

MERCATO ELETTRICO

- La posizione incerta dei *peaker* nel *capacity market* italiano

Dopo l'approvazione dell'anno scorso, il capacity market italiano viene rinotificato alla Commissione Europea, per inserire nel disegno una soglia di emissione, che, sebbene in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione, potrebbe escludere la partecipazione al meccanismo non solo della capacità a carbone ma anche dei peaker a gas già esistenti. In ogni caso, è necessario arrivare alle aste entro fine anno per non dover intraprendere un nuovo iter autorizzativo.

pag. 3

- La nuova Direttiva sul mercato elettrico: focus su distribuzione e retail

Comunità energetiche, regolazione europea per i DSO, valorizzazione delle flessibilità, stoccaggio e mobilità elettrica: la Commissione traccia le linee del disegno del mercato che accompagnerà il sistema verso la completa integrazione delle rinnovabili, con un occhio sempre più attento alla tutela dei consumatori: uno dei pilastri del Clean Energy Package che promette, a 10 anni dalla pubblicazione del Terzo Pacchetto, un nuovo salto in avanti nel disegno di mercato.

pag. 6

IMPRESE E ISTITUZIONI

- I *Project of Common Interest*: il punto della situazione in attesa della nuova lista

Ancora pochi i PCI realizzati, mentre si riduce sempre di più il numero dei progetti ammessi alle agevolazioni e aumentano i tempi di realizzazione. La difficoltà di realizzare i progetti elencati nelle liste è riflessa anche da analisi costi benefici non sempre solide e documentate.

pag. 9

PIANI NAZIONALI PER L'ENERGIA E IL CLIMA

- La strategia belga e il futuro *mix* produttivo

Il Belgio alle prese con un basso potenziale di miglioramento del mix energetico.

pag. 12

GARE GAS

- Monitoraggio gare gas

L'attività della giustizia amministrativa è sempre più protagonista. L'Europa salva, per ora, le Linee Guida per il calcolo del VIR.

pag. 15

INDICATORI

- Dati di mercato

pag. 18

- Dati settori incentivati e regolati

pag. 19

INDICI

- ITEC e Magi

pag. 20

Sottoscrittori

A2A SpA, Acea Energia SpA, Acegas Aps, Amga, AET Azienda Elettrica Ticinese, Axpo Italia SpA, CSEA Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, CVA Trading Srl, Dolomiti Energia SpA, E.ON Italia SpA, Edison SpA, Engie Italia, EP Produzione SpA, Erg Power Generation, 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

Domenico Biasi, Virginia Canazza, Giacomo Ciapponi, Paolo Ciliento, Federico Clementi, Federica Davò, Tommaso Franci, Ana Georgieva, Jacopo Guarnaccia, 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**.

MERCATO ELETTRICO

LA POSIZIONE INCERTA DEI PEAKER NEL CAPACITY MARKET ITALIANO

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 261/2018/R/eel](#)
- [DCO 592/2017/R/eel](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Capacity market: tra approvazione europea e incertezza politica](#) (Newsletter 221)
- [Il capacity market: il disegno definitivo](#) (Newsletter 219)
- [Il capacity market: tra punti aperti e indicazioni europee](#) (Newsletter 218)

Dopo l'approvazione dell'anno scorso, il capacity market italiano viene rinotificato alla Commissione Europea, per inserire nel disegno una soglia di emissione, che, sebbene in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione, potrebbe escludere la partecipazione al meccanismo non solo della capacità a carbone ma anche dei peaker a gas già esistenti. In ogni caso, è necessario arrivare alle aste entro fine anno per non dover intraprendere un nuovo iter autorizzativo.

L'EUROPA INDICA DURATA, EMISSIONI E VALIDITÀ DEI CONTRATTI GIÀ SIGLATI

Nel dicembre scorso, il Trilogo dell'Unione Europea è arrivato a un accordo sul *market design* elettrico, chiudendo i negoziati sugli otto provvedimenti del pacchetto “*Clean Energy for All Europeans*”, iniziati tre anni fa. Tra questi, la direttiva sui mercati elettrici, che affronta anche il tema dei meccanismi di remunerazione della capacità, seguendo le indicazioni risultanti dall'indagine di settore svolta dalla Commissione nel corso del 2016. Tra i principali punti di discussione la possibile durata dei meccanismi, l'introduzione di limiti emissivi per la partecipazione e la validità dei contratti già siglati precedentemente alle nuove norme.

DURATA DEL MECCANISMO NON SUPERIORE A 10 ANNI

Come suggerito dalla Commissione, i meccanismi di remunerazione della capacità dovranno essere considerati una soluzione transitoria, da introdurre in caso di evidenti criticità per l'adeguatezza dei sistemi elettrici e per sopperire ai “fallimenti” dei mercati, che si registrano quando questi non sono in grado di esprimere un corretto segnale per l'investimento in capacità produttiva. La riforma del mercato elettrico viene in ogni caso considerata prioritaria, per rimuovere tutte le barriere che impediscono la formazione di un corretto segnale per gli investitori, ma il meccanismo di capacità può essere uno strumento adatto a garantire provvisoriamente la sicurezza dell'approvvigionamento.

Il limite temporale concordato si è attestato a 10 anni, anche se si sono registrate posizioni diverse (dal Parlamento è arrivata una proposta di riduzione a 5 anni, poi respinta). Tale estensione temporale sembra essere sufficiente a coprire un intero ciclo di investimenti, rendendo il meccanismo non solo in grado di stabilizzare il mercato, ma anche di guidare la transizione del sistema verso obiettivi di più lungo termine.

LIMITE ALLE EMISSIONI, CON PARZIALE DEROGA PER GLI IMPIANTI ESISTENTI

Il vero nodo della discussione, come era lecito attendersi, ha riguardato l'*Emission Performance Standard* (EPS), ossia il tetto alle emissioni di CO₂ da introdurre nei meccanismi di capacità, per evitare di sostenere con la remunerazione fissa l'attività delle centrali più inquinanti. La proposta iniziale della Commissione è stata accolta, fissando a 550 grammi per kWh prodotto il limite massimo di emissione di CO₂ per poter accedere ai meccanismi.

Tuttavia, accanto a questo limite, solo per le centrali già esistenti e solo fino al 2025, è stato concordato un tetto alternativo, sulla base delle emissioni totali annue in rapporto alla capacità produttiva, fissato a 350 kilogrammi di CO₂ per kW installato. Con questa regola, una centrale che ha iniziato l'attività produttiva prima di luglio 2019 potrà partecipare al meccanismo di remunerazione nei prossimi 5 anni, anche superando il limite di emissione per energia prodotta, semplicemente riducendo il numero di ore di funzionamento annuo, in modo da rientrare nel tetto di emissione annua per capacità.

SALVI I CONTRATTI GIÀ ESISTENTI

Questione di particolare interesse, soprattutto per i Paesi che hanno già avviato i propri meccanismi di remunerazione, era infine la validità dei contratti di lungo termine già siglati prima dell'entrata in vigore delle nuove regole.

TAG

capacity market, electricity, market design

Dal 2020 sarà necessario adeguare tutti i meccanismi, sia quelli già implementati che quelli anche solo approvati, alle indicazioni contenute nella Direttiva dei Mercati Elettrici. Per i contratti siglati entro la fine del 2019, tuttavia, sarà valida la clausola del *grandfathering* (ossia il prevalere delle vecchie norme sulle nuove): i contratti saranno quindi considerati validi, senza necessità di adeguamento.

L'ITALIA ESCLUDE IL CARBONE E SI AFFRETTA ALLE ASTE?

