



Sottoscrittori

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

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

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

GAS NATURALE

- East-Med: costi e opportunità per l'Europa

La scoperta di riserve stimate in 9.8 Tmc nel bacino del Mediterraneo Orientale può rappresentare per l'Europa un'occasione importante di diversificazione. A oggi i progetti principali riguardano quattro giacimenti, localizzati nel bacino del delta del Nilo e Levante, di cui solo recentemente si è appurato il vero potenziale. Tuttavia il costo per la realizzazione delle infrastrutture rende il gas meno competitivo rispetto a quello delle rotte tradizionali. Una soluzione che avrebbe il vantaggio di essere disponibile con tempistiche relativamente brevi potrebbe essere quella di rivitalizzare la capacità di liquefazione dell'Egitto, oggi non attiva.

pag. 3

MERCATO ELETTRICO

- MSD e sbilanciamenti: continua la riforma del mercato

La riforma dei mercati elettrici procede attraverso due filoni principali: l'estensione della partecipazione a MSD e la riforma della disciplina degli sbilanciamenti. L'apertura del MSD alle risorse oggi non abilitate, come la domanda e le fonti rinnovabili non programmabili, avverrà tramite progetti pilota presentati da Terna. Il primo passo proposto da Terna riguarda l'integrazione della domanda nella fornitura di riserva terziaria e bilanciamento. In tema di sbilanciamenti, viene introdotto un nuovo approccio al calcolo dei segni macrozonal, basato sui flussi fisici, e un nuovo corrispettivo di non arbitraggio sui prezzi macrozonal. Si punta a eliminare così le distorsioni che l'anno scorso avevano fatto impennare l'uplift, al cui contenimento contribuiranno anche gli impegni di Enel nell'ambito del procedimento Antitrust.

pag. 6

- Milleproroghe 2016 e recenti sentenze amministrative: SDC e SSPC di nuovo al centro del dibattito

A distanza di pochi mesi dagli ultimi interventi regolatori sul tema, SDC e SSPC sono di nuovo al centro del dibattito. Per effetto del Milleproroghe 2016 tutte le tipologie di SDC e tutte le tipologie di SSPC vengono di fatto equiparate in termini di vantaggi tariffari sull'elettricità autoconsumata aprendo la strada allo sviluppo indiscriminato di nuovi impianti di generazione distribuita. Per contenere la crescita dell'elettricità esente dal pagamento degli oneri, l'Autorità amplia il ruolo di controllo in carico al GSE, che dovrà in particolare individuare gli eventuali clienti nascosti nell'ambito di SSPC e SDC. Riguardo gli oneri amministrativi posti a carico dei gestori di SDC dalla regolazione nazionale è stata rimessa alla CGUE la decisione circa la compatibilità con la legislazione comunitaria. Approvate infine dalla Commissione Europea, nell'ambito delle norme in materia di aiuti di Stato, le agevolazioni sugli oneri generali di sistema concesse alle imprese energivore italiane.

pag. 12

GARE GAS

- Monitoraggio gare gas

In attesa dell'approvazione del DDL Concorrenza, l'Autorità ha emesso nuove disposizioni per la semplificazione dell'iter di analisi degli scostamenti VIR-RAB.

pag. 17

INDICATORI

- Dati di mercato

pag. 19

- Dati settori incentivati e regolati

pag. 20

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Giulia Ardito, Sergio Ascari,
Domenico Biasi, Donatella Bobbio,
Virginia Canazza, Giacomo
Ciapponi, Andrea Coletta, Roberta
d'Alessandro, Michele Dalena,
Federica Davò, Pablo Ángel
Escribano Martín, Tommaso Franci,
Ana Georgieva, Giulia Mazzanti,
Giorgio Perico

Editore

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

Presidente

Pia Saraceno

Segreteria, Editing e grafici

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

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

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

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

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

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

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

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

Periodici

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

Pubblicazioni

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

Servizi

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

NEWS
Ultime pubblicazioni

- [Working paper](#) "Smart meter: aspetti tecnologici, economici e regolatori della gestione intelligente della rete" - n. 15/Marzo 2017
- Rapporto annuale 2016, Rapporto REF-E, Febbraio 2017
- La filiera degli usi finali del GNL in Italia - 2016, Rapporto, Dicembre 2016
- [Working paper](#) "Sistemi di distribuzione chiusi e sistemi semplici di produzione e consumo: tentativo di "reductio ad unum" di un quadro regolatorio complesso - n. 14/Novembre 2016

GAS NATURALE

EAST-MED: COSTI E OPPORTUNITÀ PER L'EUROPA

La scoperta di riserve stimate in 9.8 Tmc nel bacino del Mediterraneo Orientale può rappresentare per l'Europa un'occasione importante di diversificazione. A oggi i progetti principali riguardano quattro giacimenti, localizzati nel bacino del delta del Nilo e Levante, di cui solo recentemente si è appurato il vero potenziale. Tuttavia il costo per la realizzazione delle infrastrutture rende il gas meno competitivo rispetto a quello delle rotte tradizionali. Una soluzione che avrebbe il vantaggio di essere disponibile con tempistiche relativamente brevi potrebbe essere quella di rivitalizzare la capacità di liquefazione dell'Egitto, oggi non attiva.

La scoperta di nuovi campi di produzione di gas naturale nel bacino di Levante e del delta del Nilo ha trasformato il Mediterraneo Orientale in una regione produttiva, con un rilevante potenziale di esportazione verso Europa e Asia. Per l'Unione Europea queste scoperte *offshore* rappresentano un'importante chiave strategica, in quanto potrebbero contribuire significativamente alla riduzione della dipendenza dal gas russo.

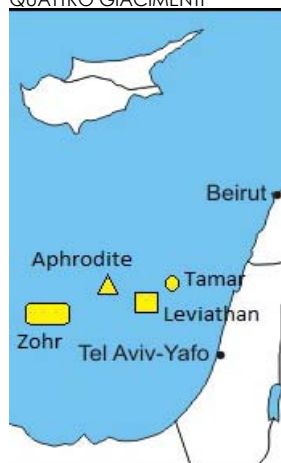
IL POTENZIALE DEL BACINO EAST-MED

L'area orientale del Mediterraneo comprende Cipro, Israele, Giordania, Libano, Siria, Palestina ed Egitto, ed è costituita da otto bacini (Alto Eratosthenes, bacino del Latakia, bacino del Levante, bacino di Judea, bacino del Delta del Nilo, Arabia occidentale, e Zagros). I più ragguardevoli sono il bacino del delta del Nilo e Levante che da anni sono stati esplorati, ma di cui solo recentemente si è appurato il vero potenziale.

Attualmente si stima che le riserve totali dei due bacini corrispondano a un totale di 9.8 Tmc (6.3 Tmc legati al delta del Nilo e 3.5 Tmc al bacino di Levante), valori lontani dai 33 Tmc dell'Iran o dai 51 Tmc della Russia, sebbene maggiori delle riserve certe convenzionali statunitensi (9.4 Tmc).

Un'intensa attività esplorativa guidata dalla *major* americana Noble Energy (a partire dal 2008) e dall'italiana Eni ha portato alla luce due *Giants* in territorio israeliano, tra il 2009 e il 2011, e più tardi in territorio egiziano nel 2015, alterando notevolmente dinamiche e prospettive della regione sud-orientale. A oggi i progetti principali riguardano 4 giacimenti.

FIGURA 1. LOCALIZZAZIONE DEI QUATTRO GIACIMENTI



Fonte: elaborazioni REF-E

- **Aphrodite.** È il campo attualmente più importante in territorio cipriota con una capacità totale produttiva di circa 130 Gcm. Operato dalla statunitense Noble Energy, entro il 2017 sarà avviato con una produzione iniziale di 22.4 Mmc/g.
- **Tamar.** Scoperto nel 2009, è in produzione dal 2013 come risposta israeliana alla cessazione delle esportazioni egiziane. Le riserve stimate sono (sommando i campi di Tamar e Tamar SW) di circa 307 Gmc, con una produzione che può trarre i 30 Mmc/g (equivalente a circa 10 Gmc/a). La principale destinazione di questo gas è il mercato israeliano, ma, dalla fine del 2016, Israele è divenuto un paese esportatore. In primis Israele si è impegnata a esportare gas verso la Giordania, con l'obbligo di fornire circa 1.8 Gmc/a per 15 anni. Inoltre, è stato siglato un contratto di esportazione anche verso il mercato egiziano, con una AMQ (*Annual Minimum Quantity*) di circa 5 Gmc/a per almeno 3 anni, con un possibile incremento nei successivi 4 anni, a cui si aggiunge un *memorandum of understanding* con Union Fenosa per fornire un totale di 70 Gmc in 15 anni.
- **Leviathan.** Uno dei maggiori campi di gas mai scoperti nel Mediterraneo, situato a circa 130 km dalla costa di Haifa, città al confine con il Libano, con riserve pari a 621 Gmc. Il progetto è articolato in due fasi: una prima che tratterà una produzione di 32.9 Mmc/g entro la fine del 2019, e una seconda in cui la produzione potrebbe raggiungere 57 Mmc/g, se richiesto dall'evoluzione della domanda israeliana e della regione. Gli *upstreamer* (Noble energy, Avner Oil, Gas Delek Drilling e Ratio Oil Exploration) hanno già sottoscritto un preaccordo che prevede di dirottare verso l'impianto di liquefazione egiziano ELNG 7 Bcm (circa il 33% della produzione annuale) in un periodo tra 10 e i 15 anni. Anche Giordania, Turchia e EU sembrano interessate e stanno negoziando accordi con i produttori.

TAG

Ing. market analysis, natural gas

- Zhor. Campo scoperto nel bacino del delta del Nilo con riserve certe di 850 Gmc. L'avvio della produzione è programmata entro la fine del 2017 con una *ramp-up* iniziale di 28 Mmc/g arrivando poi al picco di produzione nel 2019 di 75.6 Mmc/g. Questo giacimento ha dato un nuovo *imprinting* alla politica energetica egiziana, la quale si è dovuta ridelineare nel 2013 annullando le esportazioni per supplire al crescente fabbisogno interno di gas.

MERCATI DI DESTINAZIONE

Date le proporzioni dei campi, i paesi produttori mirano a sviluppare e attrarre progetti per trasportare il gas fino agli attuali, ma anche a nuovi mercati. In primis vi è l'Egitto, paese che possiede un'infrastruttura di esportazione più avanzata avendo due impianti di liquefazione (Damietta e Idku), oltre a una rete di trasporto via tubo tra Egitto e Israele.

