecipazione a una procedura d'asta per l'approvvigionamento a termine della disponibilità a fornire servizi, che dà diritto a una remunerazione fissa annua della capacità, in aggiunta a quella variabile derivante dalla partecipazione diretta al mercato del bilanciamento.

Non è tuttavia chiaro come sarà gestito il coordinamento tra la MPE e la richiesta di fornitura di servizi a scendere sul MB per gli impianti eolici non rilevanti che si qualificheranno all'interno di un'UVAM per abilitarsi al mercato dei servizi (o se i due meccanismi diventeranno alternativi).

UN NUOVO INDICE DI AFFIDABILITÀ PER LA MANCATA PRODUZIONE EOLICA

REMUNERAZIONE DELL'EOLICO BASATA SULL'INDICE IA

La diffusione degli impianti eolici avvenuta con tassi di penetrazione sempre più intensi a partire dal 2007 ha posto il gestore della rete davanti a diverse problematiche legate al dispacciamento dell'energia elettrica generata da questo tipo di fonte. In particolare nelle regioni meridionali, dove si è maggiormente concentrata l'installazione di queste unità di produzione, la rete elettrica è meno magliata e meno sviluppata in termini di capacità di trasporto rispetto alle regioni settentrionali.

Questa condizione genera dei problemi in termini di congestioni e sovraccarichi della rete, poiché in molti casi gli impianti eolici sono molto vicini tra loro e immettono energia elettrica sullo stesso ramo di rete.

I problemi di questo tipo vengono principalmente gestiti e risolti da Terna nelle diverse sessioni del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), ridispacciando gli impianti

TAG

dispatching, market design, renewable energy sources, uvam

abilitati (al momento solo le unità programmabili e di taglia rilevante), attraverso l'acquisto di servizi ancillari. Tuttavia, esiste un elevato numero di risorse, come gli impianti eolici, che non possono prendervi parte (se non attraverso i progetti pilota introdotti nel corso dell'ultimo anno) poiché utilizzano tecnologie non programmabili.

Questo problema è stato affrontato nel 2010 dall'Autorità che con la deliberazione ARG/elt 5/10 ha disciplinato le condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica da fonti rinnovabili non programmabili, dando la possibilità a Terna di impartire ordini di limitazione alla generazione di energia elettrica degli impianti eolici e definendo le modalità per la remunerazione della mancata produzione.

Quest'ultima, in particolare, è remunerata sulla base dell'indice di adeguatezza (d'ora in avanti *IA*) che mira a esprimere la capacità degli operatori di recepire ed eseguire gli ordini impartiti dal TSO correttamente e per tempo.

LA FORMULAZIONE ORIGINALE DELL'INDICE

La formulazione di questo indice era stata fatta originariamente per perseguire diversi obiettivi: incentivare il produttore a eseguire gli ordini; promuovere la tempestività e l'efficacia dell'attuazione dell'ordine di dispacciamento inviato da Terna, in particolare nei primi due quarti d'ora; promuovere un comportamento virtuoso che fosse continuativo nel tempo, quindi valutando l'indice *IA* per un singolo comando anche sulla base del rispetto dei comandi precedenti.

L'indice *IA* così formulato nel 2010 era costruito in modo tale da oscillare tra 0 e 1: è uguale a 1 nel caso in cui tutti gli ultimi 10 ordini di dispacciamento in riduzione provenienti da Terna sono uguali a 0 MW e rispettati, mentre negli altri casi esprime il rapporto fra la somma delle potenze di limitazione ($PL_{k,m}$, riferito al quarto d'ora *m-esimo* e all'ordine di dispacciamento *k-esimo*) e la somma di un valore legato alle potenze effettivamente immesse nella rete ($P'_{k,m}$) nel medesimo quarto d'ora e nello stesso ordine di dispacciamento così definita: $P'_{k,m}$ è pari alla potenza immessa se quest'ultima è maggiore del limite imposto da Terna, mentre è pari alla potenza di limitazione se l'operatore ha rispettato l'ordine ponendosi o al di sotto o esattamente al limite comunicato, in modo tale da non premiare regolazioni maggiori di quanto richiesto. Inoltre, per incentivare una rapida implementazione delle disposizioni di Terna, viene applicata una penalizzazione a quei valori di $P'_{k,m}$ che nei primi due quarti d'ora risultano superiori al limite imposto dal TSO.

EFFETTI DISTORSIVI DELLA VECCHIA FORMULA

Nella scorsa primavera, alcuni operatori eolici, tra cui l'Associazione Nazionale Energia del Vento (ANEV), hanno segnalato all'Autorità che in particolari situazioni la formulazione dell'*IA* conduce a risultati anomali e soprattutto in controtendenza con gli obiettivi dichiarati dall'Autorità.

Consideriamo ad esempio il caso in cui vi siano diversi ordini di dispacciamento con limitazione maggiore di 0 MW che non vengono perfettamente rispettati e ordini di riduzione a 0 MW perfettamente rispettati: in questo caso l'ordine di riduzione a 0 MW perfettamente rispettato porterebbe ad aggiungere uno 0 al numeratore e uno 0 al denominatore, non producendo alcun incremento dell'*IA*, sebbene l'ordine sia stato correttamente e tempestivamente rispettato. Inoltre, se l'undicesimo ordine precedente fosse stato strettamente positivo e correttamente rispettato, l'*IA* diminuirebbe poiché questo ordine non verrebbe più considerato all'interno della formula.

L'Autorità ha dunque approfondito l'analisi di questa formulazione e ha individuato altre criticità: l'indice *IA* assume un valore pari a 0 MW solo se tutti gli ordini di dispacciamento in riduzione sono uguali a 0 e vengono correttamente rispettati, ma anche se almeno uno non viene pienamente rispettato, poiché il numeratore rimarrebbe comunque sempre uguale a 0; non viene considerata la potenza nominale massima installata per valutare proporzionalmente la riduzione richiesta.

DUE NUOVE FORMULE PROPOSTE DALL'AUTORITÀ

Nel Documento per la Consultazione 550/2018 del 20 ottobre 2018 l'Autorità ha affrontato questi problemi e ha proposto due nuove formulazioni alternative al vecchio indice: una da applicare retroattivamente agli anni 2017 e 2018 (formula A) e una da utilizzare a partire dal 2019 (formula B).

La necessità di prevedere una formulazione alternativa da applicare agli ultimi due anni è stata condizionata dalla critica mossa da ANEV, secondo la quale, durante il 2017, gli ordini di dispacciamento in riduzione a 0 MW erano stati particolarmente numerosi, generando un danno economico da mancata remunerazione per gli operatori eolici.

La formula A sconta il vecchio indice per un fattore compreso tra 0 e 1 sulla base degli ordini di limitazione maggiori di 0 MW rispettati e quelli a 0 MW non rispettati; inoltre scorpora questa componente dalla quota di comandi a 0 MW correttamente eseguiti sulla serie degli ultimi 10 ordini considerati nel calcolo dell' IA .

La formula B è strutturata in modo completamente diverso poiché considera la potenza nominale installata degli impianti in modo da non svantaggiare quelli di piccole dimensioni. Ovviamente, anche questa formula è una media relativa agli ultimi 10 ordini e valuta il comportamento dell'operatore in ciascun quarto d'ora. In particolare, considera di quanto l'operatore si discosta dall'ordine impartito da Terna in relazione alla propria capacità installata.

LE CRITICITÀ NELLE NUOVE FORMULE

Osservando queste due formule, però, sorgono ancora dei dubbi sulla loro effettiva capacità di perseguire gli obiettivi preposti dall'Autorità con la deliberazione ARG/elt 5/10.

Il problema che sorge dall'applicazione della formula A è ancora la disparità fra la grande rilevanza che assumono gli ordini di dispacciamento non rispettati nei primi due quarti d'ora e quella che assumono gli ordini rispettati, ma di potenza ridotta. Ad esempio, consideriamo il caso in cui:

- l'ultimo ordine di dispacciamento in riduzione sia strettamente positivo e rispettato
- tra gli ultimi 9 ordini ce ne sia uno positivo e non rispettato nei primi due quarti d'ora
- il decimo ordine precedente - cioè il primo ordine che non viene più considerato nel calcolo dell' IA - imponga un limite pari a 0 MW e che questo venga rispettato.