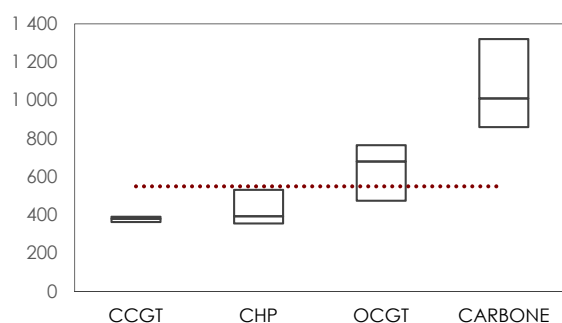
LA GENERAZIONE A CARBONE SARÀ ESCLUSA

Includendo il tetto alle emissioni stabilito dalle norme europee, la capacità di generazione a carbone viene esclusa dalla partecipazione alle aste del meccanismo italiano: infatti, anche le centrali più efficienti a carbone ultrasupercritico (USC) scendono poco al di sotto dei 900 grammi di CO₂ per kWh prodotto (**Figura 1**). Nemmeno il tetto

alternativo alle emissioni per unità di capacità installata sarebbe in grado di includere, anche solo parzialmente, la capacità esistente: una centrale a carbone con un rendimento del 39% potrebbe infatti funzionare al massimo per 400 ore l'anno per rispettare il requisito, in completo contrasto con la natura *baseload* della generazione a carbone. La modifica del disegno interesserà quindi circa 7 GW di capacità produttiva esistente a carbone.

Questo tetto, tuttavia, non è sufficiente a guidare la sostituzione della capacità a carbone con nuova capacità di generazione: infatti, secondo la disciplina pubblicata da Terna lo scorso anno, la costruzione della curva di offerta del *capacity market* terrà in considerazione anche la capacità di generazione esistente che non ha presentato offerte in asta, perché non qualificata o qualificata ma non partecipante, conteggiandola come offerta di capacità a prezzo nullo. In altre parole, a meno che una centrale non abbia già avviato il processo di dismissione, essa viene considerata disponibile per la copertura dell'adeguatezza del sistema, a prescindere dalla sua partecipazione al meccanismo di remunerazione.

FIGURA 1. RANGE DI EMISSIONE DELLA CAPACITÀ ESISTENTE (grammi di CO₂ / kWh)



Fonte: stime REF-E

Nel breve termine, quindi, l'esclusione della capacità a carbone garantirà la presenza di una fetta di capacità disponibile senza remunerazione: questo comporterà una riduzione significativa del gettito che potrà essere destinato alla remunerazione della capacità, ma non stimolerà nell'immediato investimenti in nuova capacità.

Nel medio termine, invece, il *phase-out* previsto per il carbone potrebbe cambiare la situazione, aumentando la domanda di adeguatezza da soddisfare sulle aste e stimolando la sostituzione del carbone con tecnologie meno inquinanti.

A RISCHIO LA PARTECIPAZIONE DEI PEAKER?

La tecnologia termoelettrica che sicuramente giocherà un ruolo di primo piano nel meccanismo sarà la capacità di generazione a gas a ciclo combinato, caratterizzata da un tasso di emissione medio di 350 grammi di CO₂ per kWh prodotto, già significativamente inferiore alla soglia e che potrà ulteriormente ridursi grazie agli interventi di efficientamento che diversi produttori stanno intraprendendo sulle proprie centrali.

Più incerta è la posizione della capacità produttiva a gas a ciclo aperto, che, nell'idea della Strategia Energetica Nazionale, dovrebbe giocare un ruolo da *peaker*, per garantire l'adeguatezza in corrispondenza dei picchi di domanda, fungendo da *backup* alle fonti rinnovabili e supportando la transizione verso la decarbonizzazione del sistema: infatti, per rimanere all'interno della soglia di emissioni, è richiesto un rendimento superiore al 36%.

Questo limite, facilmente superabile da *peaker* nuovi, escluderebbe sicuramente le centrali più vecchie: l'impatto che ne potrebbe derivare sarebbe quindi il sostenere il costo per la dismissione della capacità a gas a ciclo aperto già esistente e la sua sostituzione con capacità a gas nuova, destinata a una partecipazione al mercato molto ridotta e che quindi dovrebbe ripagare il proprio investimento con la sola remunerazione della capacità.

Una possibile soluzione è sicuramente offerta dal tetto alternativo per unità di capacità installata: infatti, un impianto a ciclo aperto esistente con un rendimento compreso fra

il 30% e il 35% potrebbe essere in grado di soddisfare i requisiti per la partecipazione riducendo il suo funzionamento tra le 500 e le 700 ore annue, valore che può essere coerente con un funzionamento di tipo *peaker*. Resta però da capire come questo possa essere attuato all'interno di un meccanismo come quello italiano, che impone l'obbligo di offerta *baseload*, su tutte le ore dell'anno, sia sui mercati dell'energia che sui mercati dei servizi.

Infine, l'inclusione di queste soglie di emissione sarebbe anche incongruente con lo *strike price* proposto dall'Autorità nel DCO 592/2017, che calcolava il costo dell'impianto di punta assumendo un rendimento di riferimento del 30.7% e un livello di emissione pari a 716 grammi di CO2 per kWh prodotto. Potrebbe quindi diventare necessario rivedere la definizione dello *strike price*, ridefinendo l'impianto di punta: l'abbassamento del livello di *strike price* previsto due anni fa che ne deriverebbe avrebbe però impatti decisamente significativi sui risultati dei mercati e sugli operatori che vi partecipano.

PRIME ASTE ENTRO L'ANNO?

Nelle intenzioni dell'Italia, la nuova notifica del meccanismo alla Commissione Europea con l'inclusione delle soglie di emissione dovrebbe permettere di arrivare allo svolgimento delle prime aste entro fine anno, considerando i tempi necessari sia alla nuova approvazione da parte della Commissione sia alla pubblicazione delle informazioni preliminari alle aste da parte di Terna.

Infatti, in ogni caso, il nostro meccanismo dovrà essere riadeguato alle nuove direttive europee dall'anno prossimo, intraprendendo un nuovo e più lungo iter autorizzativo: svolgendo le aste entro l'anno, grazie alla clausola di *grandfathering*, potremmo avere già stipulato i primi contratti di remunerazione, a garanzia della sicurezza dell'approvvigionamento, come più volte richiesto da Terna.

LA NUOVA DIRETTIVA SUL MERCATO ELETTRICO: FOCUS SU DISTRIBUZIONE E RETAIL

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [COM\(2016\) 861 final](#)
- [COM\(2016\) 864 final/2](#)

Comunità energetiche, regolazione europea per i DSO, valorizzazione delle flessibilità, stoccaggio e mobilità elettrica: la Commissione traccia le linee del disegno del mercato che accompagnerà il sistema verso la completa integrazione delle rinnovabili, con un occhio sempre più attento alla tutela dei consumatori: uno dei pilastri del Clean Energy Package che promette, a 10 anni dalla pubblicazione del Terzo Pacchetto, un nuovo salto in avanti nel disegno di mercato.

Il 26 Marzo del 2019 il Parlamento Europeo ha approvato il nuovo Regolamento¹ e la nuova Direttiva² sul mercato elettrico, due dei principali provvedimenti del *Clean Energy Package*. Si tratta di un passo formale ma importante verso la pubblicazione, dopo il raggiungimento dell'accordo politico di qualche mese fa. La nuova Direttiva dovrà essere recepita dagli Stati membri entro e non oltre 18 mesi dalla data di pubblicazione, mentre il regolamento sarà già in vigore a partire dal 1° gennaio 2020. Si tratta di due elementi fondamentali nel quadro del *Clean Energy Package* che si è posto l'obiettivo di conciliare l'aumento della generazione da fonti rinnovabili e la riduzione delle emissioni di CO2 con il completamento del processo di integrazione del mercato elettrico europeo e la minimizzazione dei costi per i consumatori. Il disegno del mercato elettrico è in particolare un elemento fondamentale per favorire l'utilizzo di tecnologie rinnovabili, anche su piccola scala, rendendo il sistema più flessibile e tale da attrarre maggiori investimenti, favorire lo sviluppo ed il coinvolgimento degli stoccaggi, promuovere la partecipazione al mercato da parte della domanda, incrementare il livello di coordinamento regionale in modo da sfruttare efficientemente la rete e rendere il mercato maggiormente competitivo.