I restanti paesi dell'area hanno molteplici progetti (in corso di valutazione) relativi alla commercializzazione di gas intra e extra area. Cipro aveva candidato un progetto di un terminale di liquefazione a Vasilikos, attualmente congelato per problemi autorizzativi, e il cui sviluppo risulta a oggi poco probabile. Israele intanto pianifica di esportare gas in Egitto tramite il gasdotto già costruito El Arish-Ashkelon che tradizionalmente riforniva Israele in direzione opposta. In aggiunta i partner del campo Tamar hanno firmato un accordo per rifornire l'impianto egiziano GNL di Damietta, con 4.4 Gmc/a di gas per 15 anni e l'impianto egiziano di GNL di Idku con 6.9 Gmc/a.

Nel 2012 infine è stato presentato il progetto per un gasdotto di 1,530 km con una capacità annuale di 10 Gmc/a che collegherebbe Israele con Cipro, Creta e Grecia con il nome di East-Med. La difficoltà realizzativa del progetto ha comportato una sospensione della valutazione nel corso degli ultimi anni, con una ripresa delle negoziazioni nel mese di aprile 2017. Nello scorso mese l'incontro tra i ministri italiano, cipriota e greco ha generato la sottoscrizione di una dichiarazione congiunta tra i paesi per supportare la realizzazione del progetto al fine di esportare gas verso il mercato europeo via tubo.

INDIRIZZI STRATEGICI-ECONOMICI

Con il fine di stimare la sostenibilità economica dei nuovi campi produttivi dell'area East-Med e analizzare quale soluzione sia più economica per l'Italia e l'Europa, si è confrontato il costo pieno di importazione dai giacimenti orientali (cipriota e israeliani) e dai giacimenti egiziani, valutando alternative via *pipeline* e/o via GNL. Attraverso nostri studi specifici sui costi e sugli investimenti già realizzati o in fase di sviluppo, si è stimato un costo di investimento di produzione GNL almeno pari a 600 M\$/Mtpa, di cui la quota afferente al solo impianto di liquefazione è da noi stimata in 120 M\$/Mtpa. Il costo del solo progetto Eastmed potrebbe essere compreso tra 5.7 (se parte da Cipro/Israele) e 6.7 miliardi di euro (se parte dall'Egitto) per una capacità di esportazione di 11 Gmc/a. In aggiunta, nel caso di trasporto via nave dall'Egitto, si è considerata l'opportunità di utilizzare gli attuali impianti *on-shore* egiziani (Damietta in primis), il cui terminale è già in parte ammortizzato (circa il 50%)¹.

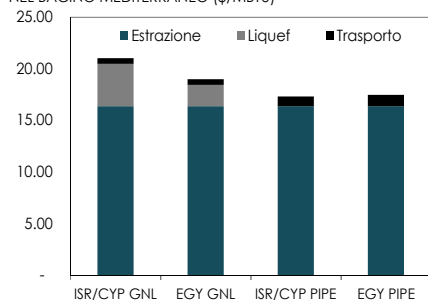
Considerando una remunerazione del capitale del 6% per gli impianti di liquefazione e del 5.4% per il trasporto via gasdotto (riferimenti medi di remunerazione europei per produzione e trasporto), con una vita utile di 25 anni (per impianti di liquefazione e per gasdotti), si può stimare un *long run marginal cost* (LRMC) compreso tra 17 \$/MBtu e 21 \$/MBtu (Figura 2), senza considerare i costi di rigassificazione (di capacità e variabili annessi) essendo essi dipendenti dal terminale.

I risultati preliminari dello studio effettuato mostrano che:

- la produzione dei giacimenti dell'East-Med ha costi molto elevati, stimati tra 17-21 \$/MBtu, notevolmente al di sopra dei costi europei di importazione (Russia, Norvegia, ecc..)
- in valore assoluto la strategia di esportazione via *pipeline* potrebbe essere più conveniente nel lungo periodo, infatti i giacimenti israeliani richiederebbero un LRMC di circa 17.3 \$/MBtu, mentre i giacimenti egiziani si posizionerebbero leggermente al di sopra (17.5 \$/MBtu)
- l'esportazione di gas dal bacino del Mediterraneo via nave è ragionevole solo nel caso egiziano, caratterizzato principalmente da costi di liquefazione più contenuti rispetto

¹ Damietta è operativo dal 2005.

FIGURA 2. STIMA COMPONENTI COSTO POSSIBILI ROTTE NEL BACINO MEDITERRANEO (\$/MBTU)



ISR/CYP GNL: impianto liquefazione per giacimenti israeliani e ciprioti
 EGY GNL: impianto liquefazione per giacimento egiziano
 ISR/CYP PIPE: gasdotto da giacimenti israeliani e ciprioti verso Europa
 EGY PIPE: gasdotto da giacimento egiziano verso Europa
 Fonte: elaborazioni REF-E

a nuove strutture in area cipriota o israeliana, con una differenza tra i due casi di circa 2 \$/MBTu.

Queste evidenze preliminari mostrano che il costo per il conseguimento di obiettivi di diversificazione energetica potrebbe essere importante: importare da Sud costerebbe circa 2-3 volte in più che importare dalla Russia.

La soluzione più economica dal bacino Mediterraneo può essere quella via tubo e questo sembra supportare l'attuale scelta dell'Unione Europea di valutare lo sviluppo dell'East-Med come Progetto di Interesse Comune, nonché quella del Governo italiano intenzionato a inserire la diversificazione delle fonti (e in particolare lo sfruttamento dei nuovi giacimenti del bacino israelo-cipriota) tra gli obiettivi della nuova SEN. Sebbene l'esportazione via tubo sia la soluzione economicamente più ragionevole, nel lungo termine, questo progetto richiede lunghi tempi di realizzazione e non può quindi contribuire a obiettivi di diversificazione dell'Europa nel breve-medio termine. D'altro canto potrebbe rivelarsi non strettamente necessario per il bilancio del mercato europeo in uno scenario di domanda gas comunque contenuta. Tuttavia l'export GNL dall'Egitto potrebbe essere una soluzione transitoria valida per raggiungere obiettivi di diversificazione nel medio termine, perché consentirebbe l'esportazione di gas da Zohr verso l'Europa già a partire dal 2018, a costi di poco superiori a quelli via tubo.

MERCATO ELETTRICO

MSD E SBILANCIAMENTI: CONTINUA LA RIFORMA DEL MERCATO

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 300/2017/R/eel](#)
- [DCO 277/2017/R/eel](#)
- [ISTRUTTORIA AGCM A498A, A498B](#)
- [DCO 298/2016/R/eel](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Riforma del mercato elettrico: due possibili innovazioni rivoluzionarie](#) (Newsletter 206)
- [Quali componenti hanno spinto l'uplift così in alto?](#) (Newsletter 201)
- [Soluzioni per il dispacciamento: sanzioni o nuove regole?](#) (Newsletter 201)
- [La riforma del dispacciamento e dei prezzi di sbilanciamento](#) (Newsletter 200)

La riforma dei mercati elettrici procede attraverso due filoni principali: l'estensione della partecipazione a MSD e la riforma della disciplina degli sbilanciamenti. L'apertura del MSD alle risorse oggi non abilitate, come la domanda e le fonti rinnovabili non programmabili, avverrà tramite progetti pilota presentati da Terna. Il primo passo proposto da Terna riguarda l'integrazione della domanda nella fornitura di riserva terziaria e bilanciamento. In tema di sbilanciamenti, viene introdotto un nuovo approccio al calcolo dei segni macrozonal, basato sui flussi fisici, e un nuovo corrispettivo di non arbitraggio sui prezzi macrozonal. Si punta a eliminare così le distorsioni che l'anno scorso avevano fatto impennare l'uplift, al cui contenimento contribuiranno anche gli impegni di Enel nell'ambito del procedimento Antitrust.

L'APERTURA DEL MSD ALLE UNITÀ NON ABILITATE

LA CONSULTAZIONE HA RICEVUTO PARERI GENERALMENTE FAVOREVOLI

Nell'ambito della riforma organica del dispacciamento (RDE), l'Autorità aveva già posto in consultazione¹ l'anno scorso la possibilità di aprire il mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) anche alle unità attualmente non abilitate, quali le fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) e le unità di consumo, anche su base aggregata relativamente alle unità di taglia non rilevante, ed escludendo solamente le unità di consumo non misurate su base oraria o quelle che già offrono a Terna il servizio di interrompibilità.

La risposta alla consultazione, secondo quanto riportato dall'Autorità, ha espresso un generale consenso degli operatori, seppur soggetto ad alcuni dubbi, quali ad esempio l'effettiva convenienza delle unità alimentate da FRNP di partecipare al mercato dei servizi, all'interno di un disegno di mercato che non prevede ancora i prezzi negativi, o la possibilità di estendere il concetto di aggregazione, non solo alle unità non rilevanti di produzione o di consumo e limitatamente al MSD, ma anche tra rilevanti e non rilevanti, tra unità di produzione e unità di consumo e per la partecipazione anche sui mercati dell'energia.

L'APERTURA AVVERRÀ TRAMITE PROGETTI PILOTA

L'Autorità ritiene quindi opportuno prevedere una prima fase dell'apertura di MSD alle fonti non convenzionali tramite progetti pilota, che devono essere individuati da Terna, anche su proposta degli operatori di settore interessati, e approvati dall'Autorità. Questi progetti potranno riguardare diversi aspetti: la partecipazione delle unità di consumo e delle unità di produzione oggi non abilitate, l'utilizzo di sistemi di accumulo associati alle unità di produzione, le modalità di aggregazione, la remunerazione dei servizi ancillari già oggi forniti a Terna ma non remunerati esplicitamente e l'approvvigionamento a termine di risorse per il dispacciamento.

Non sarà previsto nessun tipo di incentivo economico per gli operatori partecipanti, che beneficeranno esclusivamente della remunerazione dei servizi di dispacciamento forniti, e, almeno per il momento, i progetti pilota dovranno mantenere l'attuale classificazione delle unità di produzione e consumo, compreso il concetto di rilevanza, al fine di poter implementare l'apertura in tempi brevi.

IL SUPERAMENTO DEI LIMITI DEL DCO 298/16

Alcuni vincoli limitanti contenuti nella precedente consultazione sono stati aggiornati o cambiati, prendendo spunto dalle risposte ricevute dagli operatori e da ulteriori analisi svolte dall'Autorità. Innanzitutto, viene prevista la possibilità anche di un'aggregazione mista, tra unità di produzione e unità di consumo, e quella di includere nell'aggregato anche unità rilevanti, se sottese allo stesso nodo della rete di trasmissione: il perimetro di aggregazione sarà comunque definito da Terna, sulla base del modello di rete utilizzato per selezionare le offerte su MSD, in modo tale da non distorcere l'approvvigionamento

¹ Consultazione 298/2016/R/eel: "Prima fase della riforma del mercato per il servizio di dispacciamento: apertura alla domanda, alle fonti rinnovabili non programmabili e alla generazione distribuita".