In questo caso, sebbene l'ultimo ordine sia stato rispettato, l'indice IA può decrescere rispetto al comando precedente, nonostante l'ordine sia stato eseguito correttamente. Questo comportamento dell'indice è antitetico rispetto all'obiettivo dichiarato di *"promuovere la tempestività e l'efficacia dell'attuazione dell'ordine di dispacciamento inviato da Terna, ciò con particolare riferimento ai primi due quarti d'ora"*. In sintesi la formula A, che verrebbe retroattivamente applicata, risolve solo le anomalie relative ai nuovi ordini di dispacciamento in riduzione a 0 MW, ma potrebbe mostrarsi ancora poco coerente rispetto ai suoi obiettivi per particolari situazioni relative a limiti di potenza ridotta.

Nella formula B, invece, lo scostamento dall'ordine impartito da Terna rispetto alla capacità installata viene considerato in valore assoluto, ma non se ne comprende bene la ragione, dato che il numeratore di quel rapporto non può andare al di sotto dello 0 per definizione e che la potenza installata di un impianto è sempre positiva.

Questa formula risponde all'esigenza di rapportare gli scostamenti dal limite imposto con la potenza nominale installata dell'impianto e di non penalizzare gli ordini di dispacciamento in riduzione a 0 MW e correttamente rispettati. Applicando questa formula all'esempio precedente, però, si riscontra la stessa anomalia: nelle condizioni sopra elencate, il rispetto del limite imposto, sia in termini di velocità di esecuzione sia di accuratezza, non comporta un aumento dell' IA , anzi può condurre a una sua riduzione.

L'ultimo problema riscontrato con questo metodo di calcolo dell' IA è l'effetto che potrebbe avere sulla determinazione della mancata produzione eolica (MPE). Questa formulazione, infatti, apre alla possibilità che l'indice scenda addirittura al di sotto dello 0. Per meglio comprendere questa fattispecie, è necessario riprendere la formulazione originaria di $P'_{k,m}$ definita in precedenza.

Secondo questa definizione, infatti, nel caso in cui il limite imposto da Terna non fosse stato rispettato nei primi due quarti d'ora, alla potenza limite verrebbe aggiunto il discostamento moltiplicato per 150. Soprattutto per impianti di piccole dimensioni, questo fattore potrebbe diventare molto rilevante e portare il numeratore della formula B ben al di sopra della potenza nominale installata, producendo dei valori dell'indice

al di sotto dello 0. Un IA negativo, però, andrebbe a condizionare il livello di mancata produzione eolica portandolo a 0 troppe volte, sfavorendo soprattutto gli impianti di piccola taglia che ricadrebbero in questa situazione con molta frequenza, a cui basterebbe sbagliare l'implementazione delle limitazioni di Terna per due quarti d'ora per vedersi decurtare a 0 la remunerazione anche per i successivi 9 ordini.

Per giustificare questa affermazione, basta considerare come esempio un impianto di circa 30 MW che riceve un ordine di dispacciamento in riduzione pari a 9 MW e non lo rispetta nei primi due quarti d'ora immettendo prima 20 MW e poi 11 MW. Applicando le regole fornite dall'Autorità, in questi due quarti d'ora il valore di $P'_{k,m}$ sarebbe di 1,659 nel primo quarto d'ora e 309 nel secondo, portando la differenza all'interno della sommatoria a -54 e -9. Ipotizziamo ora che si tratti di un operatore virtuoso e che fino ad allora abbia sempre rispettato i comandi di Terna e che, dopo l'errore, continui a rispettare sempre le limitazioni imposte. In questo caso, a partire dall'ordine non rispettato nei primi due quarti d'ora, il valore dell'indice sarebbe sempre un negativo fino a quando l'ordine non rispettato non esce dalla media mobile.

ULTERIORI MIGLIORAMENTI POSSIBILI PER L'INDICE

In conclusione, le nuove formulazioni dell' IA lasciano irrisolti ancora molti problemi e soprattutto, in alcune fattispecie, rischiano di continuare a fornire un valore dell' IA in antitesi agli obiettivi fissati. A fronte del Documento di Consultazione 550/2018, la correzione dell' IA , sia nella sua versione retroattiva sia in quella che entrerà in vigore nel 2019, è di fondamentale importanza per un corretto calcolo della remunerazione per la mancata produzione eolica degli operatori.

In particolare, per quanto concerne la formula B, andrebbe ritoccato il fattore di penalizzazione di 150 che influenza il valore di $P'_{k,m}$ tale per cui il rapporto compreso all'interno del valore assoluto sia sempre inferiore a 1. Per fare ciò potrebbe essere opportuno determinare questo fattore in funzione della capacità nominale installata: come affermato dalla stessa Autorità, infatti, è importante includere la potenza nominale installata per quantificare il massimo errore che l'unità di produzione può commettere.

Inoltre, potrebbe essere opportuno anche introdurre un meccanismo che dia maggior valore al comportamento dell'operatore negli ultimi ordini di dispacciamento in riduzione.

Sebbene l'utilizzo di una media mobile persegua già l'obiettivo di premiare i comportamenti virtuosi continuativi, l'implementazione errata di un comando ha la stessa capacità di tenere basso il livello dell' IA per tutti i 9 ordini successivi. Questo è in contraddizione con quanto auspicato dall'Autorità, di conseguenza si potrebbe pensare di dare una maggiore valenza al comportamento assunto dall'operatore agli ordini temporalmente più vicini, calcolando dunque l'indice di adeguatezza attraverso una media mobile ponderata.

APPROVVIGIONAMENTO A TERMINE DEI SERVIZI FORNITI DALLE UVAM

Con la definizione della procedura per l'approvvigionamento a termine di servizi di bilanciamento a salire, la regolazione di riferimento per le UVAM è ora completa. Le aste partiranno da subito: il 18 dicembre si terrà l'asta per il prodotto annuale 2019, mentre il giorno successivo quella per il primo prodotto mensile, riferito a gennaio 2019. Potranno partecipare alle aste gli aggregati per cui sarà stata presentata richiesta di partecipazione a Terna entro le 14:00 del 14 dicembre.

La procedura definita da Terna si basa sulla conclusione di contratti a termine nella forma di opzioni, in virtù dei quali viene riconosciuto all'offerente un premio fisso per i MW di capacità qualificati in cambio del rispetto di una serie di obblighi di offerta, tra cui quello di non poter presentare offerte sul mercato (per ora solamente quello del bilanciamento) a un prezzo superiore a un valore soglia (*strike price*).

FABBISOGNO DICHIARATO E PRODOTTI

Il fabbisogno complessivo definito da Terna per il 2019 è di 1,000 MW, suddivisi all'interno di due diverse Aree di Assegnazione:

- alla prima area (Area di Assegnazione A), formata geograficamente dalle zone di mercato Nord e Centro-Nord, è stato allocato un fabbisogno di 800 MW
- alla seconda area (Area di Assegnazione B), formata geograficamente dalle zone di mercato Sud, Centro-Sud, Sardegna e Sicilia, è stato invece allocato un fabbisogno di 200 MW.

I prodotti messi a disposizione degli offerenti sono di tre tipi:

- un prodotto di tipo annuale, valido per tutto il 2019, per cui il fabbisogno contrattabile corrisponde ai valori sopra riportati per ciascuna Area di Assegnazione
- tre prodotti infrannuali, per cui il quantitativo contrattabile corrisponde, per ogni Area di Assegnazione, al fabbisogno non approvvigionato in esito a procedure precedenti
- dodici prodotti mensili, per cui il quantitativo contrattabile corrisponderà, per ogni Area di Assegnazione, al fabbisogno residuo non approvvigionato tramite procedure già effettuate.