LA GESTIONE DELLA DOMANDA E LO STOCCAGGIO

Per rendere il sistema sempre più flessibile e favorire l'installazione di nuova capacità rinnovabile, la Commissione Europea ha considerato due strumenti: lo stoccaggio di energia elettrica e la possibilità della domanda di partecipare al mercato riducendo i consumi (*Demand Side Response*). I progressi tecnologici consentono l'utilizzo di strumenti di stoccaggio dell'energia, come le batterie, per soddisfare una parte della richiesta elettrica. Il loro impiego, infatti, permette al sistema di dilazionare nel tempo l'utilizzo di energia elettrica da fonti rinnovabili non programmabili come l'eolico e il fotovoltaico, fornendo principalmente servizi ausiliari per aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento. La partecipazione della domanda, invece, viene già utilizzata da diversi Paesi e permette al gestore della rete di ridimensionare i consumi di elettricità nei momenti di scarsa generazione. Da entrambi i provvedimenti emerge la volontà della Commissione Europea di incoraggiare gli investimenti in stoccaggio e permettere sia a questi impianti che alla gestione della domanda di partecipare a tutte le fasi del mercato alla pari delle altre fonti di generazione. I mercati, dunque, devono essere strutturati in modo tale da considerare le diverse capacità tecniche degli stoccaggi e della gestione della domanda, onde violare il principio di non discriminazione dei partecipanti, e rendere la partecipazione di tali strumenti effettiva: i mercati dell'energia (mercato del giorno prima e mercato infragiornaliero), ad esempio, devono predisporre dei prodotti di dimensione sufficientemente ridotta, anche inferiori a 1 MWh. Infine, secondo la nuova direttiva, i nuovi impianti di stoccaggio di energia elettrica devono essere trattati esattamente come qualsiasi nuovo impianto di generazione.

LA MOBILITÀ ELETTRICA

Un elemento di novità introdotto dalla Direttiva è l'integrazione della mobilità elettrica nella rete, vale a dire la connessione dei punti di ricarica per i veicoli elettrici alle reti di distribuzione. La Commissione sollecita gli Stati membri a definire un insieme di norme che ne agevoli la connessione alle reti di distribuzione, senza discriminare fra i punti di ricarica accessibili pubblicamente e privatamente. Proprio come per gli impianti di stoccaggio, il gestore della rete di distribuzione deve avere la possibilità di detenere dei punti di ricarica per i veicoli elettrici se, al termine di una procedura di

TAG

electricity, energy policy, market design, renewable energy sources, retail elettrico

¹ Proposto dalla Commissione con il documento COM(2016) 861 final.

² Proposta dalla Commissione con il documento COM(2016) 864 final/2.

appalto aperta e trasparente, nessuna parte terza ha mostrato interesse nel possedere o gestire punti di ricarica. In tal caso, gli Stati membri devono verificare ogni cinque anni che questa condizione perduri, ovvero devono valutare che non sia emerso nel tempo l'interesse di parti terze a detenere i punti di ricarica.

LE COMUNITÀ ENERGETICHE

Nel progetto di sviluppo del mercato elettrico rientrano anche quelle forme associative e cooperative dette comunità energetiche, vale a dire gli insiemi di utenze energetiche che decidono di effettuare scelte comuni per il soddisfacimento del proprio fabbisogno energetico, ad esempio realizzando impianti di autoproduzione condivisi tra reti di consumatori localizzati in una determinata area. Nello specifico, rappresentano tutte le iniziative collettive e cooperative che con il tempo sono diventate un modo economicamente efficiente di gestione dell'energia elettrica, permettendo ai consumatori di partecipare direttamente alla produzione (generalmente da fonte rinnovabile), al consumo e alla condivisione dell'energia, destinandola a forme di tele-riscaldamento e tele-raffreddamento. Queste possono essere costituite da associazioni, cooperative, organizzazioni senza scopo di lucro o altre persone giuridiche non orientate alla generazione di un profitto. Inoltre, queste reti possono anche essere completamente autonome rispetto alla rete pubblica di distribuzione. Il vantaggio per chi partecipa a questo tipo di iniziative è l'accesso all'energia elettrica, generalmente rinnovabile, a prezzi contenuti. L'energia in collettività rappresenta uno strumento di diffusione delle nuove tecnologie, come le reti di distribuzione intelligente, e dei nuovi modi di consumare energia elettrica, come la gestione della domanda di cui si è discusso poc'anzi. La strada scelta dalla Commissione Europea è quella di integrare queste forme associative in tutti i mercati organizzati, permettendogli di operare a condizioni paritarie sia direttamente sia tramite aggregatori. Diventa, quindi, fondamentale che gli Stati membri adeguino il proprio assetto regolatorio.

LA GESTIONE DELLA FLESSIBILITÀ

L'integrazione di queste diverse forme di generazione e consumo di energia elettrica nel mercato fa emergere un problema di flessibilità del sistema. Il ruolo dei DSO (*Distributed System Operator*) diventa centrale: affrontare a livello più locale le sfide poste dalla generazione variabile potrebbe ridurre sensibilmente i costi di gestione di rete. Con la Direttiva, la Commissione Europea intende spingere gli Stati membri verso una normativa che dia la possibilità ai gestori dei sistemi di distribuzione di usufruire di servizi forniti dalla generazione distribuita, dalla gestione della domanda e dallo stoccaggio attraverso la creazione di prodotti di mercato standardizzati, in modo da permetterne l'effettiva partecipazione al mercato, e secondo procedure trasparenti e non discriminatorie.

Adeguare la struttura dei mercati, però, non basta a fornire maggiore flessibilità, in quanto il potenziamento dei sistemi di distribuzione dipende, soprattutto, dallo sviluppo della rete. Vengono dunque previsti per i DSO le stesse modalità di coordinamento e programmazione che nel Terzo Pacchetto erano state introdotte per i TSO. Anche i DSO³ devono dunque predisporre il piano di sviluppo della rete, da aggiornare ogni due anni, che illustri il programma di investimenti infrastrutturali per i successivi cinque-dieci anni, in particolare focalizzandosi su quelli necessari a connettere nuova capacità e nuovi carichi, come ad esempio i punti di rifornimento per i mezzi di trasporto elettrici o le pompe di calore. Inoltre, il piano di sviluppo deve comprendere anche una parte "storica" in cui si spiega qual è stato l'utilizzo degli stoccaggi, della gestione della domanda e di tutte le altre risorse impiegate dal DSO alternativamente all'espansione del sistema.

Per adempiere questi compiti, che comprendono oltre all'utilizzo ottimale di queste risorse anche il funzionamento sicuro ed efficiente del sistema e lo sviluppo del mercato, è necessario che i DSO cooperino con i TSO (*Transmission System Operator*), scambiandosi tutte le informazioni necessarie, e con ENTSO-E. Nel nuovo regolamento, la Commissione Europea ritiene necessaria l'istituzione di un ente

³ Sono esenti dall'obbligo i DSO facenti parte di imprese integrate che riforniscono meno di centomila consumatori o sistemi isolati.

europeo che coordini i gestori dei sistemi di distribuzione dell'Unione (EU DSO)⁴. Il processo di creazione dell'EU DSO durerà al più venti mesi: i DSO dovranno presentare alla Commissione e all'ACER un progetto di statuto, un elenco degli iscritti e un progetto di regolamento interno che successivamente verrà esaminato prima dall'Agenzia e poi dalla Commissione. Una volta terminato questo iter, i gestori dei sistemi di distribuzione costituiranno l'EU DSO. A questo nuovo ente verranno affidati diversi compiti concernenti principalmente la gestione ed il coordinamento delle reti di trasmissione e distribuzione, l'integrazione delle forme di generazione discusse in precedenza e lo sviluppo della gestione della domanda, la digitalizzazione delle reti di distribuzione e la partecipazione all'elaborazione dei codici di rete e al monitoraggio della loro attuazione. La cooperazione con l'ENTSO-E, però, non si limiterà ai soli codici di rete, infatti i due enti si occuperanno di rendere quanto più efficiente la gestione e la pianificazione dei sistemi di distribuzione e trasmissione e lo scambio dei dati tra i gestori. Infine, la cooperazione non deve limitarsi ai soli enti europei, ma anche a quelli nazionali/regionali. I gestori dei sistemi di distribuzione e di trasmissione devono cooperare condividendo le informazioni a loro disposizione sia concernenti la gestione quotidiana delle reti, sia gli investimenti. Inoltre, il coordinamento deve essere orientato verso una gestione efficiente della domanda, della generazione distribuita e degli stoccaggi in modo da permettere a queste risorse di fornire servizi sia al sistema di distribuzione sia a quello di trasmissione.