TAG

electricity, dispatching,
imbalances

dei servizi ancillari.

Le unità aggregate saranno rilevanti solo sul MSD, mantenendo l'attuale assetto dei punti di dispacciamento per le unità di produzione non rilevanti e per le unità di consumo ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia; solo per le unità aggregate miste è prevista un'eccezione, con l'introduzione di nuovi punti di dispacciamento che saranno validi per la partecipazione sia ai mercati dell'energia che dei servizi.

La valorizzazione degli sbilanciamenti per le unità aggregate o attualmente non abilitate, per cui la partecipazione a MSD non sarà obbligatoria ma solo volontaria, sarà allineata a quella prevista per le unità non abilitate, con una regola quindi di tipo *single pricing*.

Il GSE e l'Acquirente Unico, considerato il loro ruolo di sistema, saranno esclusi da questa prima fase di riforma.

IL PRIMO PROGETTO PILOTA PER L'APERTURA ALLA DOMANDA

Terna ha già posto in consultazione il primo progetto pilota per la partecipazione della domanda al MSD, tramite l'abilitazione di unità virtuali di consumo (UVAC) e la possibilità di negoziazione a termine delle risorse di dispacciamento per il periodo iniziale.

Le UVAC saranno costituite da uno o più punti di prelievo connessi in alta, media o bassa tensione, che si trovano nello stesso perimetro di aggregazione definito da Terna, con la capacità di ridurre il proprio carico e dotati di un dispositivo di misura controllabile direttamente o indirettamente da parte di Terna. Ai fini della richiesta di abilitazione al MSD, dovranno possedere degli ulteriori requisiti specifici minimi: una potenza massima di controllo di almeno 10 MW (ossia il massimo prelievo modulabile che viene offerto come risorsa di dispacciamento) e la capacità di ridurre il proprio carico con un tempo di risposta entro 15 minuti e per almeno quattro ore di fornitura del servizio.

La proposta di Terna prevede per le UVAC una partecipazione al MSD basata sulle vigenti regole di offerta sul mercato, con la definizione di offerte predefinite all'inizio dell'operatività, che verranno usate in caso di assenza di offerte presentate sul mercato e potranno essere aggiornate quotidianamente dall'operatore secondo le tempistiche previste dal MSD. Inizialmente la qualificazione riguarderà solo la fornitura di riserva terziaria di frequenza e servizi di bilanciamento, escludendo riserva primaria e secondaria di frequenza, regolazione della tensione e risoluzione delle congestioni infrazonali: a tal fine, l'UVAC è assimilata a un'unità di produzione, per cui la riduzione del prelievo delle unità sottostanti è assimilata a un servizio a salire svolto dall'unità virtuale, che entrerà in competizione quindi con la riserva terziaria di regolazione a salire fornita dalle unità di produzione.

Nella fase di programmazione (MSD ex ante), Terna utilizzerà le offerte solo per allocare la riserva terziaria di potenza a salire (cioè la disponibilità a offrire un servizio a salire in tempo reale) e valutare l'adeguatezza del sistema e l'efficienza economica dell'approvvigionamento dei servizi, senza richiedere una riduzione del prelievo degli impianti sottostanti e senza generare quindi una remunerazione economica.

Nella fase di bilanciamento, invece, Terna potrà chiedere all'UVAC la fornitura del servizio a salire, ossia di riduzione del prelievo degli impianti sottostanti, remunerata secondo le regole del mercato: la valorizzazione sarà di tipo *pay as bid*, saranno previste delle penali in caso di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento e la quantità di energia effettivamente regolata verrà dedotta dal calcolo degli sbilanciamenti in modo tale da non distorcerli (tanto più che il soggetto responsabile dell'UVAC e della fornitura dei servizi di dispacciamento, indicato come *Balancing Service Provider*, non è necessariamente coincidente con l'utente del dispacciamento responsabile degli sbilanciamenti effettivi dei punti di consumo sottostanti, ossia il *Balancing Responsible Party*).

Terna infine prevede, per il solo periodo iniziale (da giugno a settembre 2017) e per le sole zone Nord e Centro-Nord, la possibilità per le UVAC di partecipare a una procedura ad asta per l'approvvigionamento a termine delle risorse per il dispacciamento, suddiviso tra un approvvigionamento per l'intero periodo in oggetto e un approvvigionamento su scala mensile per ognuno dei quattro mesi considerati. L'asta sarà di tipo *pay as*

bid al ribasso, con un *cap* compreso tra 25 e 30 mila euro per MW, in cui l'operatore responsabile dell'UVAC si assume l'obbligo di offrire su MSD una riduzione del carico di livello almeno pari alla quantità contrattualizzata, per almeno quattro ore consecutive al giorno nella fascia oraria compresa tra le 14:00 e le 20:00, nei giorni da lunedì e venerdì. L'operatore responsabile della UVAC riceverà un corrispettivo fisso pari al premio richiesto in fase d'asta, stante la verifica dell'obbligo di offerta da parte di Terna (con la possibilità che il corrispettivo fisso giornaliero venga incrementato del 10% nel caso in cui l'offerta venga presentata per sei ore consecutive o che non venga riconosciuto nel caso che l'obbligo non sia stato assolto per almeno il 70% delle ore). Sui mercati, Terna potrà poi decidere di attivare la risorsa, riconoscendo all'UVAC anche il corrispettivo variabile basato sul prezzo di mercato, a cui propone di applicare un *cap* compreso tra 300 e 400 €/MWh.

La contrattazione a termine introduce un approccio molto diverso da quello finora adottato sul mercato italiano, in cui finora non era mai stata remunerata la disponibilità alla fornitura di un servizio ancillare, ma solamente la quota in energia richiesta su MSD per erogare effettivamente il servizio: ciò può essere utile per favorire e incentivare la partecipazione della *demand response*, ma dovrà essere garantita la non distorsione della concorrenza con le unità di produzione attualmente abilitate, per le quali non esiste al momento nessun riconoscimento economico per il solo obbligo di offerta su MSD.

Al momento non si pone il problema di coordinamento tra la contrattazione a termine dei servizi di dispacciamento e il *capacity market*, che l'ultima disciplina consultata da Terna apre anche alle unità di consumo abilitate al MSD: infatti, la prima interessa al momento solo i mesi tra giugno e settembre di quest'anno, mentre il secondo non si svolgerà prima dell'ultimo trimestre dell'anno per una *delivery* nel 2018. Se, a valle del progetto pilota, si vorrà riproporre l'approccio della contrattazione a termine per i servizi di dispacciamento, bisognerà porre l'attenzione sull'interazione fra i due mercati, al fine di non generare effetti distorsivi o di sovra-remunerazione.

UN NUOVO CALCOLO DEL SEGNO DI SBILANCIAMENTO

AVVICINAMENTO ALLA RIFORMA ORGANICA

La consultazione 277/2017 costituisce una tappa intermedia nel processo di superamento dell'attuale modello di valorizzazione degli sbilanciamenti, verso una riforma organica della disciplina che sia in grado di riflettere il valore dell'energia in tempo reale ed eliminare le distorsioni che hanno incentivato strategie di programmazione non diligenti nei confronti del sistema da parte degli operatori di mercato.

Il tema dei prezzi nodali per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi, al fine di esprimere un segnale di prezzo più coerente con la dimensione spaziale, temporale e merceologica dell'energia in tempo reale, rimane nelle intenzioni dell'Autorità, ma viene rimandato a consultazione successiva, in attesa anche delle proposte che Terna dovrebbe presentare su questo fronte. Nel frattempo, si propone una nuova misura transitoria per il superamento dell'attuale modello basato su macrozone statiche, migliorando la coerenza del segnale di prezzo con le reali esigenze di bilanciamento del sistema. Ciò dovrebbe contrastare le strategie di programmazione non diligenti e creare i presupposti per tornare a una valorizzazione degli sbilanciamenti di tipo *single pricing*.

SEGNI DI SBILANCIAMENTO BASATI SUI FLUSSI FISICI

L'Autorità, su proposta di Terna, introduce innanzitutto una nuova metodologia di calcolo dello sbilanciamento aggregato macrozonale, basata sulla rilevazione degli scambi effettivi tra le macrozone.

Secondo la precedente delibera 800/2016, il segno di sbilanciamento aggregato della macrozona sarebbe stato calcolato come la somma degli sbilanciamenti fisici effettivi delle unità di produzione e consumo, ossia come la somma delle differenze (per ogni unità di produzione e consumo) tra l'energia effettivamente immessa o prelevata dalla rete e il programma di immissione o prelievo risultante dai mercati. La limitazione di tale approccio era nelle tempistiche di pubblicazione: se infatti Terna ha a disposizione immediatamente sia il dato di immissione effettiva delle unità di produzione connesse alla rete rilevante che i programmi di mercato, le misure relative alle unità di produzione

non rilevanti e alle unità di consumo vengono comunicate dalle imprese distributrici solamente nel mese successivo.

Per ottenere una stima del segno di sbilanciamento in tempi più ridotti (nel giorno successivo alla *delivery*), più coerentemente con quanto previsto a livello europeo, Terna propone di aggregare in modo diverso gli addendi sottostanti al calcolo degli sbilanciamenti fisici effettivi: dati i programmi di mercato noti sia per le unità di produzione che di consumo, la differenza tra immissioni e prelievi effettivi può essere stimata mediante il saldo netto degli scambi delle zone di mercato con le zone confinanti e con l'estero, dati rilevati in tempo reale tramite i misuratori di Terna e dai gestori delle reti di trasmissione confinanti.

Al netto delle perdite di rete, tale procedura può essere utilizzata per la stima preliminare del segno di sbilanciamento già nel giorno successivo alla *delivery*, anche se tale tempistica è comunque superiore a quanto richiesto dal *Balancing Code* europeo, che indica una pubblicazione del segno preliminare entro trenta minuti dal tempo reale. La pubblicazione del segno di sbilanciamento aggregato definitivo verrà mantenuta, così come oggi, al quinto giorno del mese successivo, quando saranno disponibili gli esiti definitivi dei mercati dei servizi dispacciamento.

NUOVI CORRISPETTIVI DI NON ARBITRAGGIO MACROZONALI

Il passaggio a un calcolo del segno di sbilanciamento aggregato basato sulle misure fisiche consente di contrastare le possibilità di arbitraggio tra mercati dell'energia e sbilanciamenti, ma l'Autorità affronta anche il tema delle possibilità di arbitraggio tra prezzi dell'energia, determinati a livello zonale, e prezzi di sbilanciamento, determinati a livello macrozonale.