Per garantire la più ampia partecipazione possibile, Terna ha però precisato che sarà possibile inviare richieste di partecipazione anche per quegli aggregati che, pur non avendo ancora ufficialmente ottenuto la qualifica a operare sul mercato dei servizi di dispacciamento, abbiano superato le prove tecniche di abilitazione entro il termine di invio delle richieste di partecipazione e provvedano a finalizzare la propria abilitazione entro il 1 gennaio 2019.

Le aste per i prodotti infrannuali si terranno a marzo 2019 (con periodo di *delivery* tra aprile e dicembre 2019), a giugno 2019 (con periodo di *delivery* tra luglio e dicembre 2019) e a settembre 2019 (con periodo di *delivery* tra ottobre e dicembre 2019).

Le aste per i prodotti mensili, che hanno valenza esclusiva per il mese di *delivery* designato, verranno invece sempre effettuate nel corso del mese precedente al mese di consegna.

SVOLGIMENTO DELL'ASTA

Le aste si svolgeranno secondo una modalità di presentazione delle offerte di tipo *pay-as-bid* al ribasso, in cui ciascuna UVAM potrà presentare una sola offerta composta da una coppia quantità abilitata (in MW) e premio annuo (espresso in €/MW/anno per tutti i tipi di *delivery*, anche per le procedure infrannuali). La base di partenza del premio annuo per la capacità è stata fissata a 30,000 €/MW/anno, mentre la quantità minima presentabile in offerta è di 1,0 MW (sono ammesse quantità a una cifra decimale).

In fase d'asta, Terna selezionerà dunque le offerte in ordine crescente di merito economico fino a esaurire il fabbisogno dichiarato. Nel caso due offerte economicamente equivalenti (stesso premio) comportino il superamento della quantità limite di fabbisogno, Terna provvederà a suddividere la capacità assegnata tra i soggetti offerenti attraverso una apposita procedura di razionalizzazione.

OBBLIGHI PER GLI ASSEGNATARI

Gli aggregati selezionati durante le aste dovranno impegnarsi a rispettare alcuni vincoli di offerta durante il periodo di consegna:

- ciascuna UVAM dovrà presentare, per un ammontare di risorse almeno pari alla Quantità Assegnata in fase d'asta, offerte per almeno quattro ore consecutive nella fascia oraria tra le 14:00 e le 20:00 di tutti i giorni dal lunedì al venerdì (inclusi)
- il prezzo di queste offerte non potrà essere superiore allo *strike price*, fissato a 400 €/MWh.

Qualora queste condizioni non vengano rispettate, Terna provvederà a penalizzare i soggetti aggregatori responsabili delle UVAM inquisite, decurtandone i ritorni. Nello specifico, la decurtazione viene applicata come trattenuta sul Corrispettivo Fisso Giornaliero, espresso per ogni mese come rapporto tra:

- il Corrispettivo Fisso (premio annuo in €/MW/anno)
- e il numero di giorni compresi tra lunedì e venerdì (inclusi) contenuti nel mese considerato moltiplicato per dodici.

Nel caso in cui Terna dovesse inoltre accertare il mancato rispetto della fornitura di servizi di bilanciamento, l'aggregatore responsabile dell'UVAM inadempiente sarebbe soggetto a ulteriori penalità, come descritto nel regolamento UVAM.

In futuro, inoltre, non sarà in alcun modo possibile qualificare alla procedura di approvvigionamento di servizi a termine delle UVAM contenenti unità di produzione partecipanti al Mercato della Capacità o delle unità di prelievo inserite in Unità di Consumo per il Mercato della Capacità.

DALLE ASTE AI PPA: ALCUNI APPUNTI DALL'ESPERIENZA DEL REGNO UNITO

La storia degli incentivi alle rinnovabili nel Regno Unito ha seguito una dinamica simile a quella italiana. Un generoso sistema di certificati verdi (i cosiddetti ROCs - *Renewable Origin Certificates*)¹ ha garantito lo sviluppo iniziale dell'industria, ed è stato successivamente sostituito da un sistema di aste. Grazie a questi sistemi di supporto, la capacità eolica installata a fine 2017 ha quasi raggiunto i 20 GW (di cui circa il 65% *onshore* e il rimanente *offshore*).

Rispetto ai valori estremamente elevati di remunerazione garantiti dal meccanismo dei ROC, le aste² hanno iniziato a esercitare la propria pressione competitiva sul settore, riducendo, nel primo 'pot' del 2015, la remunerazione per l'eolico *onshore* a circa 80 €/MWh.

Come dimostrato anche dall'esperienza italiana³, le aste hanno bisogno di tempo per dispiegare appieno la propria capacità di ridurre i prezzi pagati per l'energia delle nuove installazioni; anche nel Regno Unito, lo *strike price* per l'eolico *offshore* è passato da 140/150 €/MWh nel primo round di aste del 2014 a 57.5 €/MWh nel 2017, e ci si potrebbe attendere che simili riduzioni di costo si sarebbero verificate anche per l'*onshore*⁴.

Nel 2015, il Governo britannico ha però deciso di non consentire più la partecipazione dell'eolico *onshore* alle aste dopo il primo round, sostenendo che il costo dei 'sussidi' sarebbe stato eccessivo⁵. Il futuro sviluppo *onshore* è stato perciò interamente demandato a progetti *merchant*.

Le prime evidenze sull'evoluzione della capacità installata raccontano una storia interessante. Dopo un 2017 record, nel corso del quale sono stati installati nel Regno Unito circa 2,6 GW di eolico *onshore*⁶ (ponendo il Regno Unito al terzo posto in Europa per incremento di capacità installata nell'anno) grazie all'onda lunga dei sistemi di sostegno, i dati preliminari per il 2018⁷ indicano un repentino decremento delle nuove installazioni, con un aumento della capacità installata di circa 300 MW nel primo semestre 2018 e un secondo trimestre fermo a meno di 60 MW (dato inferiore non solo al record del 2018, ma anche ai numeri degli anni precedenti).

L'improvviso stop ai nuovi investimenti ha riaperto il dibattito sull'opportunità di reintrodurre la possibile partecipazione dell'*onshore* alle aste (con le aziende del settore impegnate a richiedere l'ammissione alle aste) e ha messo in evidenza la rilevanza del *timing* e della preparazione dell'industria nel suo complesso per la gestione della transizione verso un mondo di rinnovabili interamente *merchant* nel contesto europeo.

Sebbene i primi esempi di *corporate* PPA stiano facendo la loro comparsa sul mercato⁸, gli investimenti in nuove installazioni sono drammaticamente diminuiti (del 56% nel 2017 secondo *Bloomberg Energy Finance*) a causa dell'impreparazione del mercato nel suo complesso a gestire la transizione. Come ha dichiarato il CEO di Scottish Power Keith Anderson, "un mercato delle dimensioni necessarie non esiste in UK adesso"⁹, e questo nonostante la Gran Bretagna abbia una lunga storia di contratti di *offtake* di lungo termine¹⁰.

¹ Unito ad altre forme di supporto.

² Che assegnano un prezzo in €/MWh garantito tramite un contratto per differenze a due vie.

³ Dove il prezzo medio di assegnazione dell'eolico *onshore* è sceso dai circa 115 €/MWh del 2012 ai circa 66 €/MWh del 2016.

⁴ In uno studio commissionato dal governo inglese, la società di consulenza Baringa Partners ha stimato che aste successive avrebbero potuto chiudersi sotto le 50 €/MWh.

⁵ Tale decisione fu in realtà motivata da diverse ragioni, tra le quali il desiderio di assecondare una crescente avversione alle installazioni in alcune aree del Paese.

⁶ Si veda, per esempio, <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Statistics-2017.pdf>.

⁷ Department for Business, Energy and Industrial Strategy, Renewable electricity capacity and generation, 27 Settembre 2018.

⁸ Ad esempio, la società tedesca Energiekontor AG ha recentemente annunciato di aver ottenuto i permessi per la costruzione di un parco di 48 MW, che dovrebbe essere finanziato tramite un PPA di lungo periodo siglato con un soggetto industriale.