IL MERCATO RETAIL

Secondo la Commissione, i mercati *retail* non hanno ancora sviluppato un grado sufficiente di competitività e questo è evidenziato dall'aumento dei costi per i consumatori. Secondo la Commissione va interrotta la pratica di fissazione dei prezzi da parte delle Autorità nazionali, fatta eccezione per i clienti in povertà energetica o casi strettamente necessari. In particolare, in questo caso, i provvedimenti dovranno essere notificati alla Commissione che, entro due mesi, potrà chiedere la modifica o l'abrogazione di tali provvedimenti. Sul fronte diritti del consumatore, i fornitori dovranno concedere ai clienti la possibilità di sottoscrivere un contratto con prezzo dinamico ed essere informati dei rischi e delle opportunità di tali contratti. Per rendere il mercato *retail* più dinamico, invece, i clienti devono avere la possibilità di risolvere il contratto in qualsiasi momento e gratuitamente. Inoltre, i clienti devono essere liberi di stipulare un contratto con un aggregatore senza il consenso del proprio fornitore. Per la risoluzione di questi contratti, invece, possono essere applicate delle penali, che però non devono superare la perdita economica subita dall'aggregatore.

La direzione intrapresa dalla Commissione è quella di un approccio puramente di mercato, volto a creare i giusti incentivi. Come viene sottolineato più volte in entrambi i testi, gli investimenti in nuova capacità e nuove tecnologie non devono essere orientati dagli Stati membri, bensì dal mercato stesso: i segnali di prezzo devono rivelare la scarsità della capacità installata o la necessità di effettuare investimenti in determinate regioni e zone di mercato. La partecipazione ai mercati della generazione variabile e della gestione della domanda diventa fondamentale al fine di indirizzare gli investimenti, fornendo una remunerazione proporzionale al beneficio che il sistema ne trae. Per far sì che effettivamente i mercati forniscano questi segnali di prezzo, però, è necessario che i gestori della rete di trasmissione e di distribuzione siano pronti a utilizzare i servizi forniti da questi nuovi strumenti: solo un sistema più flessibile è in grado di assicurarne la partecipazione ai mercati e un trattamento paritario. Il coordinamento fra i DSO e la creazione di un nuovo ente europeo di coordinamento fra i DSO sono misure adottate per cercare di rendere le reti pronte a gestire la variabilità di una crescente generazione non programmabile e della domanda.

⁴ «I gestori dei sistemi di distribuzione che non facciano parte di un'impresa a integrazione verticale o le cui attività non siano separate (unbundled) secondo le disposizioni dell'articolo 35 [rifusione della Direttiva 2009/72/CE, proposta da COM(2016) 864/2], cooperano a livello unionale attraverso un ente europeo dei gestori dei sistemi di distribuzione («EU DSO»)».

IMPRESE E ISTITUZIONI

I PROJECT OF COMMON INTEREST: IL PUNTO DELLA SITUAZIONE IN ATTESA DELLA NUOVA LISTA

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Regolamento UE n. 347/2013](#)

Ancora pochi i PCI realizzati, mentre si riduce sempre di più il numero dei progetti ammessi alle agevolazioni e aumentano i tempi di realizzazione. La difficoltà di realizzare i progetti elencati nelle liste è riflessa anche da analisi costi benefici non sempre solide e documentate.

INTEGRAZIONE INFRASTRUTTURE ENERGETICHE EUROPEE

LA QUARTA LISTA DEI PROGETTI D'INTERESSE COMUNE IN ARRIVO: STATO DELL'ARTE DOPO I PRIMI SEI ANNI DALLA PRIMA LISTA.

I Progetti d'Interesse Comune (PCI) sono infrastrutture energetiche selezionate dalla Commissione Europea per contribuire all'integrazione dei mercati dell'energia e porre fine all'isolamento energetico di alcuni paesi dell'Unione. I PCI favoriscono inoltre la penetrazione delle rinnovabili nella rete oltre che aumentare la diversificazione delle fonti e delle rotte.

Parte dell'Europa sudorientale, Penisola Iberica e Polonia non sono ancora adeguatamente connesse al mercato dell'energia elettrica dell'Unione Europea. Peculiare è il caso dell'Irlanda, che ha una previsione di interconnessione con il blocco continentale per il 2020 del 18%, ma che scenderà a 0%, in seguito all'uscita del Regno Unito dall'Unione Europea, fino al 2025, anno di completamento del PCI "Interconnettore Celtico" con la Francia.

Il testo alla base della regolazione dei PCI è il regolamento europeo *Trans-European Networks for Energy* (TEN-E)¹ sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche che ha l'obiettivo di aumentare l'interconnessione tra paesi europei. La strategia TEN-E ha identificato 9 corridoi che richiedono urgenti sviluppi infrastrutturali e 3 aree tematiche prioritarie².

L'iter procedurale dei PCI prende avvio con la presentazione da parte dei Promotori di un progetto. Il processo di selezione dei PCI avviene su base regionale ed è coordinato dai Gruppi Regionali dei quali fanno parte: l'*Agency for the Cooperation of Energy Regulators* (ACER), lo *European Network of Transmission System Operator* (ENTSO), la Commissione Europea, i rappresentanti dei ministeri di competenza, i singoli gestori dei sistemi di trasmissione e altri promotori di progetti. Le organizzazioni dei consumatori e ambientali sono invitate a partecipare e contribuire al lavoro dei Gruppi Regionali. La valutazione dei progetti, secondo dei precisi parametri, viene eseguita da ACER e la definitiva approvazione della lista dei PCI passa attraverso la Commissione.

La selezione dei PCI si basa sul possesso dei seguenti 5 criteri³:

- significativo impatto sul almeno due paesi dell'Unione Europea
- rafforzamento dell'integrazione del mercato e contribuzione all'interconnessione tra paesi europei
- aumento della competitività dei mercati energetici attraverso l'offerta di più alternative ai consumatori
- garanzia riguardo la sicurezza dell'approvvigionamento di energia
- perseguimento degli obiettivi energetici e climatici europei facilitando l'integrazione e la crescita percentuale di energia proveniente da fonti rinnovabili.

BENEFICI DELLO STATUS DI PCI

Ai progetti ammessi vengono accordati una serie di vantaggi che prevedono:

- accelerazioni nelle procedure di rilascio autorizzazioni (assicurando una durata massima di tre anni e mezzo)
- valutazione ambientale più rapida
- riferimento a una sola autorità nazionale competente per il rilascio di autorizzazioni

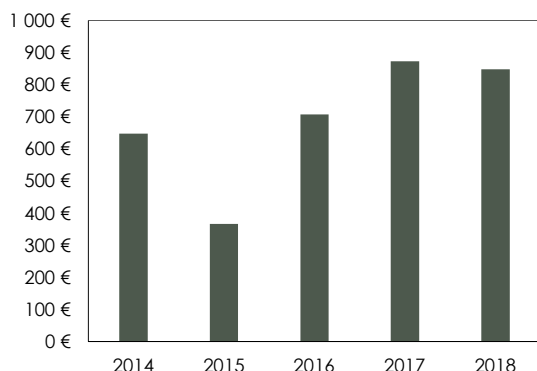
¹ Regolamento (UE) n. 347/2013 del 13 aprile 2013.

² Allegato 1 del Regolamento (UE) n. 347/2013 "Corridoi e aree prioritarie dell'infrastruttura energetica".

³ Art. 4 comma 1 del Regolamento (UE) n. 347/2013.