La possibilità per le unità di consumo di acquistare energia nel mercato del giorno prima pagando il PUN, per poi rivenderla a prezzo zonale sui mercati successivi, guadagnando la differenza fra il PUN e i prezzi zonal formati sugli altri mercati, era già stata sterilizzata applicando corrispettivi di non arbitraggio alle transazioni delle unità di consumo, che possono beneficiare (come le unità di produzione) solo del differenziale tra i prezzi zonal nelle varie fasi di mercato.

Esiste invece ancora la possibilità, sia per le unità di produzione che per quelle di consumo, di vendere o acquistare energia a prezzo zonale sui mercati, per poi rivenderla a sbilanciamento a prezzo macrozonale, beneficiando dei differenziali tra i prezzi zonal che si determinano nella stessa macrozona di sbilanciamento, con effetti distorsivi sui prezzi di mercato e aumentando di conseguenza i costi del sistema. Per questa ragione l'Autorità ritiene opportuno introdurre anche in questo caso dei corrispettivi di non arbitraggio macrozonale, tali da neutralizzare il possibile beneficio ottenibile da questa strategia. Il corrispettivo sarà posto pari al prodotto tra lo sbilanciamento effettivo e la differenza fra il prezzo zonale e quello macrozonale, calcolato come media ponderata dei prezzi zonal sui programmi vincolanti di prelievo o immissione di ciascuna zona appartenente alla macrozona. Nella zona Nord, ovviamente, il corrispettivo sarà nullo, vista la coincidenza tra la zona di mercato e la macrozona di bilanciamento, mentre diventerà significativo nella macrozona Sud, che include diverse zone di mercato.

Tale corrispettivo verrebbe incassato dalle unità quando positivo e pagato a Terna quando negativo e verrebbe applicato sia alle unità di produzione che di consumo (per queste ultime si sommerebbe all'altro corrispettivo di non arbitraggio precedentemente definito). Tale misura è comunque intesa come transitoria, fino al momento in cui si supererà il concetto di macrozona statica di bilanciamento attraverso l'implementazione dei prezzi nodali, oggetto della futura riforma organica.

RITORNO A UN MODELLO DI SINGLE PRICING

Il nuovo modello di calcolo del segno di sbilanciamento macrozonale e l'applicazione dei corrispettivi di non arbitraggio macrozonale consentirebbero quindi di eliminare le distorsioni del disegno alla base delle strategie di programmazione non diligente, tornando già da subito a una valorizzazione degli sbilanciamenti di tipo *single pricing* per tutte le unità non abilitate, in modo coerente con quanto contenuto nel regolamento europeo in tema di bilanciamento, recentemente approvato dagli Stati membri nell'ambito della comitologia.

L'entrata in vigore di queste modifiche è prevista a partire da luglio 2017, ritardando

la data prevista precedentemente con la delibera 800/2017, e non concedendo, come richiesto da alcuni operatori, un periodo di prove in bianco per adeguarsi al nuovo disegno.

ESITO DEI PROCEDIMENTI A CARICO DI ENEL E SORGENIA

I PROCEDIMENTI ANTITRUST

Nell'ottobre del 2016, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) aveva avviato due procedimenti, a carico di Enel e di Sorgenia, imputate di aver praticato strategie non corrette nella programmazione degli impianti di produzione rispettivamente di Brindisi e di Modugno, generando un onere aggiuntivo per l'intero sistema durante il secondo trimestre dell'anno scorso. Le due società, secondo l'accusa dell'Autorità, avrebbero effettuato un trattenimento di capacità, sia fisico (offrendo quantità ridotte rispetto alla capacità disponibile) che economico (offrendo l'energia a prezzi molto elevati, in modo tale da far risultare non accettate le proprie offerte). Gli impianti in questione rivestono un ruolo essenziale ai fini della sicurezza nella zona Sud, in particolare per garantire la tensione sulla rete elettrica locale nella zona di Brindisi: questo rende necessaria la loro accensione da parte di Terna sul MSD (nel caso non risultino già accese a valle dei mercati dell'energia), mercato su cui i due operatori in questione hanno richiesto prezzi molto alti durante il secondo trimestre del 2016, causando un forte innalzamento della componente *uplift*. Nei primi mesi del 2016 Terna ha infatti stimato un maggior costo di 320 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente per l'approvvigionamento dei servizi di regolazione della tensione nell'area di Brindisi.

GLI IMPEGNI PRESENTATI DA ENEL

In risposta al procedimento dell'Autorità Antitrust, Enel ha proposto diversi impegni.

In primo luogo, Enel propone di limitare i propri ricavi annuali provenienti dai diversi mercati dell'energia e dei servizi a un livello non superiore a 240-270 milioni di euro al netto dei costi variabili riconosciuti, per il triennio 2017-2019, restituendo l'eventuale eccedenza dei ricavi secondo modalità definite dall'Autorità. Con tale impegno, Enel autolimita la propria redditività rispetto a quella ottenibile se gli impianti fossero sottoposti al regime regolamentare di reintegro dei costi. Sia l'Autorità che Terna hanno valutato positivamente l'impegno, che limita i costi del sistema sicuramente per il 2017, in cui l'impianto di Brindisi è stato dichiarato essenziale da parte di Terna, ma può essere utile anche negli anni successivi, anche nel caso in cui l'essenzialità non venga confermata.

In secondo luogo, durante il triennio Enel si impegna ad offrire tutta la capacità di almeno due unità di produzione dell'impianto di Brindisi sul mercato del giorno prima a prezzi non superiori ai costi variabili riconosciuti ai sensi della delibera 111/2006 e utilizzando il riacquisto sui mercati infragiornalieri per azzerare l'immissione solo nei casi di programma tecnicamente infattibile o economicamente non sostenibile. Anche in questo caso l'impegno è stato ritenuto idoneo a ridurre i casi in cui Terna avrà bisogno di ricorrere all'impianto di Brindisi sul MSD e in cui Enel sarà in grado di esercitare un conseguente potere di mercato, quale unica controparte per il gestore di rete.

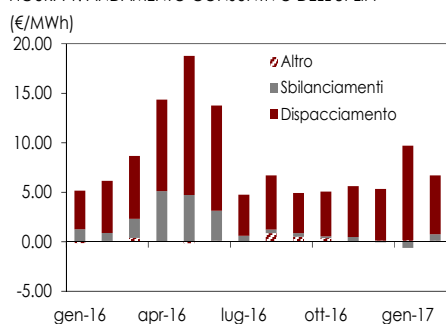
Infine, Enel si impegna a limitare a 240-270 milioni di euro anche i costi fissi dell'impianto da considerare ai fini del reintegro dei costi, nel caso in cui l'impianto venga ammesso al regime di reintegro, anche solo per un periodo temporale inferiore al triennio.

I tre impegni sono stati accettati dall'Autorità Antitrust, che evidenzia come questi possano portare un beneficio in termini di costi per il consumatore finale, riducendo il potere di mercato da parte di Enel e quindi i prezzi dell'energia e l'*uplift* che determinano il prezzo finale dell'energia.

NON SUSSISTE MOTIVO DI PROCEDERE CONTRO SORGENIA

Il procedimento nei confronti di Sorgenia muoveva dagli stessi motivi di Enel, tuttavia in questo caso non sussisteva la posizione dominante, come sostenuto dall'operatore stesso e successivamente confermato dall'Autorità Antitrust. In particolare, Sorgenia adduceva a sostegno della propria posizione le tesi che le proprie unità di produzione

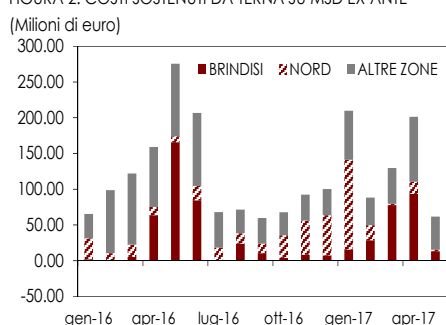
FIGURA 1. ANDAMENTO CONSUNTIVO DELL'UPLIFT



Dati fino a febbraio 2017

Fonte: dati Terna

FIGURA 2. COSTI SOSTENUTI DA TERNA SU MSD EX-ANTE



Dati fino al 21/05/2017

Fonte: dati GME

non fossero indispensabili alla sicurezza del sistema elettrico, la propria quota di mercato fosse bassa e che gli impianti a ciclo combinato di Modugno non trovino spazio nelle attuali condizioni di mercato. L'accettazione di tali tesi non ha dato quindi motivo di procedere ulteriormente contro Sorgeria.

ANDAMENTO RECENTE DELL'UPLIFT

La componente *uplift*, dopo l'impennata del secondo trimestre dello scorso anno in cui aveva superato i 18 €/MWh si è riassetato su un livello medio storico, tra i 5 e i 6 €/MWh (**Figura 1**). L'effetto degli interventi dell'Autorità è visibile soprattutto sulla componente sbilanciamenti, che si è riportata su un livello prossimo allo zero già da luglio, ma a maggior ragione da agosto con l'applicazione della delibera 444/2016 che ha introdotto il regime misto di *single-dual pricing* per le unità di consumo con una banda del 15%.

Anche la componente dispacciamento ha assunto livelli più contenuti, intorno ai 5 €/MWh, con un'unica eccezione nel mese di gennaio in cui si è riavvicinata a 10 €/MWh per poi ridursi nuovamente nel mese di febbraio. Tale picco non è legato alla zona di Brindisi, come accaduto durante lo scorso anno (**Figura 2**), ma piuttosto alla zona Nord ed è probabilmente correlato alle condizioni estreme registrate *cross-border*: con una forte riduzione delle importazioni dalla frontiera francese e un utilizzo frequente dell'interconnessione in esportazione, è aumentata infatti la necessità per Terna di ricorrere a servizi di dispacciamento a salire, soprattutto nella zona settentrionale.

Nei mesi di marzo-aprile, per i quali non sono ancora disponibili i valori consuntivi di *uplift*, si osserva però un nuovo aumento dei costi sostenuti da Terna su MSD ex ante e legati anche al polo di Brindisi, che sottolinea la condizione di essenzialità delle centrali che si trovano nell'area, pur rimanendo molto inferiore rispetto alla punta di costo registrata il maggio scorso. La rilevante quota di accensione al minimo tecnico in zona Brindisi fa sì che il segno di sbilanciamento per la macrozona Sud sia tornato sistematicamente corto (con percentuali vicine all'80%) nel mese di aprile. L'accettazione degli impegni di Enel, a partire da maggio, potrà contribuire a rendere meno sistematico lo sbilanciamento macrozonale, grazie all'offerta di almeno due unità di produzione sul mercato del giorno prima, in attesa che a luglio entri in vigore la nuova metodologia consultata per il calcolo dello sbilanciamento macrozonale sulla base dei flussi fisici.