⁹ "If the only thing out there is a corporate PPA, the market will slow down dramatically, because frankly, that market doesn't really exist in UK [at the scale required], ... "That might change in 5-10 years, but it doesn't exist right now" Si veda per esempio, <https://theenergyst.com>.

¹⁰ Il vecchio meccanismo di incentivazione basato sui ROC (simili ai certificati verdi italiani), unitamente alla struttura 'decentrata' del mercato elettrico inglese, richiedeva la stipula di contratti di lungo termine che garantissero ai produttori rinnovabili almeno la certezza dell'accesso al mercato (sebbene non a prezzo fisso), stimolando così l'insorgere di un mercato di contratti di *offtake* di lungo periodo.

Si sta quindi facendo strada nel dibattito pubblico l'idea che i *corporate* PPA, nella loro forma più semplice e maggiormente conosciuta (ossia un contratto a prezzo fisso di durata più che decennale tra un produttore e un consumatore di grandi dimensioni), non rappresentino da soli la soluzione del problema, ma piuttosto il primo passo del settore nella direzione di un affrancamento degli investimenti in rinnovabili dall'intervento pubblico, e che il raggiungimento della maturità di tale mercato richieda di affrontare due sfide:

- le dimensioni e l'accesso al mercato: al fine di diventare uno strumento diffuso, è necessario che la stipula di contratti di lungo termine sia accessibile anche a soggetti di dimensioni minori rispetto ai grandi consumatori di energia¹¹
- il tempo, ossia una necessità di modificare in maniera radicale le modalità di gestione e allocazione dei rischi prezzo, volume e controparte tra i soggetti coinvolti nella filiera (produttori/investitori, consumatori e finanziatori).

Tali sfide portano con sé un significativo cambiamento di paradigma per l'industria rinnovabile, con la necessità di rinnovare sistematicamente la struttura dei contratti¹² (garantendo da un lato la flessibilità necessaria a gestire situazioni tra loro molto diverse e dall'altro e livelli di standardizzazione sufficienti a creare mercati liquidi per garantire lo scambio dei contratti) e di creare nuovi strumenti di mercato, nuovi soggetti e una nuova organizzazione dell'industria per la gestione dei rischi di lungo termine.

Per l'Italia, l'esempio inglese può rappresentare un monito importante; il progressivo superamento delle aste previsto dalla SEN a partire dal 2020 dovrà essere attentamente pianificato nei tempi (per evitare un brusco stop all'industria eolica, con costi potenziali per i consumatori) e nei modi, con uno sforzo di innovazione (e di costruzione di competenze) che, visti i tempi stretti, dovrà partire il prima possibile.

¹¹ Vattenfall ad esempio, sta avviando un esperimento di cessione di quote dell'impianto approvato di South Kyle a soggetti industriali di piccole dimensioni e comunità locali.

¹² In termini di strutture di *pricing*, (che dovranno essere più articolate e complesse):

- strutture finanziarie, ad esempio sulla durata del debito, sul rapporto debito/*equity* e sulla flessibilità dei rimborsi

- strutture di *pricing* più complesse rispetto a un prezzo fisso per lunga durata.

Tutto ciò è destinato ad avere un impatto su tutti gli aspetti della filiera:

- nuove modalità di gestione dei rischi, rischio di controparte nel lungo termine e creazione di mercati secondari, clausole di rinegoziazione, rischio profilo e rischio volume

- nuovi rapporti tra i soggetti coinvolti nello sviluppo e nella gestione degli impianti, con necessità di flessibilità nelle modalità di pagamento

- *full deployment* della capacità delle rinnovabili, eventualmente accoppiate con stoccaggi, di partecipare a tutti i mercati

- strutture di *pricing* più complesse rispetto a prezzi fissi per orizzonti temporali estremamente lunghi, rimodulazione delle strutture finanziarie (durata del debito, clausole di flessibilità, rapporto debito / *equity* ...), strumenti di revisione contrattuale.

IMPRESE E ISTITUZIONI

PRESCRIZIONE BREVE: L'ESTENSIONE AL SETTORE GAS

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 97/2018/R/com](#)
- [Delibera 264/2018/R/com](#)
- [Delibera 569/2018/R/com](#)
- [DCO 570/2018/R/com](#)

L'estensione della normativa sui maxi conguagli al settore gas, più esposto per via del minor numero di consumatori teleletti rispetto all'elettrico, è l'occasione per una revisione dei meccanismi regolatori che tuttavia non porta al superamento, atteso dagli operatori, del meccanismo transitorio: i fornitori rimangono così esposti al rischio di supportare i costi della materia prima delle rettifiche tardive e degli aggiustamenti che i clienti finali non sono tenuti a pagare.

La legge di Bilancio 2018 ha introdotto il principio secondo cui il bilancio dell'energia deve essere chiuso dagli operatori della filiera entro 2 anni (anziché 5), al fine di evitare che i clienti finali possano accumulare nel tempo rilevanti cifre non fatturate dando vita ai cd maxi-conguagli dai propri fornitori di elettricità e gas. I maxi-conguagli, importi elevati e inconsueti, possono avere diverse cause.

La responsabilità può ricadere infatti:

- sul venditore, che ha fatturato con ritardo o ha recepito con ritardo le rettifiche di misurazione inviate dal distributore
- sul distributore stesso, per via di rettifiche tardive dei dati di misura che a loro volta comportano conguagli relativi ai costi di sbilanciamento per i fornitori
- sul cliente finale, che non ha consentito la lettura del misuratore da parte del distributore.

Le tempistiche di attuazione della legge nel settore elettrico (grazie alle delibere 97/2018 e 264/2018) e in quello del gas sono differenti. In particolare, per il primo l'applicazione della disposizioni è stata imminente rispetto alla pubblicazione della legge, ovvero per tutte le fatture la cui scadenza di pagamento fosse successiva al 1 marzo 2018. Mentre per il secondo l'implementazione entrerà a regime dal 1 gennaio 2019.

Il settore gas, infatti, presenta una frequenza di maxi conguagli più elevata, in quanto sono presenti ancora in gran parte misuratori tradizionali, gli *smart meter* sono regolarmente teleletti solo nell'87% dei casi e non sono previsti standard per l'emissione delle fatture che una volta implementati potrebbero facilitare la visualizzazione da parte dei venditori. L'estensione a questo settore della normativa sulla prescrizione breve è dunque l'occasione per affinare la regolazione ma è anche un momento di preoccupazione per i venditori, che rappresentano un anello fondamentale della catena di responsabilità

LA TUTELA DEL CLIENTE FINALE

I maxi conguagli, benché tardivi, sono riferiti a consumi effettivi, sono dunque importi che la legge obbliga a fatturare per motivi fiscali. La regolazione sulla prescrizione breve ha dunque definito, nel corso del 2018, le fattispecie e le modalità con cui il cliente finale può opporre ricorso alla fatturazione, rifiutando il pagamento (diritto alla prescrizione breve).

In occasione dell'estensione al settore gas, e a fronte della verifica dell'inefficacia della disciplina attuale a garantire l'effettiva possibilità per i clienti finali di eccepire gli importi riferiti a consumi più vecchi di 24 mesi, l'ARERA ha introdotto una serie di misure volte a incrementare le tutele dei consumatori (delibera 569/2018). Vengono potenziate le informazioni per i clienti finali, con l'imposizione ai venditori dell'obbligo di informazione puntuale sulla presenza di importi prescrivibili (importi risalenti a più di 2 anni). In capo al venditore vi è l'ulteriore obbligo di fatturare in modo separato (o comunque dando separata evidenza) gli importi prescrivibili, e di escluderli dalle modalità di pagamento con addebito automatico; in alternativa il venditore può rinunciare al credito verso il cliente finale. In caso di presunta responsabilità del conguaglio tardivo del cliente finale, la prescrizione biennale continua a non applicarsi.