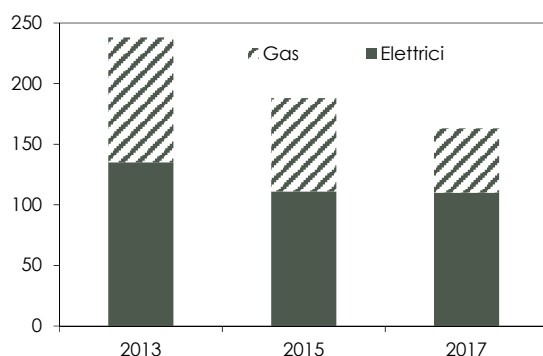
- agevolazioni nel trattamento normativo dovuto a una ripartizione dei costi in base ai benefici netti
- aiuti finanziari, sotto forma di sovvenzioni e strumenti finanziari innovativi che rientrano nel *Connecting Europe Facility* (CEF).

FIGURA 1. FONDI PER I PCI



Fonte: Commissione Europea

FIGURA 2. NUMERO PCI PER SETTORE ENERGETICO



Fonte: ACER

TABELLA 1. LISTA PCI ITALIANI GAS

Progetti Gas
Connessione di Malta alla rete europea del gas - gasdotto di interconnessione con l'Italia (Gela)
Gasdotto dalla Grecia via Albania mare Adriatico "Gasdotto transadriatico TAP"
Gasdotto offshore dalla Grecia all'Italia "Gasdotto Poseidon"
Gasdotto dei giacimenti di gas del Mediterraneo orientale alla Grecia continentale via Creta "EastMed Pipeline"

Fonte: Commissione europea

TABELLA 2. LISTA PCI ITALIANI ELETTRICI

Progetti Elettricità
Interconnessione fra Grande Ile (FR) e Piossasco (IT) "Savoia-Piemonte"
Interconnessione fra Airolo (CH) e Baggio (IT)
Interconnessione fra Villanova (IT) e Lastva (ME)
Interconnessione fra Salgareda (IT) e la regione di Divaccia - Bericevo (SI)
Interconnessione fra la Sicilia (IT) e la Tunisia (TU)
Interconnessione fra Codrogianos (IT), Lucciana (Corsica, FR) e Suvereto (IT) "SACO 3"

Fonte: Commissione europea

Generalmente i fondi per le infrastrutture energetiche vengono ricavati dal mercato e dalle bollette degli utenti, ma dati gli ingenti investimenti richiesti per la costruzione dei PCI, l'Unione Europea ha istituito due fondi il cui finanziamento non grava sul consumatore energetico finale. Si tratta del fondo europeo per gli investimenti strategici (FEIS) e il già menzionato CEF (un fondo europeo per le infrastrutture per il periodo 2014-2020). Secondo i dati della Commissione, negli ultimi cinque anni, sono stati assegnati 5.5 miliardi di euro al cofinanziamento di studi progettuali e lavori di costruzione che favoriscono la realizzazione dei PCI. L'ammontare dei fondi erogati dal CEF è passato da 647 milioni di euro nel 2014 per 34 PIC a 848 milioni di euro per 22 PCI nel 2018, con un picco di 873 milioni di euro nel 2017 per soli 17 PIC (**Figura 1**).

LE TRE LISTE: DATI E PROGRESSI⁴

La prima lista di PCI, uscita nell'ottobre 2013, aveva selezionato 239 progetti (**Figura 2**) localizzati nei corridoi e nelle aree tematiche prioritarie. 135 di questi riguardavano il settore elettrico con progetti di trasmissione, stoccaggio o *smart grid*, mentre i restanti 103 interessavano progetti di trasporto gas, *liquified natural gas* (LNG) e *underground gas storage* (UGS). Gli aggiornamenti biennali delle liste rendono il mercato dei progetti molto dinamico in quanto nuovi progetti utili vengono inseriti e quelli obsoleti rimossi. Infatti, le due liste successive al 2013 mostrano un significativo calo nel numero dei PCI inclusi, rispettivamente 188 nel 2015 (111 elettrici e 77 gas) e 163 nel 2017 (110 elettrici e 53 gas). Sono 100 i PCI più virtuosi il cui status è stato finora confermato in tutte le liste redatte.

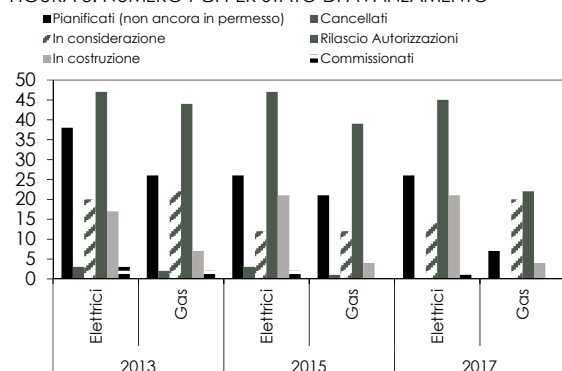
Nel 2017, la maggioranza dei PCI elettrici e gas è rappresentata da progetti di linee di trasmissione e trasporto o direttamente collegate a queste (93 PCI per l'elettrico e 47 per il gas), come le sottostazioni elettriche o installazioni per convertire il flusso di gas. I PCI sono presenti in tutti i paesi europei con una maggiore presenza di linee di trasporto gas nell'est Europa, data la vicinanza a paesi ricchi di giacimenti, e linee di trasmissione elettrica in paesi che per geografia e orografia sono più isolati. Attraverso 4 paesi (Polonia, Romania, Bulgaria e Grecia) passano 27 linee di trasporto gas provenienti da Mar Nero e Turkmenistan con le successive diramazioni fino in Germania e in Italia (**Tabella 1**). Altre 4 linee collegano la Spagna a Francia e Portogallo, mentre le restanti si concentrano ai confini della Germania. 13 linee di trasmissione elettrica ad alta tensione uniscono l'Inghilterra al blocco continentale e 6 progetti analoghi (**Tabella 2**) saldano la penisola italiana ai paesi limitrofi, aiutando entrambi i paesi a uscire dall'isolamento energetico. Diverso è il caso della Germania dove le 9 linee di trasmissione, orientate in direzione nord-sud, contribuiranno sia al decongestionamento di traffico elettrico attraverso il paese, dovuto alla sua centralità geografica, sia alla diversificazione delle fonti per il Sud industriale grazie ai nuovi parchi eolici nel mare del Nord.

Dal 2013, 8 PCI sono stati completati (**Figura 3**), 6 nel settore elettrico e 2 nel gas e solamente 21 erano in fase di costruzione nel 2017. La causa di ritardo più menzionata dai Promotori è il lento avanzamento delle fasi di pianificazione e di rilascio autorizzazioni, in quanto spesso risultano più lunghe dei tre anni e mezzo previsti per i PCI.

Circa il 50% dei PCI è in ritardo in tutte e tre le liste (**Figura 4**). Alcuni ritardi sono dovuti a difficoltà esterne mentre altri a ripensamenti dei Promotori dovuti a una riduzione della domanda di energia, minore urgenza di uno specifico progetto o per la priorità data ad altre soluzioni.

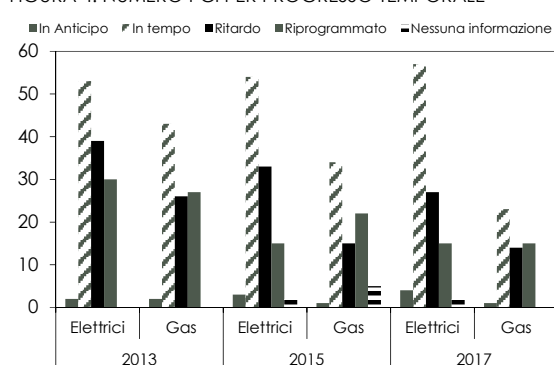
⁴ I dati fanno riferimento all'ultimo monitoraggio per ciascuna lista.