MILLEPROROGHE 2016 E RECENTI SENTENZE AMMINISTRATIVE: SDC E SSPC DI NUOVO AL CENTRO DEL DIBATTITO

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 276/2017/R/eel](#)
- [Legge 19/2017](#)
- [Delibera 788/2016/R/eel](#)
- [DCO 653/2016/R/eel](#)
- [Decreto Legge 244/2016](#)
- [Delibera 539/2015/R/eel](#)
- [Delibera 578/2013/R/eel](#)
- [Direttiva 2009/72/CE](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Serie di interventi per i consumatori non domestici legati al procedere delle trattative sugli Aiuti di Stato](#) (Newsletter 207)
- [Perché la riforma degli oneri generali di sistema elettrico?](#) (Newsletter 200)

A distanza di pochi mesi dagli ultimi interventi regolatori sul tema, SDC e SSPC sono di nuovo al centro del dibattito. Per effetto del Milleproroghe 2016 tutte le tipologie di SDC e tutte le tipologie di SSPC vengono di fatto equiparate in termini di vantaggi tariffari sull'elettricità autoconsumata aprendo la strada allo sviluppo indiscriminato di nuovi impianti di generazione distribuita. Per contenere la crescita dell'elettricità esente dal pagamento degli oneri, l'Autorità amplia il ruolo di controllo in carico al GSE, che dovrà in particolare individuare gli eventuali clienti nascosti nell'ambito di SSPC e SDC. Riguardo gli oneri amministrativi posti a carico dei gestori di SDC dalla regolazione nazionale è stata rimessa alla CGUE la decisione circa la compatibilità con la legislazione comunitaria. Approvate infine dalla Commissione Europea, nell'ambito delle norme in materia di aiuti di Stato, le agevolazioni sugli oneri generali di sistema concesse alle imprese energivore italiane.

Nel corso delle ultime settimane, dopo le importanti novità di fine 2016 (*Newsletter 207*), la regolazione relativa sia ai Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC), che ai Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) è tornata nuovamente al centro del dibattito pubblico a seguito non soltanto dei recenti provvedimenti introdotti dall'Autorità (delibera 276/2017) al fine di implementare quanto previsto dal cosiddetto Milleproroghe 2016¹, ma anche di alcune sentenze del Tribunale Amministrativo Regionale (TAR) per la Lombardia che ha deciso di rimettere alla Corte di Giustizia dell'Unione Europea (CGUE) l'indicazione della corretta interpretazione di alcuni aspetti della legislazione comunitaria in tema di SDC rispetto ai quali potrebbero emergere potenziali non compatibilità della corrispondente regolazione nazionale. Obiettivo del presente articolo è pertanto quello di fare il punto sul dibattito in corso su SDC e SSPC, anche tenuto conto della volontà manifestata dal Governo, così come riportata dalla stampa, di varare nella seconda metà del 2017 nuove norme proprio in tema di SDC.

GLI ADEGUAMENTI REGOLATORI A VALLE DEL MILLEPROROGHE 2016

QUALI ERANO LE NOVITÀ MILLEPROROGHE 2016

Oltre a posticipare al 1 gennaio 2018 l'entrata in vigore della riforma della struttura degli oneri generali di sistema applicati ai consumatori non domestici (*Newsletter 200*), con il Milleproroghe 2016 il Governo aveva in particolare:

- imposto l'applicazione a decorrere dal 1 gennaio 2017 delle parti variabili degli oneri generali di sistema esclusivamente all'energia prelevata dalle reti pubbliche con obbligo di connessione di terzi e non più anche all'energia autoprodotta e autoconsumata
- abrogato esplicitamente le disposizioni che prevedevano l'applicazione del solo 5% delle parti variabili degli oneri generali di sistema sull'autoconsumo di Reti Interne di Utente (RIU), Sistemi Efficienti di Utente (SEU) e Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utente (SESEU), con cessazione peraltro retroattiva degli eventuali effetti di queste disposizioni se ancora non perfezionati (fatta eccezione per la componente MCT sulle compensazioni territoriali per i comuni che ospitavano siti nucleari)
- ridotto la componente MCT da 0.182 €/MWh a 0.150 €/MWh.

Se l'applicazione degli oneri tariffari viene notevolmente semplificata, le definizioni delle diverse tipologie di ASSPC (SEU, SESEU, ASAP e ASE) e SDC (RIU e ASDC) previste dalla normativa primaria rimangono tuttavia in vigore a valle del Milleproroghe, in quanto non sono stati abrogati i relativi articoli di legge, e non possono quindi costituirsi configurazioni al di fuori di tali schemi.

TAG

electricity, consumers

¹ Decreto legge 244/2016 poi convertito con modifiche in Legge 19/2017.

QUADRO NORMATIVO STABILE?

Per effetto del Milleproroghe 2016 dal 1 gennaio 2017 sono pertanto venute meno le differenze tra le diverse tipologie di SDC e SSPC in termini di applicazione delle parti variabili degli oneri generali di sistema, dovendo queste parti variabili essere applicate solo all'energia prelevata dalle reti pubbliche. Rimane solo una differenza tra SDC e SSPC, in quanto solo nel primo caso è dovuto il corrispettivo di dispacciamento sull'energia prodotta e consumata in sito. Di fatto, questa disposizione normativa favorisce lo sviluppo di nuove configurazioni di generazione distribuita in qualsiasi forma, essendo venuto meno l'incentivo a sviluppare impianti a fonte rinnovabile o cogenerativi ad alto rendimento, gli unici ammessi all'interno di un SEU e che quindi, tra i SSPC, godevano di un vantaggio tariffario nella disciplina pre-Milleproroghe 2016. Alla luce delle sfidanti politiche nazionali e comunitarie in materia di energia e clima, emerge il rischio che questo nuovo quadro normativo possa contenere elementi di instabilità.

NON SARÀ PIÙ NECESSARIA LA QUALIFICA PER I NUOVI SEU E SEEU

L'Autorità ha di conseguenza semplificato e adeguato sia il Testo Integrato dei Sistemi di Distribuzione Chiusi (TISDC, delibera 539/2015), che il Testo Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC, delibera 578/2013), ma allo stesso tempo ha auspicato un intervento del legislatore volto a semplificare il quadro definitorio, in linea con le nuove disposizioni normative sull'applicazione degli oneri tariffari.

Relativamente ai SSPC, l'Autorità ha nello specifico disposto che:

- nel caso di nuove configurazioni non è più necessario richiedere le qualifiche di SEU e SEEU essendone venuti meno i precedenti benefici tariffari ed è pertanto compito di Terna identificare e riportare in GAUDÌ la tipologia di SSPC
- il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) è comunque tenuto a completare le istruttorie in corso verificando la tipologia di SSPC in cui ricade ciascun sistema, riportandone l'esito in GAUDÌ in modo tale da completare l'identificazione di tutti i SSPC
- il GSE è tenuto inoltre a implementare una procedura semplificata di identificazione degli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC)² già in esercizio per i quali non è stata presentata alcuna richiesta di qualifica, al fine di verificare l'assenza di clienti finali nascosti all'interno delle configurazioni già in essere
- il GSE continui a supportare le attività di verifica a campione relative non soltanto ai SEU e SEEU, ma a tutti i SSPC compresi quelli di nuova realizzazione, al fine di verificare l'assenza all'interno di queste configurazioni di clienti finali nascosti.

ISTITUITO UN REGISTRO PER GLI ASDC SIMILE A QUELLO PER LE RIU

Relativamente ai SDC, l'Autorità ha invece disposto che:

- il GSE debba fornire il proprio supporto nelle attività di definizione dei perimetri dei SDC
- la medesima procedura di identificazione prevista per le RIU sia estesa anche agli Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi (ASDC), attraverso la costituzione di un apposito registro e la definizione del perimetro vincolante per ogni ASDC sulla base della situazione esistente al 15 agosto 2009.

GLI OGS GIÀ VERSATI SULL'AUTOCONSUMO DOVRANNO ESSERE RESTITUITI?

Un'altra conseguenza del Milleproroghe 2016 riguarda le possibili modalità interpretative del principio della cessazione retroattiva degli eventuali effetti delle disposizioni abrogate che prevedevano l'applicazione del solo 5% delle parti variabili degli oneri generali di sistema sull'autoconsumo di RIU, SEU e SEEU, se ancora non perfezionati. Al riguardo, l'Autorità ha manifestato l'intenzione di svolgere specifici approfondimenti circa la possibilità o meno di restituire ai soggetti che hanno già versato parti variabili degli oneri generali di sistema anche sul proprio autoconsumo. Secondo l'Autorità infatti il Milleproroghe 2016 non dice nulla in merito agli effetti

² Gli ASSPC sono l'insieme di SEU, SEEU, Altri Sistemi di Autoproduzione (ASAP) e Altri Sistemi Esistenti (ASE) e pertanto da essi sono esclusi Cooperative storiche dotate di rete propria, Consorzi storici dotati di rete propria e Sistemi in regime di Scambio sul Posto (SSP).

delle disposizioni abrogate che prevedevano l'applicazione del solo 5% delle parti variabili degli oneri generali di sistema sull'autoconsumo di RIU, SEU e SEESEU già perfezionati, come nei casi in cui la qualifica di SEU o SEESEU era già stata rilasciata dal GSE.

ISESEU-D NON DOVRANNO PAGARE I CORRISPETTIVI DI DISPACCIAMENTO SULL'AUTOCONSUMO

Nel caso dei SEESEU-D di recente istituzione (delibera 788/2016) l'Autorità ha comunque chiarito che queste configurazioni non saranno tenute al pagamento dei corrispettivi di dispacciamento sull'autoconsumo poiché, rientrando tra i SSPC, sono soggetti allo stesso trattamento tariffario anche per i periodi pregressi in caso di effetti non ancora perfezionati.

POSSIBILITÀ DI REGOLARIZZAZIONE ENTRO FEBBRAIO 2018 PER I CLIENTI FINALI NASCOSTI

Al fine di contenere i volumi di energia esentati dal pagamento degli oneri tariffari, l'Autorità ha posto particolare attenzione all'implementazione di un meccanismo di controllo della platea di configurazioni distribuite nuove ed esistenti, volto in particolare a fare emergere i clienti nascosti, ossia i clienti che prelevano per il tramite della rete di un SDC o delle linee di un SSPC senza avere titolo a far parte di tali configurazioni e senza configurarsi come clienti della rete pubblica³, godendo quindi indebitamente delle esenzioni tariffarie riconosciute nell'ambito di SDC e SSPC. Obiettivo dell'Autorità è recuperare gli oneri tariffari dovuti da questi clienti in quanto utenti della rete pubblica negli anni passati e procedere a una corretta applicazione dei corrispettivi tariffari per il futuro.