Il venditore deve dunque garantire che il cliente sia puntualmente informato della presenza in fattura di importi anteriori a 2 anni e della possibilità di presentare reclamo al venditore. Le proposte dell'ARERA sono pensate per mettere i clienti finali nella condizione di disporre di tutte le informazioni e gli strumenti necessari a eccepire la prescrizione in tutti i casi in cui ne hanno diritto, o a presentare reclamo al venditore nei casi in cui la prescrizione biennale non può essere eccepita per presunta responsabilità del cliente stesso con riferimento al conguaglio tardivo.

TAG

natural gas, smart metering

LA POSIZIONE DEI FORNITORI

In merito agli operatori della filiera più a monte, sebbene la legge di bilancio richieda che la prescrizioni si applichino a tutta la filiera, l'Autorità ha disciplinato solo la tutela per il cliente finale. Nella delibera 97/2018 era previsto un successivo provvedimento con il quale modificare la disciplina del *settlement*, ma l'ARERA non è ancora intervenuta. La riforma del TIS, che prevede, per il gas come già per l'elettrico, la possibilità di effettuare sessioni di bilanciamento a conguaglio con un ritardo di 5 anni, sarebbe necessaria per evitare che gli operatori si trovino a sostenere partite di bilanciamento verso il sistema senza possibilità di un loro recupero a valle.

Per il settore elettrico la delibera 264/2018 aveva definito un meccanismo transitorio. Il meccanismo consente di ripartire l'onere del conguaglio tardivo, che non è possibile recuperare tra la collettività dei consumatori, e il venditore è chiamato a fatturare il conguaglio tardivo: se la responsabilità dei conguagli tardivi ricade in capo alle imprese distributrici, e il cliente finale eccipe la prescrizione, il venditore ha la facoltà di richiedere ai distributori la rideterminazione degli importi fatturati, con conseguente storno e restituzione delle somme versate in eccesso, in relazione ai costi di rete e agli oneri impropri, che vengono quindi recuperati dalla collettività dei consumatori. Il venditore rimane comunque esposto alla perdita sulla parte di materia prima, a meno di azioni legali individuali di rivalsa nei confronti dei distributori.

Nel mese di novembre l'ARERA ha messo in consultazione (DCO 570/2018) la proposta di estendere il meccanismo della delibera 264/2018 al settore gas, estendendo dunque il meccanismo transitorio nel tempo e tra i settori.

Al contempo vengono suggeriti una serie di interventi per migliorare la qualità delle letture e garantire così al venditore una più corretta e puntuale distinzione dei casi in cui la responsabilità ricade sui diversi soggetti della filiera. Si elencano quindi una serie di criteri per attribuire la responsabilità di mancata lettura, che potrebbe ricadere sul distributore (depositario di questa informazione) o sul cliente finale.

Il documento prevede la definizione più puntuale delle cause che determinano il fallimento del tentativo di rilevazione dei dati di misura, e fa riferimento alle possibilità di minimizzare ulteriormente le misure stimate (in particolare tramite le autoletture).

Nonostante i provvedimenti che dovrebbero migliorare il sistema di letture, ma che richiederanno probabilmente diverso tempo per essere implementati, le preoccupazioni degli operatori sui possibili costi a loro imputati e non recuperabili, nonché difficilmente stimabili in anticipo, rimangono elevate.

Alle preoccupazioni per i maggiori costi dovuti alla mancata possibilità di recuperare sui clienti finali i conguagli tardivi, gli operatori hanno segnalato anche che le modifiche introdotte dal DCO 570/2018, appena messe in consultazione e che dovrebbero entrare in vigore con l'inizio del 2019, richiederebbero l'aggiornamento dei sistemi di fatturazione.

LE OPERAZIONI DI M&A PER LE RINNOVABILI

- A metà novembre A2A ha sottoscritto un accordo con TS Energy Europe per l'acquisto del parco fotovoltaico di Talesun in Italia (TS) dotato di una capacità superiore a 43 MW. A valle di questa acquisizione è prevista la costituzione di una *joint venture* tra A2A e TS Energy Europe al fine di sviluppare fino a 300 MW di impianti fotovoltaici. Le operazioni si concluderanno entro fine anno. Talesun è una società controllata al 100% da Zhongli Group, un gruppo cinese diversificato attivo nei settori fotovoltaico, elettrico ed elettronico.
- Clere AG, una società di investimento italiana dedicata al settore delle energie rinnovabili, ha sottoscritto un accordo con Tolo Energia, società di investimento tedesca, per l'acquisto del 100% di Murge Green Power. L'*enterprise value* è stato pari a 5.85 milioni di euro. Clere AG acquisirà il controllo di 5 impianti fotovoltaici con capacità totale di 5 MW in provincia di Bari.
- Nel 2016 Frendy Energy SpA ha ceduto il 51% della compagnia Frendy Scotta Srl, ed è proprietaria di tre impianti mini idroelettrici con capacità totale di 2 MW. L'*enterprise value* è pari a 4.6 milioni di euro. La cessione della quota è così suddivisa: 45% alla Arnolfo Srl, società impegnata sul fronte idroelettrico, e per il restante 6% alla Src Hydro srl. A ottobre è stata completata l'acquisizione.
- A fine settembre Iren Energia ha annunciato di aver perfezionato l'acquisizione della quota di controllo di Maira SpA, attiva nella realizzazione e gestione di impianti idroelettrici. L'operazione prevede anche l'acquisto del 60% delle quote di Alpen 2.0 Srl che opera negli stessi mercati.

TABELLA 1. VALUTAZIONE SINTETICA M&A RINNOVABILI ELETTRICHE

TARGET	ACQUIROR	VENDOR	TIPOLOGIA IMPIANTI	Enterprise value (migliaia €)	Potenza (MW)	EV/MW
TS Energy Europe	A2A	Zhongli Talesun Solar Group	fotovoltaici	70 000	43	1 628
Murge Green Power	Clere AG	Tolo Vendor	fotovoltaici	5 000	5	1 000
Frendy Scotta Srl	SRC Hydro Srl Arnolfo Srl	Frendy Energy SpA	idroelettrici	4 600	2	2 300

Fonte: elaborazioni REF-E

GARE GAS

MONITORAGGIO GARE GAS

M&A

- Rimane attivo l'interesse nei confronti di Ascopiave. Oltre a F2i, AGSM e AIM Vicenza, a metà novembre A2A ha reso noto il suo interesse nell'attività di vendita di energia elettrica e gas e distribuzione, in virtù di un progetto di rafforzamento della propria attività di acquisizioni nel Nord Italia. Le strade prospettate sembrano aperte ad entrambe le linee di *business* del gruppo (Attività di vendita di energia elettrica e gas e distribuzione gas). Nel frattempo si è a oggi in attesa dell'udienza del TAR, posticipata al 13 dicembre, che potrebbe obbligare Ascopiave a cedere il *business* delle vendite ([Newsletter 225](#)).
- A inizio dicembre Italgas ha completato l'operazione di acquisizione da CPL Concordia delle quote di maggioranza di tre società per cui aveva sottoscritto un accordo a fine giugno. Ha acquisito così il controllo del 60% di European Gas Network (EGN) e il 100% di Fonteenergia e Naturgas. Questa operazione si inserisce nella strategia, già in essere, di espansione della compagnia in Sardegna, Sicilia e Campania, rafforzando ulteriormente la propria presenza. L'*enterprise value* concordato per il 100% di EGN e il 100% degli altri due operatori è 116 milioni di euro ([Newsletter 222](#)).
- A fine luglio ASM Bressanone, ha indetto una gara pubblica per la vendita del proprio 100% del ramo dell'azienda che gestisce il servizio di distribuzione gas nei comuni di Bressanone e di Varna. Il termine per il ricevimento delle offerte è stato fissato per il 28/01/2019, con una base d'asta di 2.6 milioni di euro. La data di apertura delle buste è stata fissata per il 29/01/2019. ASM Bressanone serve 106 PdR con una rete di 17 km. La RAB al 2017 è di 2 milioni di euro. ASM Bressanone è inserito nell'ATEM di Bolzano che ospita 66 Comuni, per circa 78 mila PdR, una rete di 1,606 km e un valore totale di RAB pari a 101 milioni di euro.