FIGURA 3. NUMERO PCI PER STATO DI AVANZAMENTO



Fonte: ACER

FIGURA 4. NUMERO PCI PER PROGRESSO TEMPORALE



Fonte: ACER

Sebbene i ritardi siano in diminuzione rispetto ai 101 casi del 2013 (ammontavano a 85 nel 2015 e 71 nel 2017), considerando la riduzione dei PCI nelle liste successive, questi numeri rappresentano una percentuale maggiore sul totale (45% nel 2015 e 43% nel 2017 rispetto al 42% del 2013). Come conseguenza si sono allungati i tempi medi previsti per la realizzazione. Nella lista del 2013, la data di realizzazione corrispondeva in media all'anno 2019, 2021 per la lista del 2015 e 2022 per quella del 2017.

LA DIFFICOLTÀ DI UN'ANALISI COSTI-BENEFICI PER I PCI

Durante il processo di selezione dei PCI, è richiesta da parte della Commissione Europea un'analisi dei costi-benefici basata sui singoli progetti. Nel periodo successivo all'approvazione, costi e benefici vengono richiesti annualmente ai Promotori per un monitoraggio da parte di ACER.

I costi totali attesi vengono stimati dai Promotori dei PCI e riguardano l'intera fase di realizzazione, partendo dall'approvazione della Commissione. L'ammontare di questi, nel 2018, per 105 PCI elettrici era di 49.3 miliardi di euro (di cui 40.5 miliardi di euro per i progetti di trasmissione, 8.4 miliardi di euro per gli stoccaggi e 0.4 miliardi di euro per le *smart grid*) mentre per tutti i 53 PCI gas i costi totali attesi ammontavano a 43.5 miliardi di euro. Nei PCI elettrici, nel 2018, sono stati spesi 5.8 miliardi di euro e se le date di completamento future verranno mantenute senza ulteriori ritardi, nei prossimi 4 anni, verrà speso il 50% dei costi totali attesi. Similmente, nel settore gas sono stati spesi 1.5 miliardi di euro nel 2018 con una previsione di spesa a 5 anni del 60% dei costi totali attesi.

Il calcolo dei benefici è più complesso dato l'impatto dei PCI su più paesi dell'Unione. Infatti, nel 2018, l'analisi dei benefici non è stata effettuata per i PCI del gas e ha avuto significative difficoltà anche per quelli elettrici in quanto è stata svolta solo per 76 progetti di trasmissione, tutti gli stoccaggi e nessuna *smart grid*. Il calcolo dei benefici ha tenuto in considerazione:

- l'indicatore di benessere economico e sociale (SEW) contenuto nel *Ten Year Network Development Plan* (TYNDP)
- i benefici aggiuntivi indicati dai Promotori sia nel TYNDP che durante il processo di selezione dei PCI
- il valore monetizzato delle perdite.

Il rapporto costi-benefici per i soli 76 PCI di trasmissione elettrica, per i quali è stata possibile l'analisi, è stato pari a 1.55. Il numero risultava in crescita rispetto al precedente 1.2, ma per 18 PCI di trasmissione elettrica e 10 di stoccaggio i benefici non hanno superato i costi.

Il ritardo dei PCI è anche dovuto alle difficoltà di realizzazione dopo l'approvazione, in quanto l'analisi costi-benefici della Commissione Europea, a monte della selezione, risulta poco solida. Per questo motivo le regole delle attuali analisi costi-benefici sono in continuo cambiamento, sia per la scarsità dei dati forniti dai Promotori nei monitoraggi successivi all'approvazione sia per una maggiore richiesta di chiarezza delle parti istituzionali interessate.

PIANI NAZIONALI PER L'ENERGIA E IL CLIMA

LA STRATEGIA BELGA E IL FUTURO MIX PRODUTTIVO

Il Piano Nazionale per l'Energia e il Clima (PNEC) dello stato federale belga è il documento che raccoglie i piani stilati dalle entità regionali (i governi delle regioni di Vallonia, Fiandre e Bruxelles-Capitale) e federale (il governo federale) che condividono la responsabilità di decisione in materia di politiche energetiche e climatiche.

Uno *steering group* formato dai rappresentanti del governo federale e di ciascuna regione per l'Agenzia del clima (*National Climate Commission*) e dell'energia (*Energy Policy Coordination Platform*) ha provveduto a fornire l'assistenza e il coordinamento necessari per la preparazione del PNEC integrato in cui esplicitare gli obiettivi nelle dimensioni chiave del progetto di contrasto al cambiamento climatico (Tabella 1).

In termini di riduzione dei gas serra, il *target* al 2030 per i settori non sottoposti a meccanismo ETS prevede di diminuire del 35% le emissioni inquinanti rispetto i valori del 2005 e viene declinato a livello regionale in una riduzione del 35% nelle Fiandre, del 37% in Vallonia e del 32% nella regione di Bruxelles-Capitale (Tabella 2).

A fronte di una diminuzione del 6% nel 2016 rispetto il 2005, le emissioni da settore non ETS dovranno contrarsi a un tasso più sostenuto per soddisfare l'obiettivo al 2030, richiedendo ai settori edilizio e dei trasporti, che maggiormente vi contribuiscono, sforzi in termini di efficienza energetica e transizione *green* delle risorse energetiche e dei veicoli.

La riduzione delle emissioni da settore ETS del 35% nel 2016 è attribuibile al maggior utilizzo di combustibile gassoso rispetto al combustibile solido nel settore della generazione elettrica e dell'industria, alla dismissione di impianti industriali *energy-intensive* e all'impiego di biocombustibili in alcuni settori. Il Piano non sembra esplicitare alcun *target* al 2030 per i settori sottoposti a disciplina ETS dal momento che i settori interessati

TABELLA 1. CLEAN ENERGY FOR ALL EUROPEAN PACKAGE - STATO DELL'ARTE (27 MARZO 2019)

	Commissione Europea Proposta	UE Inter-istituzionale Negoziazioni	Parlamento Europeo Adozione	Consiglio Adozione	Gazzetta Ufficiale Pubblicazione
Rendimento Energetico negli edifici	30/11/2016	Accordo Politico	17/04/2018	14/05/2018	19/06/2018 direttiva - (UE) 2018/844
Energia rinnovabile	30/11/2016	Accordo Politico	13/11/2018	04/12/2018	21/12/2018 direttiva - (UE) 2018/2001
Efficienza Energetica	30/11/2016	Accordo Politico	13/11/2018	04/12/2018	21/12/2018 direttiva - (UE) 2018/2002
Governance	30/11/2016	Accordo Politico	13/11/2018	04/12/2018	21/12/2018 regolamento - (UE) 2018/1999
Regolazione elettrica	30/11/2016	Accordo Politico	26/03/2019	In programma a Maggio 2019	
Direttive elettriche	30/11/2016	Accordo Politico	26/03/2019	In programma a Maggio 2019	
Preparazione al Rischio	30/11/2016	Accordo Politico	26/03/2019	In programma a Maggio 2019	
ACER	30/11/2016	Accordo Politico	26/03/2019	In programma a Maggio 2019	

Fonte: Commissione Europea

TABELLA 2. EMISSIONI GAS SERRA (%) CONSUMO INTERNO LORDO (Mtep)

		2016 consuntivo	2020 obiettivo	2030 obiettivo
ITALIA	Riduzione GHG vs 2005 per i settori non ETS	-16.2*	-13	-33
	Riduzione GHG vs 2005 per i settori ETS		-21	-43
FRANCIA	Riduzione GHG vs 2005	-14.4*	-14	-37
GERMANIA	Riduzione GHG vs 2005	-26*	-14	-55*
BELGIO	Riduzione GHG vs 2005	-18.5*	-15	-35**

*Rispetto il 1990. **Settore non ETS

Fonte: Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima.
Agenzia Europea per l'Ambiente. Eurostat

sembrano aver già implementato misure economicamente efficaci per contribuire al *target* comunitario.

Data la scarsità delle risorse di generazione interne, il Belgio è fortemente dipendente dai paesi esteri da cui importa fonti di energia primaria come petrolio, gas naturale, carbone e combustibile nucleare al fine di soddisfare la richiesta domestica.