Per favorire il processo di emersione dei clienti finali nascosti, a valle delle risposte dei soggetti interessati alla consultazione di novembre scorso (DCO 653/2016), l'Autorità ha in parte modificato i propri orientamenti iniziali. In primo luogo, è stato posticipato al 28 febbraio 2018 (rispetto al precedente 30 settembre 2017) il termine ultimo entro il quale i clienti finali nascosti possono regolarizzare la propria posizione senza incorrere in penali o sanzioni ulteriori rispetto agli oneri dovuti, chiedendo di essere identificati come clienti finali della rete pubblica (o come utenti di un ASDC qualora ne ricorrano i presupposti)⁴. Il GSE svolgerà sicuramente un ruolo centrale nel controllo e nell'individuazione dei clienti nascosti, ma l'Autorità attribuisce un ruolo delicato anche ai gestori di rete, che saranno tenuti a segnalare la presenza, anche solo presunta, di eventuali clienti nascosti sulla propria rete.

CONDIZIONI PIÙ FAVOREVOLI PER CHI REGOLARIZZA LA PROPRIA POSIZIONE

In secondo luogo, è stato previsto che ai clienti finali nascosti che regolarizzano la propria posizione entro il 28 febbraio 2018 siano conguagliate le componenti tariffarie non corrisposte (limitatamente agli oneri generali di sistema) a decorrere dall'1 gennaio 2014, cioè dalla data di entrata in vigore del TISSPC, in luogo del 15 agosto 2009, come previsto dagli orientamenti iniziali dell'Autorità, solo nei casi in cui pur in assenza di una richiesta di qualifica le configurazioni private in cui questi clienti finali nascosti si trovano non avrebbero potuto essere classificate né come SSPC, né come SDC.

E MENO FAVOREVOLI PER CHI NON LA REGOLARIZZA

In terzo luogo, è stata prevista una penale forfetaria da versare alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali

³ In quanto non risultano connessi né fisicamente, né virtualmente (per il tramite di una rete o linea privata) alla rete pubblica.

⁴ Coerentemente, è stato fissato al 28 febbraio 2018 il termine ultimo entro cui può essere presentata la richiesta di identificazione di un ASDC.

NON PIENA COMPATIBILITÀ CON LA LEGISLAZIONE COMUNITARIA SUI SDC?

OGGETTO DELLE SENTENZE DEL TAR LOMBARDIA SONO GLI ONERI AMMINISTRATIVI A CARICO DEI SDC

La regolazione dei SDC, che è stata innovata in seguito al Milleproroghe 2016, potrebbe essere esposta nel medio termine a ulteriori rischi. In seguito al ricorso presentato da alcuni operatori avverso alcune delle disposizioni contenute nel TISDC, il TAR Lombardia ha recentemente rinviato le questioni di legittimità alla CGUE, di fatto allungando notevolmente i tempi del procedimento di ricorso. Il giudizio sul TISDC arriverà prevedibilmente dopo la sua entrata in vigore il prossimo 1 ottobre con evidenti ripercussioni in termini di stabilità regolatoria.

Gli oneri (soprattutto amministrativi) posti a carico dei gestori dei SDC dal TISDC, oggetto di ricorso, sono in particolare:

- l'obbligo di connessione di terzi anche per i gestori di SDC
- l'obbligo di *unbundling* contabile e funzionale anche per i gestori di SDC qualora siano imprese verticalmente integrate, equiparandole da questo punto di vista agli esercenti il servizio di distribuzione con meno di 5000 punti di prelievo
- l'applicazione degli oneri di dispacciamento a ciascun utente allacciato al SDC, piuttosto che al SDC nel suo complesso inteso come unico utente del dispacciamento.

Per via di questi specifici oneri previsti dal TISDC ne deriverebbe secondo i gestori di reti private che hanno fatto ricorso al TAR Lombardia una regolazione delle reti di distribuzione private pressoché equivalente a quella delle reti di distribuzione pubbliche, nonostante le specificità che caratterizzano le prime rispetto alle seconde.

LA LEGISLAZIONE EUROPEA NON È ESPLICITA SULL'ESENZIONE DALL'OBLIGO DI CONNESSIONE DI TERZI

Al riguardo, il TAR Lombardia nota come, da un lato, i «considerando» della legislazione europea in tema di SDC (direttiva 2009/72/CE) prevedano che, qualora un SDC sia usato per garantire l'efficienza ottimale di una fornitura energetica integrata che richiede specifiche norme operative o qualora un SDC sia mantenuto principalmente per l'uso del proprietario del sistema stesso, dovrebbe essere possibile esentare il relativo gestore dagli obblighi che costituirebbero un onere amministrativo superfluo data la natura particolare del rapporto tra il gestore e gli utenti del SDC. Dall'altro, il TAR Lombardia osserva però che la stessa legislazione europea in tema di SDC non prevede un'esplicita esenzione per i gestori di SDC dall'obbligo di connessione di terzi, poiché le esenzioni esplicite riguardano soltanto:

- l'obbligo di acquisire l'energia utilizzata per coprire le perdite e la capacità di riserva del proprio sistema secondo procedure trasparenti, non discriminatorie e di mercato;
- l'obbligo di sottoporre ad approvazione preventiva da parte del regolatore le tariffe relative ai propri servizi o le relative metodologie di calcolo.

LA LEGISLAZIONE EUROPEA È INVECE ESPLICITA SULL'ESENZIONE DALL'OBLIGO DI UNBUNDLING

Il TAR Lombardia sottolinea anche che nel caso in cui il gestore del SDC sia un'impresa verticalmente integrata può essere invece concessa dagli Stati membri l'esenzione dall'obbligo di *unbundling* contabile e funzionale purché l'impresa verticalmente integrata rifornisca meno di 100000 clienti allacciati o rifornisca piccoli sistemi isolati.

L'APPLICAZIONE DEGLI ONERI DI DISPACCIAMENTO DEVE ESSERE NON DISCRIMINATORIA

Riguardo l'applicazione degli oneri di dispacciamento ai SDC, per il TAR Lombardia sono infine degne di nota le norme della legislazione europea che prevedono non soltanto che le regole di bilanciamento della rete elettrica adottate dai *Transmission System Operator* (TSO), comprese quelle sull'addebito agli utenti della rete dei costi dello sbilanciamento, debbano essere obiettive, trasparenti e non discriminatorie,

ma anche che i servizi di bilanciamento devono essere forniti in modo equo e non discriminatorio ed essere basati su criteri obiettivi.

I QUESITI SOTTOPOSTI DAL TAR LOMBARDIA ALLA CGUE

Considerata la possibile non perfetta compatibilità tra legislazione comunitaria in tema di SDC e la corrispondente regolazione nazionale, il TAR Lombardia ha pertanto ritenuto necessario rivolgersi alla CGUE per chiarire nello specifico se:

- la legislazione europea debba essere interpretata nel senso che ai SDC sia in ogni caso imposto l'obbligo di connessione di terzi
- la classificazione di una rete elettrica privata come SDC consenta al legislatore nazionale di prevedere in favore del SDC soltanto le deroghe al regime generale espressamente contemplate dalla legislazione europea o al contrario sia consentito o addirittura imposto allo Stato membro di prevedere ulteriori eccezioni in modo tale da esentare il gestore del SDC dagli obblighi che costituirebbero un onere amministrativo superfluo
- la normativa nazionale che prevede per i SDC una disciplina in materia di dispacciamento e *unbundling* del tutto analoga a quella prevista per le reti pubbliche sia compatibile con la legislazione europea, nel caso in cui la CGUE ritenga possibile o doveroso da parte dello Stato membro imporre una disciplina che tenga in considerazione la specificità dei SDC.

NOVITÀ ANCHE IN TEMA DI IMPRESE ENERGIVORE

APPROVATE DALLA COMMISSIONE EUROPEA LE AGEVOLAZIONI PER LE IMPRESE ENERGIVORE

Strettamente connesso al dibattito su SDC e SSPC è infine quello sulle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica (o energivore). Dopo lo sblocco delle erogazioni delle agevolazioni per luglio-dicembre 2013 e per l'intero 2014 e l'avvio della costituzione degli elenchi degli energivori per il 2015 (*Newsletter 207*), recentissima è infatti l'approvazione da parte della Commissione Europea, nell'ambito delle norme in materia di aiuti di stato, delle agevolazioni concesse alle imprese energivore italiane sugli oneri generali di sistema a copertura degli incentivi per l'energia rinnovabile e alle imprese tedesche sugli oneri a copertura degli incentivi per la cogenerazione ad alto rendimento. Al riguardo, la Commissione Europea non ha ancora pubblicato i relativi documenti ufficiali, ma ha comunicato che tali agevolazioni promuovono gli obiettivi comunitari in materia di energia e clima e garantiscono la competitività delle imprese energivore sul mercato internazionale allo stesso tempo preservando la concorrenza nel mercato unico europeo.