BANDI DI GARA

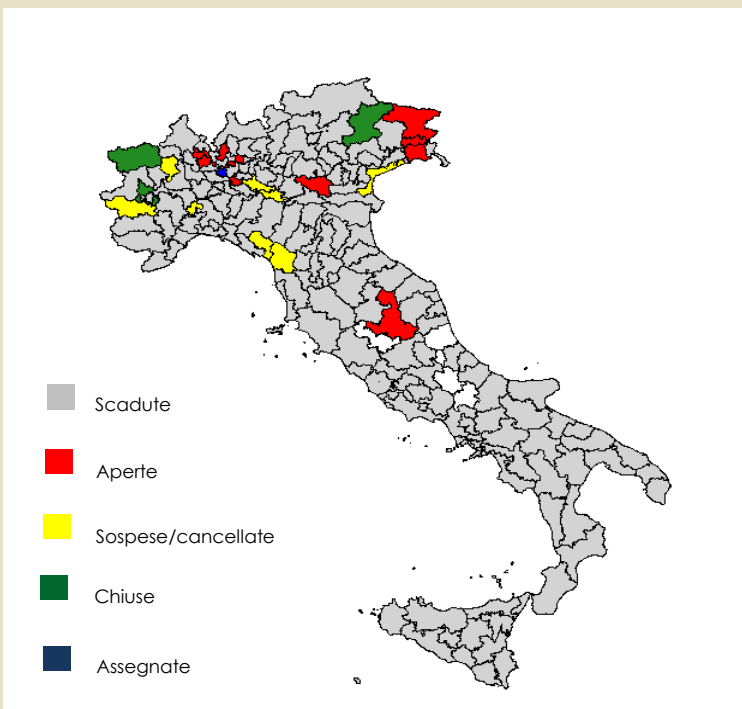
Il termine di presentazione delle offerte alla gara per l'ATEM VARESE 2 è stato posticipato di circa sei mesi, ovvero al 30 luglio 2019. Le motivazioni del rinvio sono legate al riesame da parte dei gestori uscenti della consistenza degli impianti. L'ATEM comprende 43 Comuni e ospita circa 112 mila PdR e una rete di circa 1,384 km. La RAB totale stimata è di circa 56 milioni di euro. 2i Rete Gas SpA controlla la maggiore quota di mercato, pari a oltre il 45% dei PdR nell'ATEM. A2A è il secondo operatore con una quota rilevante del circa 38% e Ages SpA il terzo, con circa l'8% ([Newsletter 219](#)).

A poche settimane dalla data originariamente prevista, il termine di presentazione della domanda di partecipazione alla gara per l'ATEM BERGAMO 3 è stato spostato, con una proroga di circa sei mesi, al 31/5/2019. L'ATEM BERGAMO 3 comprende 33 Comuni, per circa 84 mila PdR e una rete di 956 km, per un valore di RAB stimato pari a 42 milioni di euro. 2i Rete Gas SpA controlla la maggiore quota di mercato, pari al 57% dei PdR. Anita e A2A seguono con quote molto inferiori, ovvero 20% e 7% ([Newsletter 224](#)).

Il termine di presentazione della domanda di partecipazione alla gara per l'ATEM di CREMONA 2 e 3 è stato posticipato di un anno, ovvero al 2/12/2019. La proroga è dovuta alla necessità di acquisire le osservazioni da parte dell'ARERA, alla luce delle quali il bando potrebbe essere modificato. L'ATEM CREMONA 2 e 3 comprende 86 Comuni e ospita quasi/oltre 115 mila PdR, una rete di circa 1,920 km e una RAB totale di 77 milioni di euro. A2A controlla la maggiore quota di mercato, pari a oltre il 71% dei PdR, mentre 2i Rete Gas e Energei seguono con quote molto inferiori, ovvero 13% e 10%.

Il prossimo bando in scadenza è quello dell'ATEM UDINE 2 (la data è fissata per il 7 febbraio 2019). Con la pubblicazione della delibera ARERA di valutazione del bando si può dire concluso l'iter istituzionale. Nel proprio parere l'Autorità sottolinea che:

PUBBLICAZIONE BANDI GARE GAS: LO STATO DELL'ARTE



- la stazione appaltante ha determinato in modo errato l'importo inerente le garanzie finanziarie
- in merito all'analisi costi- benefici, non sono stati forniti sufficienti elementi di dettaglio da non consentire il controllo delle analisi svolte.
- la ripartizione dei punteggi non viene assegnata in modo proporzionato per gli interventi di potenziamento.

ANTITRUST

A fine ottobre l'Autorità Nazionale Anticorruzione (ANAC) incaricata dal Codice degli Appalti a svolgere nuove funzioni di monitoraggio e vigilanza delle concessioni, ha inviato una nota al Parlamento e al Governo nella quale ha evidenziato l'urgenza di far partire le gare d'ambito.

L'ANAC è arrivata a questa conclusione a seguito di un'analisi delle concessioni avviata lo scorso anno.

Le principali criticità emerse dall'analisi sono che:

- il numero dei concessionari è molto limitato rispetto al numero elevato degli Enti locali, determinando una sorta di *dumping* con più potere contrattuale ai concessionari
- l'elevato numero di concessioni scadute, evidenzia la complessità della procedura
- le stazioni appaltanti, a giudizio dell'Autorità, non svolgono in maniera adeguata la loro funzione di monitoraggio.

VIR

Ulteriori appelli sono stati presentati contro l'uso delle Linee guida del 2014 per il calcolo del VIR. Infatti cinque compagnie operanti al Nord Italia hanno presentato ricorso lo scorso novembre. Nel 2014 Unareti (A2A) aveva proposto infatti le stesse argomentazioni chiedendo l'annullamento delle predette Linee guida per la valutazione del VIR per l'ATEM MILANO 1.

Secondo i ricorrenti, vengono lesi i seguenti principi giuridici:

- la certezza del diritto
- l'irretroattività degli atti amministrativi.

Le normative che si sono succedute hanno modificato le modalità di calcolo previste dal Dlgs 164/200 secondo le quali erano utilizzati criteri diversi da quelli previsti nella concessione per la valutazione del rimborso, solo qualora tale valore non fosse stato disponibile.

I criteri convenzionali vengono utilizzati purché i contratti siano stipulati prima del 11/02/2012, nel caso in cui la metodologia di calcolo non sia desumibile dai documenti contrattuali si applicano le Linee guida comportando un'incompatibilità delle norme applicate.

A inizio novembre il Consiglio di Stato, chiamato a verificare la sentenza del Tribunale Amministrativo del Lazio, che aveva respinto i motivi del ricorso, rimanda la questione alla Corte di Giustizia Europea.

2i Rete Gas ha presentato ricorso contro l'assegnazione della gara per l'ATEM MILANO 1. La parte ricorrente, avendo preso visione dei documenti di gara, compresa l'offerta dell'avversaria, ha contestato la determinazione dei criteri di attribuzione dei punteggi e di aggiudicazione di questi.

A inizio novembre la società facente capo alla *multi utility* Unareti (A2A) ha presentato al TAR della Regione Lombardia un ricorso incidentale contro la possibilità della concorrente di accedere agli atti.

Il ricorso proposto da Unareti non è l'unico, perché nel 2014 aveva contestato il decreto delle Linee guida.

A fine novembre il TAR ha unificato, quindi i due ricorsi (quello di 2i Rete Gas contro l'assegnazione e quello di Unareti per il calcolo del VIR) e ha revocato la pubblica udienza precedentemente fissata per il 6 giugno. Nell'udienza del 7 febbraio 2019, alla luce dell'esito del giudizio incidentale, sarà fissata la data per l'udienza di merito.

Il TAR della Regione Lazio ha riammesso il ricorso presentato nel 2012 da Soc Sime SpA contro il Regolamento Criteri del 12 novembre 2011 n. 226. che il 18 dicembre 2018 aveva dichiarato estinto per perenzione, in seguito all'istanza presentata dalla società, fissando l'udienza di merito per il 20 dicembre 2019.

VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

GARE ASSEGNATE						
INFORMAZIONI GENERALI						
Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	Pubblicazione	Scadenza offerte	Concessionario (Gruppo)	Numero offerenti Punteggio offerta vincente
1	MILANO 1	631/2015/R/gas	23/12/2015	16/01/2017	A2A S.p.A.	2 98.12
GARE CHIUSE						
INFORMAZIONI GENERALI						
Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Numero offerenti
1	TORINO 2	687/2016/R/gas	59/2016/R/gas	29/12/2015	28/06/2017	1
2	BELLUNO	455/2016/R/gas	26/2016/R/gas	27/12/2016	01/09/2017	4
3	VALLE D'AOSTA	906/2017/R/gas		28/03/2018	01/10/2018	3

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

MANIFESTAZIONI D'INTERESSE IN SCADENZA											
INFORMAZIONI GENERALI							VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Deadline	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
1	VARESE 3	NO		12/07/2017	31/03/2019	MEDIA	●	●	●	●	●
2	MONZA E BRIANZA I	NO		29/12/2015	30/04/2019	ALTA	●	●	●	●	●
3	COMO 1	NO		08/08/2018	30/04/2019	MEDIA	●	●	●	●	●
4	BERGAMO 3	NO		03/08/2018	31/05/2019	MEDIA	●	●	●	●	●
5	VERONA 2	in corso		30/12/2016	30/06/2019	BASSA	●	●	●	●	●
6	VARESE 2	NO		11/09/2015	30/07/2019	MEDIA	●	●	●	●	●
7	LODI 1	NO		30/12/2015	30/09/2019	MEDIA	●	●	●	●	●

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

GARE ANNULLATE O SOSPESE												
INFORMAZIONI GENERALI								VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza EOI	Scadenza offerte	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
1	VENEZIA 1	368/2016/R/gas		28/12/2015		Annullata	MEDIA	●	●	●	●	●
2	MASSA-CARRARA	in corso	142/2017/R/gas	21/12/2015	Sospesa		MEDIA	●	●	●	●	●
3	ALESSANDRIA 2	NO	113/2016/R/gas	22/12/2015	Sospesa		MEDIA	●	●	●	●	●
4	TORINO 3	NO		22/12/2015	Sospesa		BASSA	●	●	●	●	●
5	BIELLA	NO		29/12/2015		Sospesa	BASSA	●	●	●	●	●
6	LUCCA	in corso		30/12/2016	31/08/2018	Revocata	MEDIA	●	●	●	●	●
7	CREMONA 2 E CREMONA 3	NO		24/12/2015	02/12/2019	Sospesa	BASSA	●	●	●	●	●

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

Aggiornata al 06/12/2018

Grado potenziale concorrenzialità: ● ALTO ● MEDIO ● BASSO

NOTA METODOLOGICA

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

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

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

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

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

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

Post Letta: rileva la presenza di *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	269 042	265 944	1.2%
Produzione netta	232 995	237 139	-1.7%
- Termoelettrico	151 980	162 689	-6.6%
- Rinnovabili**	81 015	74 450	17.6%
Saldo estero	37 886	31 726	19.4%

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

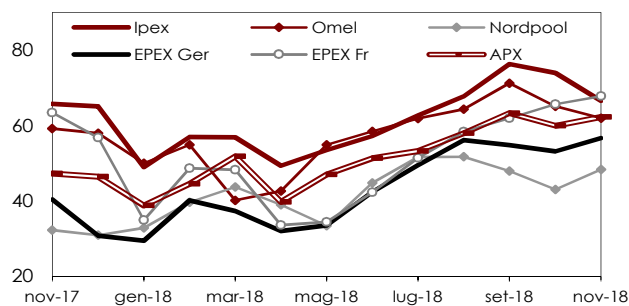
GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE
(Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2018	AS 2017	Var. %	AT 2018	AT 2017	Var. %
Industriale	13.6	13.5	1.4%	2.8	3.0	-5.6%
Termoelettrico	22.4	23.7	-5.6%	4.9	5.5	-11.3%
Distribuzione	28.7	28.6	0.4%	6.1	7.1	-14.9%
Altro	1.5	1.5	0.0%	0.3	0.4	-24.4%
Totale	66.2	67.2	-1.5%	14.0	15.9	-12.2%

Valori cumulati al 09/12/2018

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

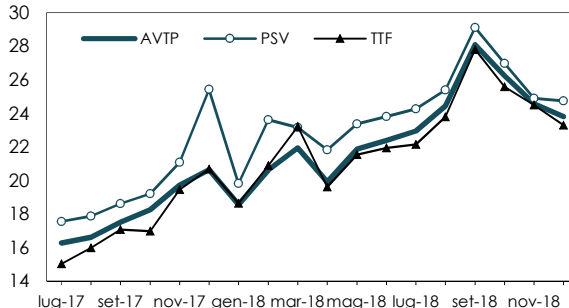
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 05/12/2018

Fonte: Borse Europee

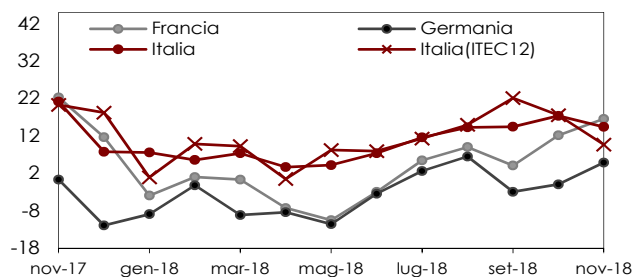
GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 09/12/2018

Fonte: elaborazione REF-E su dati Thomson Reuters

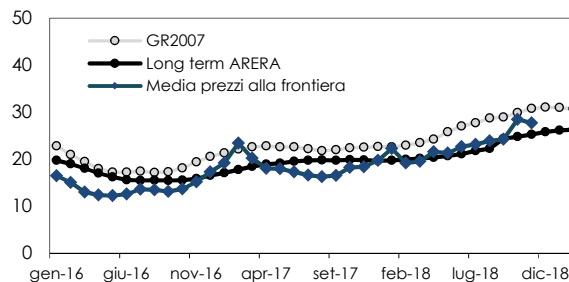
ENERGIA ELETTRICA: SPARK SPREAD IN EUROPA
(€/MWh)



Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili
Ultimo dato al 6/12/2018

Fonte: elaborazioni REF-E

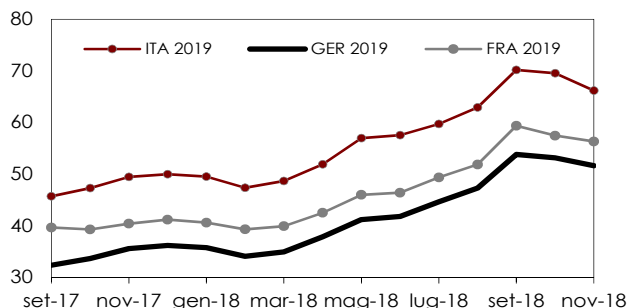
GAS NATURALE: PREZZI APPROVVIGIONAMENTO LONG-TERM
(€/MWh)



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

Fonte: elaborazioni REF-E su WGI, Thomson Reuters e ARERA
forward al 05/12/2018

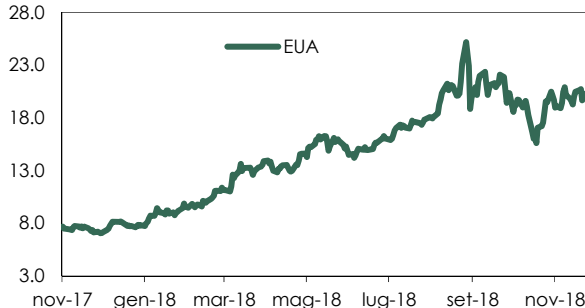
ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 6/12/2018

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2
(€/tCO2 eq.)