L'obiettivo belga in termini di efficienza energetica al 2030 prevede la riduzione dei consumi di energia primaria del 22% e dei consumi di energia finale del 17% rispetto allo scenario base *PRIMES* 2007, per attestarsi rispettivamente intorno ai 39 Mtep e 33.1 Mtep (21.6 Mtep nelle Fiandre, 9.9 Mtep in Vallonia e 1.6 Mtep in Bruxelles-Capitale). Il miglioramento dell'efficienza

TABELLA 3. EFFICIENZA ENERGETICA (%)

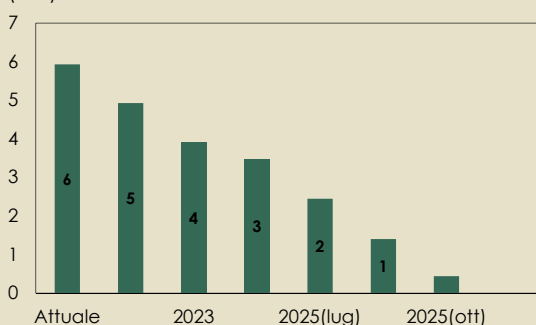
	2016 Consumo Interno Lordo*		2020 obiettivo	2030 obiettivo
ITALIA	154.3	Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto al caso base	-24	-43
		Riduzione dei consumi di energia finale rispetto al caso base	-1.5 annuo (senza trasporti)	-39.7
FRANCIA	253.7	Riduzione del consumo finale di energia rispetto al caso base	-20**	-32.5
GERMANIA	319.1	Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto al caso base	-20	-30%
BELGIO	56.8	Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto al caso base	-18%***	-22
		Riduzione dei consumi di energia finale rispetto al caso base		-17

*Somma dei quantitativi di fonti primarie prodotte, di fonti primarie e secondarie importate e della variazione delle scorte di fonti primarie e secondarie presso produttori e importatori, diminuita delle fonti primarie e secondarie esportate

Riduzione del consumo di energia. *Riduzione dei consumi di energia primaria

Fonte: Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima
National Renewable Energy Action Plans 2009

FIGURA 1. EVOLUZIONE CAPACITA' INSTALLATA NUCLEARE (GW)



Fonte: PNEC belga

energetica contribuisce a ridurre la dipendenza da fornitori stranieri di risorse primarie di energia (Tabella 3).

I target fissati al 2020 richiedono la diminuzione dei consumi di energia primaria del 18% (rispetto al valore di 53.3 Mtep *PRIMES* 2007) che equivale a 32.5 Mtep di valore obiettivo belga per i consumi di energia finale.

Il PNEC stabilisce la graduale dismissione di circa 6 GW di installato nucleare al fine di raggiungere entro il 2025 l'indipendenza dall'atomo, il cui contributo nel 2018 si attestava intorno al 34% del *mix* energetico per un valore di 27.3 TWh. Per garantire la sostenibilità del sistema elettrico, tra il 2022 e il 2025 verrà attivato un meccanismo di compensazione a vantaggio di un *mix* energetico basato su capacità flessibile e risorse rinnovabili, determinando una conversione dell'offerta elettrica belga tra il 2020 e 2030 che vada a

ridurre la quota di fonti fossili e a privilegiare la risorsa gas (Figura 1).

Nel perseguimento dell'obiettivo comunitario di neutralità dal carbonio al 2050, il contributo *target* belga al 2030 in termini di penetrazione delle risorse rinnovabili nei consumi finali lordi è previsto del 18.3% e presenta un incremento di 10 punti percentuali rispetto al valore consuntivo registrato nel 2016 che è risultato essere in linea con l'obiettivo stabilito per lo stesso anno. La quota obiettivo belga al 2030 è di molto inferiore al target comunitario richiesto del 32%: il modesto contributo è imputabile al basso potenziale per le risorse rinnovabili data la conformazione prevalentemente pianeggiante del territorio belga che presenta un'elevata densità abitativa e al numero ridotto di ore di esposizione alla luce solare di cui il Paese può godere (Tabella 4).

La capacità rinnovabile attesa in sviluppo entro il 2030 è quella solare ed eolica, di quest'ultima principalmente quella *off-shore* che si prevede aumenti a 4 GW contro un installato di eolico *off-shore* nel 2018 di 1 GW, di 2 GW di eolico *on-shore* e di 3 GW di solare.

TABELLA 4. QUOTA DI ENERGIA DA FER NEI CONSUMI FINALI LORDI - QUOTA TOTALE FER (%)

	2016 consuntivo	2016 obiettivo	2020 obiettivo	2030 obiettivo
ITALIA	17.4	12.0	17.0	29.7
FRANCIA	16.0	18.0	23.0	32.0
GERMANIA	14.8	14.4	19.6	30.0
BELGIO	8.7	8.6	13.0	18.3

Fonte: National Renewable Energy Action Plans 2009.
Dati Eurostat. NECPs 2018

TABELLA 5. QUOTA DI ENERGIA DA FER NEI CONSUMI FINALI LORDI - RES-E (%)

	2016 consuntivo	2016 obiettivo	2020 obiettivo	2030 obiettivo
ITALIA	34.0	23.1	26.4	55.4
FRANCIA	19.2	21.5	27.0	40*
GERMANIA	32.2	28.8	38.6	50-52.5
BELGIO	15.8	14.8	20.9	40.4

*Sulla produzione

Fonte: National Renewable Energy Action Plans 2009.
Dati Eurostat. NECPs 2018

Il maggiore sforzo di contributo rinnovabile è richiesto al settore elettrico e pari al 40%; avendo superato il proprio obiettivo al 2016, il Belgio sembrerebbe in traiettoria con il *target* al 2020 ma si ritiene che lo sviluppo della quota rinnovabile debba essere costantemente monitorato al fine del raggiungimento dell'obiettivo al 2030 (**Tabella 5**).

In termini di apporto *green* nel settore dei trasporti il Belgio prevede lo sviluppo della *green mobility* e l'impiego di biocarburanti al fine di raggiungere una quota di penetrazione delle fonti rinnovabili del 20.6% al 2030. In particolare, è fissata la componente obbligatoria del 14% di biofuel sostenibile nei volumi annui rilasciati dalle compagnie fornitrici di carburanti fossili per l'utilizzo da parte del consumatore (**Tabella 6**).

Per quanto riguarda il settore *Heating and Cooling*, la quota *target* del 12.7% rispecchia un incremento nell'impiego delle pompe di calore (**Tabella 7**).

L'incremento delle risorse rinnovabili intermittenti, richiede al sistema elettrico una maggiore flessibilità; con l'obiettivo di mantenere il sistema bilanciato, è fondamentale lo sviluppo di connessioni con gli altri paesi, contestualmente alla creazione di potenziale di *storage* di energia.

Rafforzamenti delle infrastrutture di trasporto dell'energia sono previste nelle interconnessioni con le frontiere di Francia, Olanda e Germania. Il Belgio vanta già un tasso di interconnessione elettrica che approssimativamente si attesterà intorno 21% entro il 2020, determinando il raggiungimento del *target* europeo del 15% previsto per il 2030.

Per quanto riguarda il gas naturale, la già sviluppata rete interna verrà implementata da interconnessioni con i paesi limitrofi al fine di rafforzare la posizione del Belgio come *hub* di gas naturale nell'Europa centrale e occidentale.

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili previsto al 2030 nel piano non sembra svolgere una funzione sostitutiva della capacità nucleare in dismissione, confermando dunque il sostegno di fonti fossili e di gas in particolare per soddisfare il fabbisogno domestico. Il PNEC infatti stima un incremento nel decennio 2020-2030 della quota delle fonti fossili sul consumo interno lordo e principalmente del gas naturale pari a circa il 36% nel 2030, a fronte di un aumento della quota rinnovabile nello stesso arco decennale che copre il 13.8%. L'incremento delle fonti fossili segue la flessione che il piano prevede di registrare tra il 2015 e il 2020, determinando al 2030 una quota petrolio che comunque risulta inferiore di 2.7 punti percentuali rispetto al 2015 nella copertura del consumo interno lordo e una quota gas in incremento di 10.2 punti percentuali.