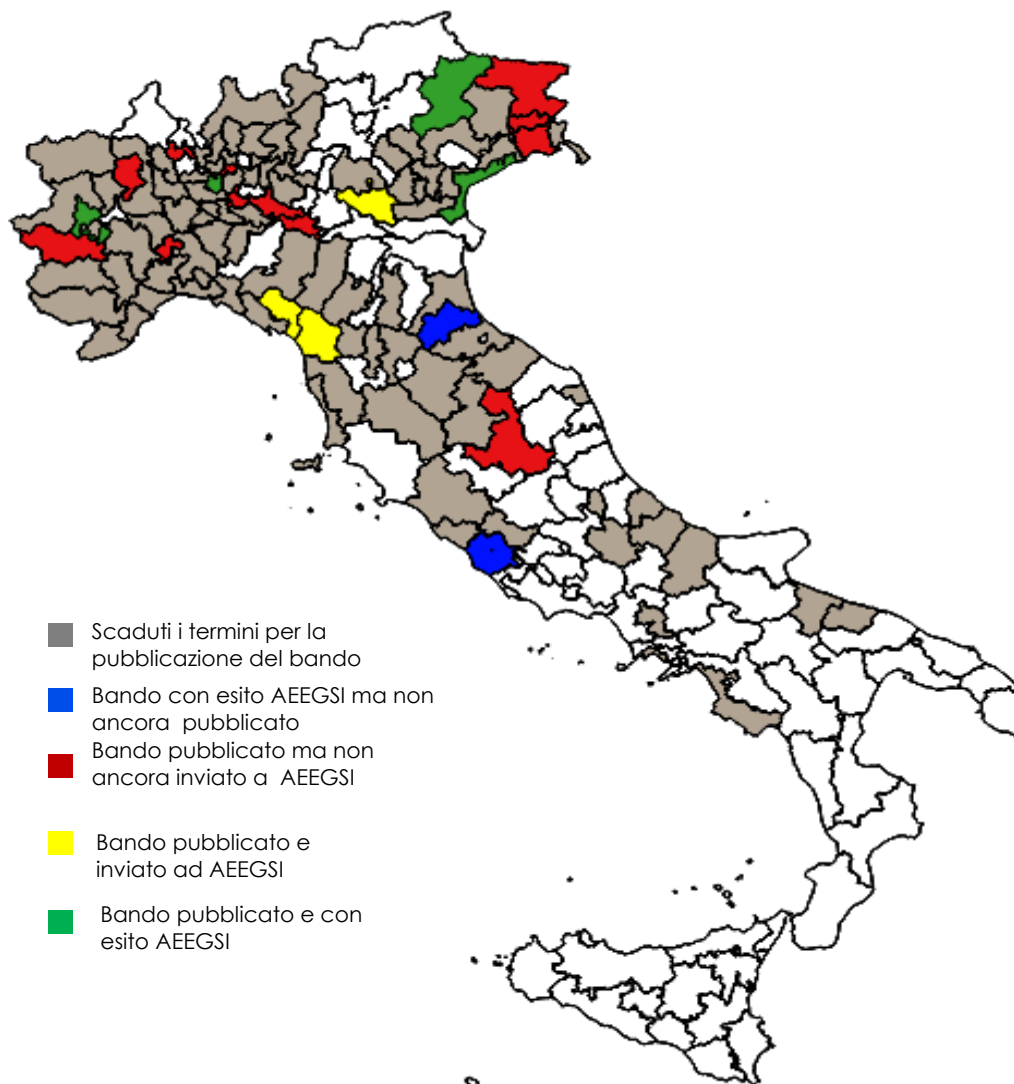
GARE GAS

MONITORAGGIO GARE GAS

In attesa che sia finalmente approvato il DDL Concorrenza, inclusivo di emendamenti miranti a facilitare le procedure di valutazione dei documenti di gara da parte dell'Autorità e a estendere anche a soggetti finanziari l'accesso agli ATI, l'Autorità ha pubblicato un provvedimento volto ([delibera 344/2017](#)) a semplificare l'iter di analisi degli scostamenti VIR-RAB per le verifiche precedenti alla pubblicazione del bando di gara. In particolare, le semplificazioni si applicano agli enti locali che possano dimostrare che nel calcolo del VIR siano state impiegate esclusivamente le Linee Guida ministeriali, senza far alcun riferimento ad accordi riportati nelle concessioni, e i valori di VIR si riferiscano a comuni diversi dal Comune dell'ATEM con il maggior numero di PDR oppure a comuni con una popolazione fino a 100,000 abitanti e con un numero di PDR fino a 10,000. In tali casi l'Ente locale non è tenuto trasmettere la documentazione di dettaglio all'Autorità, ma si limita a renderla disponibile su richiesta dell'Autorità stessa che potrà procedere a controlli a campione entro i 30 giorni successivi alla trasmissione.

Lato gare, in attesa dell'aggiudicazione della gara di Milano 1, la prima, e l'unica finora, a essere arrivata alla fase di valutazione delle offerte, si deve registrare un nuovo rinvio. Infatti la stazione appaltante di Perugia 2 ha pubblicato un avviso nel quale comunica che il termine per l'invio dell'EoI è stato posticipato dal 30 giugno al 29 dicembre 2017.

PUBBLICAZIONE BANDI GARE GAS: STATO DELL'ARTE



VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

INFORMAZIONI GENERALI						VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
ATEM	Analisi AEEGSI	Pubblicazione	Scadenza	Iter procedurale	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
UDINE 1	NO	23/12/2015	29/02/2016*	●	BASSA	●	●	●	●	●
UDINE 3	NO	10/02/2016	06/06/2016*	●	BASSA	●	●	●	●	●
MILANO 1	631/2015/R/gas	23/12/2015	16/01/2017	●	ALTA	●	●	●	●	●
TORINO 2	687/2016/R/gas	29/12/2015	28/06/2017	●	MEDIA	●	●	●	●	●
BELLUNO	455/2016/R/gas	27/12/2016	30/06/2017	●	BASSA	●	●	●	●	●
VERONA 2	in corso	30/12/2016	30/06/2017*	●	BASSA	●	●	●	●	●
MONZA E BRIANZA I	NO	29/12/2015	31/07/2017*	●	ALTA	●	●	●	●	●
LODI 1	NO	30/12/2015	15/09/2017*	●	MEDIA	●	●	●	●	●
VARESE 2	NO	11/09/2015	30/09/2017*	●	MEDIA	●	●	●	●	●
LUCCA	in corso	30/12/2016	31/10/2017*	●	MEDIA	●	●	●	●	●
UDINE 2	NO	04/11/2015	30/11/2017	●	MEDIA	●	●	●	●	●
PERUGIA 2	NO	28/12/2015	29/12/2017*	●	BASSA	●	●	●	●	●
VENEZIA 1	368/2016/R/gas	28/12/2015	Sospesa	●	MEDIA	●	●	●	●	●
MASSA-CARRARA	in corso	21/12/2015	Sospesa	●	MEDIA	●	●	●	●	●
ALESSANDRIA 2	NO	22/12/2015	Sospesa	●	MEDIA	●	●	●	●	●
TORINO 3	NO	22/12/2015	Sospesa	●	BASSA	●	●	●	●	●
CREMONA 2 E CREMONA 3	NO	24/12/2015	Sospesa	●	BASSA	●	●	●	●	●
BIELLA	NO	29/12/2015	Sospesa	●	BASSA	●	●	●	●	●
ROMA 1	650/2015/R/gas	NO	-	-	ALTA	●	●	●	●	●
FORLÌ-CESENA	517/2016/R/gas	NO	-	-	BASSA	●	●	●	●	●

Aggiornata al 26/05/2017

Iter procedurale: ● COMPLETO ● NON COMPLETO ● BLOCCATO

Grado potenziale concorrenzialità: ● ALTO ● MEDIO ● BASSO

*Termine per la presentazione dell'EOI

NOTA METODOLOGICA

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

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

Densità: ALTA > 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)

	2017*	2016*	Var. %
Domanda	102 140	102 255	-0.1%
Produzione netta	90 773	86 701	4.7%
- Termoelettrico	64 863	59 438	9.1%
- Rinnovabili**	25 910	27 263	-9.8%
Saldo estero	12 280	16 417	-25.2%

*Fino ad Aprile ** Idroelettrico, Geotermoelettrico, Eolico e Fotovoltaico

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

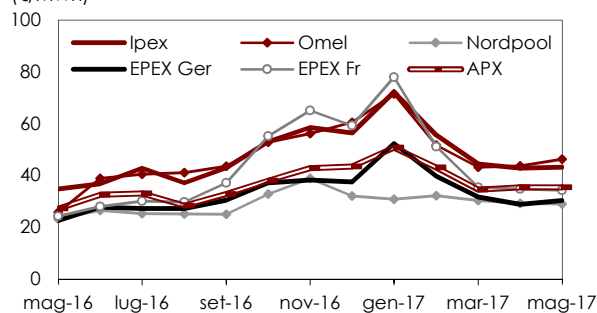
GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE
(Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2017	AS 2016	Var. %	AT 2016	AT 2015	Var. %
Industriale	4.9	4.6	5.0%	8.6	7.9	9.7%
Termoelettrico	8.4	7.1	18.3%	16.1	12.6	27.7%
Distribuzione	16.1	15.4	4.6%	25.8	25.4	1.5%
Altro	0.7	0.9	-23.7%	1.1	1.7	-33.6%
Totale	30.0	28.0	7.2%	51.7	47.6	8.5%

Valori cumulati al 31/04/2017

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

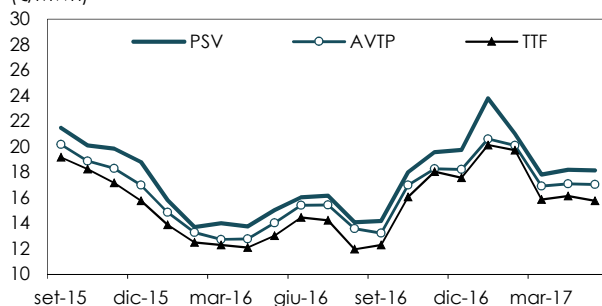
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 25/05/2017

Fonte: Borse Europee

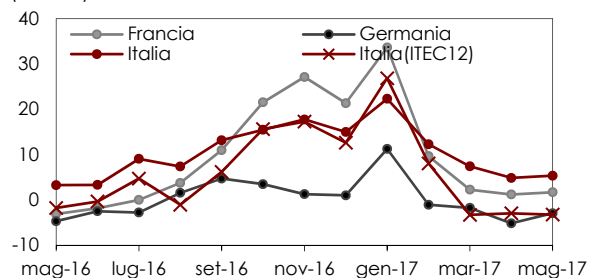
GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 24/05/2017

Fonte: elaborazione REF-E su dati Platts

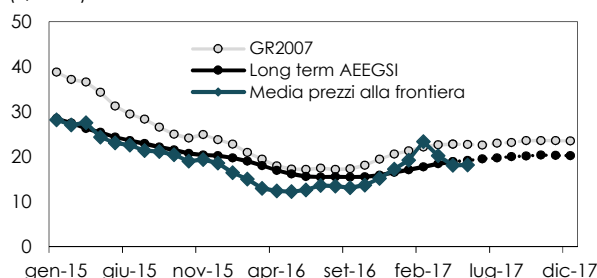
ENERGIA ELETTRICA: SPARK SPREAD IN EUROPA
(€/MWh)



Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili
Ultimo dato al 25/05/2017

Fonte: elaborazioni REF-E

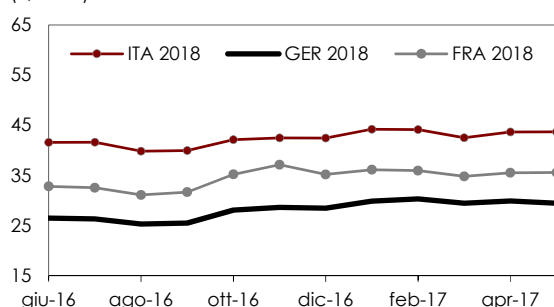
GAS NATURALE: PREZZI APPROVVIGIONAMENTO LONG-TERM
(€/MWh)



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

Fonte: elaborazioni REF-E su WGI, Platts, AEEGI e forward al 24/05/2017

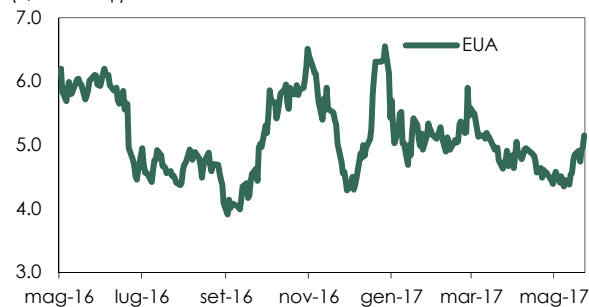
ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 26/05/2017

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2
(€/tCO2 eq.)