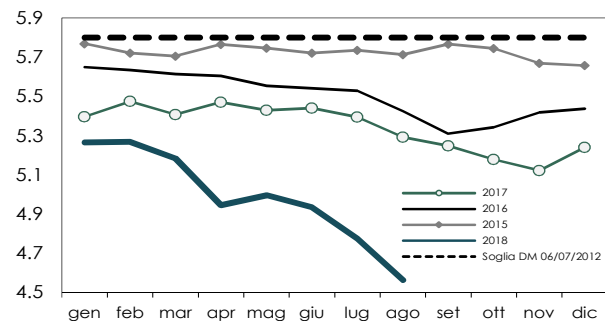
Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 06/12/2018

Fonte: Reuters su EEX

DATI SETTORI INCENTIVATI E REGOLATI

CONTATORE GSE RINOVABILI

Costo cumulato annuo (miliardi di euro)

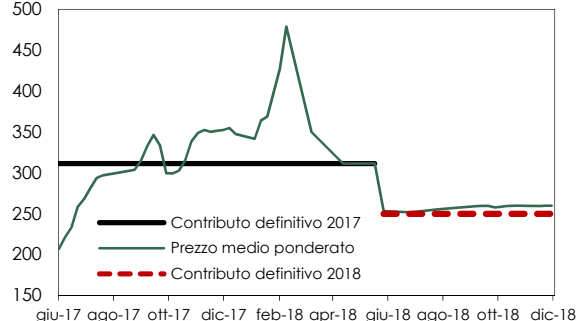


Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico.

Fonte: GSE

TEE: PREZZI DI BORSA E CONTRIBUTO TARIFFARIO

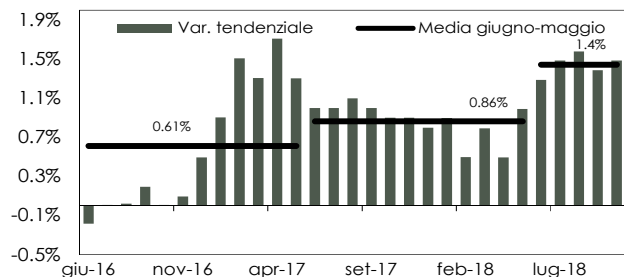
(€/TEE)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, ARERA

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)

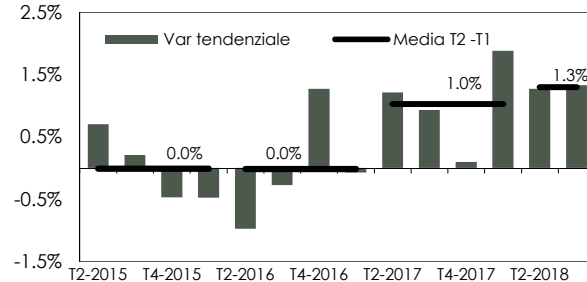


* Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati
Ultimo dato Ott 2018

Fonte: Istat

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



*Deflatore investimenti fissi lordi. Ultimo dato T1-2018

Edizione dati Istat: nov 2018

Fonte: Istat

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

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

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

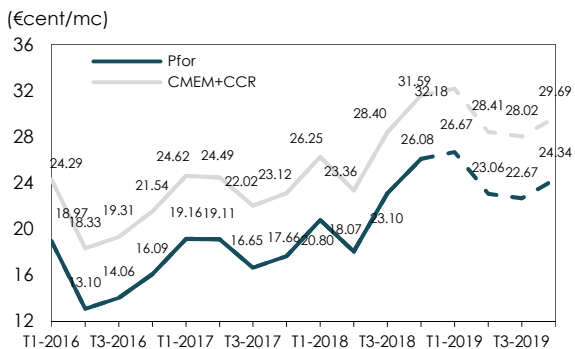
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA PMI (BTA5) (€/cent/kWh)

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

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

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



PCS 38.52 MJ/mc, Previsioni (tratteggio) su forward al 9/12/2018

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Alba e Autorità

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

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

Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

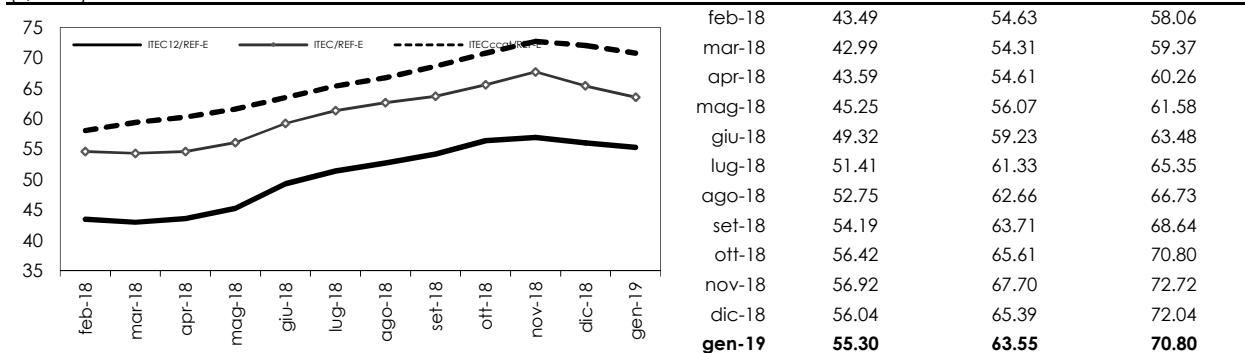
L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di dicembre è pari a 56.04 €/MWh, in calo dell'1.5% sul dato di novembre (56.92 €/MWh). L'andamento al ribasso dell'indice è legato all'andamento dei prezzi delle *commodities* sottostanti durante il mese di novembre, con tasso di cambio \$/€ in calo.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di dicembre si attesta a 65.39 €/MWh, in calo del 3.4% sul valore consuntivo di novembre (pari a 67.70 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di dicembre si attesta a 72.04 €/MWh, in calo dello 0.9% rispetto al consuntivo del mese precedente (72.72 €/MWh). Tali andamenti sono legati alle variazioni del valore di mercato dei combustibili registrato negli ultimi mesi, al netto dell'aumento del tasso di cambio €/€/\$ registrata durante il mese di novembre.

Il valore *forward* per il mese di gennaio dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 4 dicembre, è pari a 55.30 €/MWh, in calo dell'1.3% rispetto al consuntivo di dicembre. I valori *forward* per il mese di gennaio di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 4 dicembre, sono pari a 63.55 €/MWh e 70.80 €/MWh, il primo in calo del 2.8%, mentre il secondo dell'1.7% rispetto al consuntivo di dicembre.

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



Fonte: elaborazione REF-E

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di gennaio sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Reuters al 4/12/2018. 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.

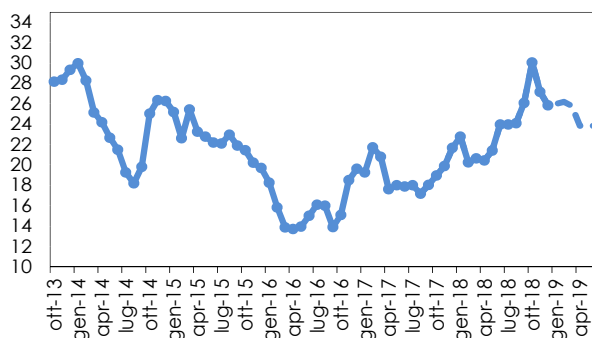
ANDAMENTO

L'indice gas MAGI consuntivo per dicembre 2018 è pari a 25.86 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano rispettivamente a 25.81 €/MWh e 25.99 €/MWh.

La quotazione del prodotto con consegna a dicembre 2018 è aumentata rispetto a quella per le consegne di novembre 2018 e risulta maggiore rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (21.70 €/MWh). Il volume complessivo transato (9,468 MW) è diminuito del 2% rispetto a dicembre 2017, mentre il numero di transazioni registrate è aumentato (481 contro 385).

Al 6 dicembre, gli scambi del prodotto con consegna a gennaio 2019, relativi a un campione di 54 operazioni e un volume totale scambiato di 1,335 MW, indicano un prezzo di 25.21 €/MWh, in diminuzione rispetto al valore consuntivo del prodotto con consegna a dicembre 2018.

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