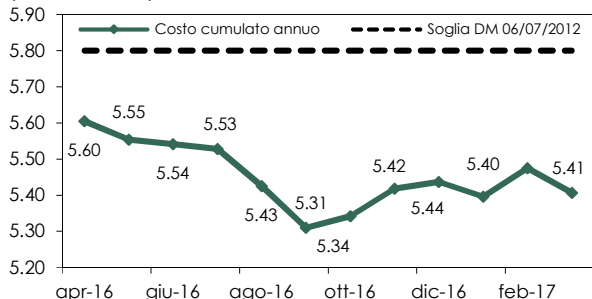


Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 26/05/2017

Fonte: Reuters su EEX

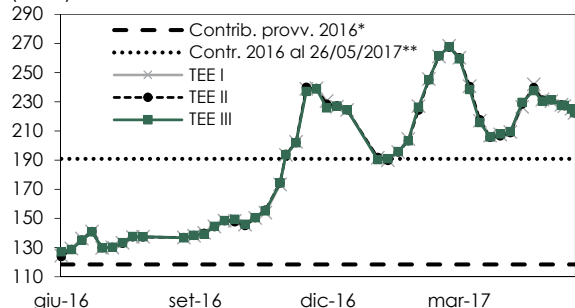
DATI SETTORI INCENTIVATI E REGOLATI

CONTATORE GSE RINOVABILI
(miliardi di euro)



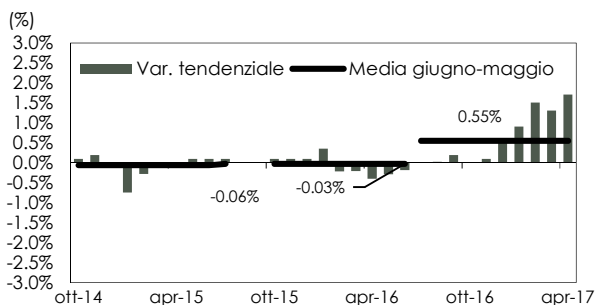
Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico. Ultimo dato al 31/03/2017
Fonte: GSE

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



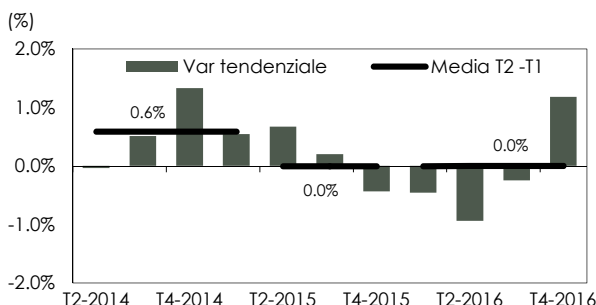
* AEEGSI, DMEG/EFIR/11/2016. ** REF-E, ultimo dato al 26/05/2017
Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, AEEGSI

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*



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

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*



*Deflatore investimenti fissi lordi. Ultimo dato T4-2016
Edizione dati Istat: marzo 2017
Fonte: Istat

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

Componente	III 2016	IV 2016	I 2017	II 2017
Energia, dispac. e commerc.	8.28	8.00	8.39	9.05
Costi infrastrutture	3.05	3.05	3.81	3.81
Oneri A UC MCT	4.84	4.92	3.94	3.77
Totale - tasse escluse	16.17	15.98	16.13	16.63

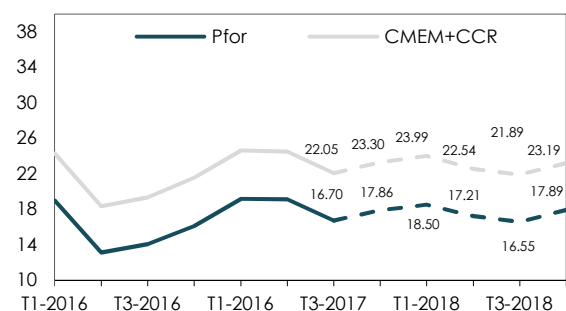
Consumi 2,700 kWh/a e potenza impegnata 3 kW
Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

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

Componente	III 2016	IV 2016	I 2017	II 2017
Energia, dispac. e commerc.	7.37	7.09	7.42	8.02
Costi infrastrutture	2.75	2.75	2.78	2.78
Oneri A UC MCT	8.23	8.31	7.66	7.28
Totale - tasse escluse	18.35	18.14	17.85	18.08

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

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



PCS 38.52 MJ/mc, Previsioni (tratteggio) su forward al 24/05/2017
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Albasoluzioni, Platts, Autorità

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

Componente	III 2016	IV 2016	I 2017	II 2017
Approvvig. e vendita	27.16	28.71	31.08	30.11
Costi di trasporto	3.17	3.83	4.08	3.33
Costi di distribuzione	8.77	8.77	8.99	8.99
Oneri generali di sistema	3.50	2.32	2.32	2.32
Totale - tasse escluse	42.60	43.62	46.46	44.74

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

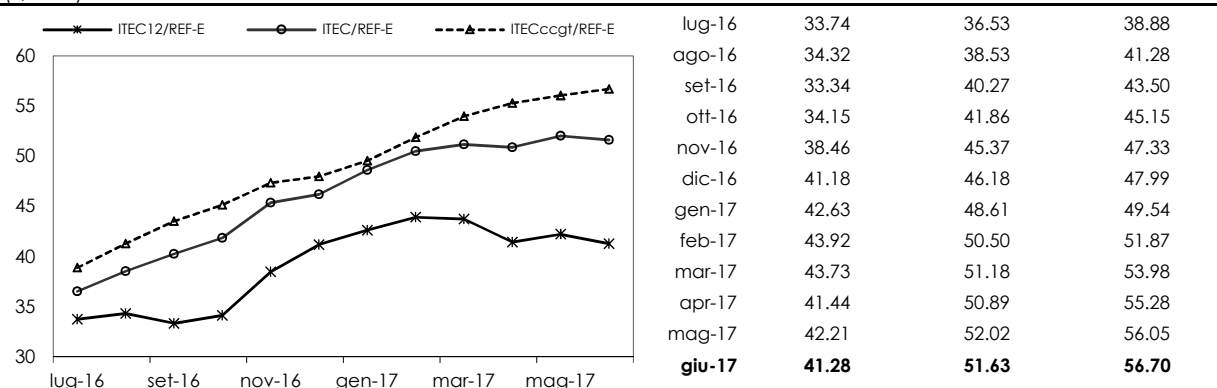
L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di maggio è pari a 42.21 €/MWh, in aumento dell'1.9% sul dato di aprile (41.44 €/MWh). L'andamento al rialzo dell'indice è legato all'aumento del TTF e del carbone a aprile, che ha più che controbilanciato l'aumento del tasso di cambio €/€ registrato durante il mese di aprile.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di maggio si attesta a 52.02 €/MWh, in aumento del 2.2% sul valore consuntivo di aprile (pari a 50.89 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di maggio si attesta a 56.05 €/MWh, un valore in crescita (+1.4%) sul consuntivo del mese precedente (55.28 €/MWh). Tali andamenti sono legati al rialzo del valore di mercato dei combustibili registrato negli ultimi mesi, al netto dell'aumento del tasso di cambio €/€ registrato durante il mese di aprile.

Il valore *forward* per il mese di giugno dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 25 maggio, è pari a 41.28 €/MWh, in diminuzione del 2.2% rispetto al consuntivo di maggio. I valori *forward* per il mese di giugno di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 25 maggio, sono pari a 51.63 €/MWh e 56.70 €/MWh, il primo in diminuzione dello 0.7% mentre il secondo in aumento dell' 1.2% rispetto ai consuntivi di maggio.

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 giugno sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Platts al 25/05/2017.

Valori consuntivi calcolati da REF-E su dati Platts.

Cos'è ITEC12/REF-E

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

Cos'è ITEC/REF-E

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

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



Indice Month Ahead Gas Italia

PROGETTO MAGI

COSA È MAGI

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

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

PERCHÉ MAGI

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

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

GLI SPONSOR

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

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

ANDAMENTO

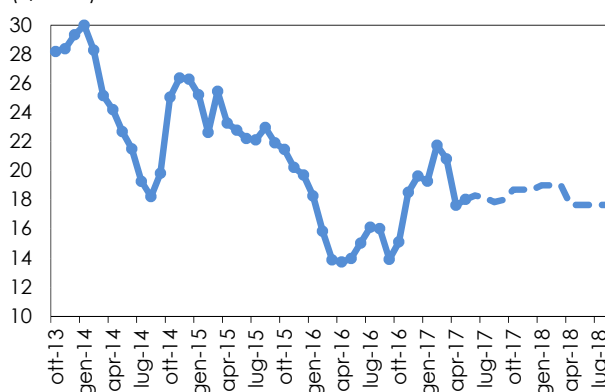
L'indice gas MAGI consuntivo per maggio 2017 è pari a 18.03 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano rispettivamente a 18.05 €/MWh e 17.97 €/MWh.

La quotazione del prodotto con consegna a maggio 2017 è aumentata del 2.3% rispetto a quella per le consegne di aprile 2017, ma comunque in marcato rialzo rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (13.96 €/MWh). Sia il volume complessivo transato (8,395 MW) che il numero di operazioni registrate (300) sono notevolmente inferiori rispetto a quelli del prodotto con consegna nello stesso mese dell'anno scorso, con variazioni rispettivamente pari a -16% e -13%.

I primi scambi del prodotto con consegna a giugno 2017, relativi a un campione di 199 operazioni e un volume totale scambiato di 5,030 MW, indicano un prezzo di 17.72 €/MWh, un valore inferiore a quello del prodotto con consegna a maggio. Al 26 maggio il valore del gas con consegna nel prossimo mese è di 18.3 €/MWh, +3.27% rispetto all'ultimo dato consuntivo.

Rispetto all'ultimo aggiornamento, le quotazioni per il gas in consegna nel III trimestre 2017 (18 €/MWh) hanno subito un calo rispetto alle aspettative degli ultimi mesi, così come le quotazioni per l'inverno 2017, che raggiungono i 18.7 €/MWh.

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