Inoltre, la quota fossile che contribuirà al *mix* di generazione belga verrà definita in relazione ai volumi di import che riforniranno il paese. Il piano belga stima un incremento dell'import tra il 2020 e il 2030 che alla luce delle disposizioni dei PNEC francese e tedesco sembrerebbe poter provenire dal surplus di generazione in Francia. Anche le disposizioni contenute nel piano olandese devono essere monitorate, essendo l'Olanda tra i *partner* di import principali.

TABELLA 6. QUOTA DI ENERGIA DA FER NEI CONSUMI FINALI
LORDI - RES-T (%)

	2016		2020 obiettivo	2030 obiettivo
	consuntivo	obiettivo		
ITALIA	7.2	7.3	10.1	21.6
FRANCIA	8.9	8.4	10.5	15.0
GERMANIA	6.9	7.1	13.2	14.0
BELGIO	6.0	6.3	10.1	20.6

Fonte: National Renewable Energy Action Plans 2009.
Dati Eurostat. NECPs 2018

TABELLA 7. QUOTA DI ENERGIA DA FER NEI CONSUMI FINALI
LORDI - RES H&C (%)

	2016		2020 obiettivo	2030 obiettivo
	consuntivo	obiettivo		
ITALIA	18.9	11.1	17.1	33.1
FRANCIA	21.1	25.5	33.0	38*
GERMANIA	13.0	12.4	15.5	27.0
BELGIO	8.1	7.5	11.9	12.7

*Sul consumo finale di calore

Fonte: National Renewable Energy Action Plans 2009.
Dati Eurostat. NECPs 2018

GARE GAS

MONITORAGGIO GARE GAS

M&A

A fine marzo Acea ha annunciato di aver concluso l'operazione d'acquisizione del 51% di Pescara Distribuzione Gas, che è titolare della concessione nel Comune di Pescara dove serve circa 62 mila PDR con un totale di 325 Km di rete. L'*enterprise value* corrisposto è pari a 6.7 milioni di euro. Questa operazione sancisce l'ingresso di Acea nel settore della distribuzione del gas naturale. **PESCARA** ospita 46 Comuni, tra cui l'omonimo capoluogo abruzzese, circa 152 mila PDR serviti con una rete di circa 1,750 Km. Il valore della RAB è stimato in 90 milioni di euro. Pescara Distribuzione Gas controlla la maggior quota di mercato con oltre il 40% dei PDR nell'ATEM. Seguono Italgas e 2i Rete Gas con il 39% e 10% ([Newsletter 225](#)).

BANDI DI GARA

Il termine di presentazione delle offerte alla gara per **VARESE 3** è stato rinviato dal 31 Marzo 2019 al 31 Dicembre 2020. L'ATEM comprende 44 Comuni e ospita circa 229 mila PDR, una rete di circa 2,567 km (dati MISE 2012) e una RAB totale di circa 125 milioni di euro. 2i Rete Gas è il gruppo che controlla la maggiore quota di mercato, pari a oltre il 36% dei PDR nell'ATEM. Seguono Agesp SpA con il 28.6% e Gruppo Energei con il 18% ([Newsletter 219](#)).

RICORSI

- Si riapre la questione sull'acquisizione di Nedgia da parte di 2i Rete Gas. Italgas ha, infatti, presentato un ricorso straordinario al Presidente della Repubblica, chiedendo l'annullamento del provvedimento con cui l'Antitrust, a inizio del 2018, aveva approvato l'operazione, in particolare in relazione alla parte in cui l'Antitrust ha ordinato a 2i Rete Gas la dismissione degli *asset* di **FOGGIA 1** e **BARI 2**. Dismissione, peraltro, già effettuata ([Newsletter 220](#), [219](#) e [218](#)). La decisione del Consiglio di Stato è fissata per l'8 maggio 2019.
- A fine febbraio Italgas ha rinunciato al ricorso per l'annullamento del bando per **MONZA-BRIANZA**, che denunciava l'incompletezza dei dati forniti dalla stazione appaltante, a seguito della sentenza del TAR che ha respinto i motivi di un ricorso simile già presentato da 2i Rete Gas. Il TAR ha, infatti, ribadito che l'impugnazione del bando è ammissibile solo in caso di mancata ammissione dell'operatore interessato, inoltre in caso di procedura ristretta la stazione appaltante può rimandare la pubblicazione completa dei dati al momento di avvio della procedura di assegnazione. Il Comune di Monza ha rinviato più volte la scadenza del bando (ora fissata al 30 aprile 2019) in attesa delle osservazioni dell'Autorità. L'ATEM comprende 20 Comuni e ospita circa 122 mila PDR, una rete di circa 890 Km. La RAB totale stimata è di circa 64 milioni di euro. A2A controlla la maggiore quota di mercato, pari a oltre il 45% dei PDR nell'ATEM. Italgas è il secondo operatore con una quota rilevante del circa 29% e 2i Rete Gas il terzo, con circa il 12%.
- Nel 2014 Unareti (A2A) aveva contestato l'uso delle Linee Guida per la valutazione del VIR per **MILANO1** ([Newsletter 226-227](#)). A fine marzo la Corte di Giustizia Europea, incaricata dal Consiglio di Stato a pronunciarsi in merito, ha pubblicato una sentenza nella quale ha evidenziato che la normativa nazionale è compatibile con i principi dell'UE. Le normative che si sono succedute hanno modificato le modalità di calcolo previste dal Dlgs 164/200, ma secondo la Corte di Giustizia, queste variazioni non prevedono una disparità di trattamento per le imprese di distribuzione del gas. La questione viene rimandata al Consiglio di Stato cui toccherà deliberare.
- Si aggiunge un nuovo capitolo nel contenzioso amministrativo sulle gare gas. A fine febbraio il TAR della regione Lombardia si è infatti pronunciato sul bando di gara di **VENEZIA 1**, sospendendo il giudizio e rimandando la questione al Consiglio di Stato. L'ordinanza arriva dopo un lungo percorso. A fine 2017 il Comune di Venezia e Italgas hanno presentato ricorso contro l'annullamento del bando per **VENEZIA 1-LAGUNA VENETA** che era stato disposto in primo grado dal TAR Veneto nel luglio 2017 ([Newsletter 212](#)). Entrambi i ricorsi sono trattenuti in decisione dall'udienza del 4 ottobre, ma fino ad ora non risulta pubblicato alcun provvedimento. Nell'ATEM sono compresi 8 Comuni, per circa 211 mila PDR e una rete di 1,879 Km (dati MISE 2012) e una RAB totale stimata al 2017 pari a 242 milioni di euro. In questo ATEM, Italgas è di gran lunga l'operatore più rilevante, in quanto controlla oltre il 97% dei PDR. Edison SpA e 2i Rete Gas hanno quote marginali.
- Rimane aperta la questione per la gara per **MILANO 1**. A fine marzo il Consiglio di Stato, ribaltando la decisione presa dal TAR della regione Lombardia, ha sospeso gli effetti dell'ordinanza con cui si dava la possibilità alla concorrente la gara, 2i Rete Gas, di accedere agli atti. Si è oggi in attesa della Camera di Consiglio, fissata per il 21 maggio 2019. ([Newsletter 229](#))
- A fine marzo l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) in seguito alle segnalazioni della stazione appaltante **GENOVA 1** ha aperto un'istruttoria per verificare l'operato di Ireti, Italgas e 2i Rete Gas, operatori dominanti nell'ATEM. Questa indagine è stata aperta a seguito della denuncia del Comune di Genova all'Autorità contro le tre società per il mancato invio di informazioni indispensabili a predisporre la documentazione di gara per l'affidamento del

servizio di distribuzione di gas. Il rifiuto o l'omissione da parte delle tre società, a fornire in particolare la cartografia nel formato richiesto dalle Linee Guida e l'anno di posa delle condotte, comporta un ritardo per l'avvio della gara d'ambito. Sembra che un abuso di posizione, in particolare l'Autorità ritiene che sussistano le condizioni per una misura cautelare. Il procedimento deve concludersi entro il 30 marzo 2020. **GENOVA 1** comprende 25 Comuni, per circa 335 mila PDR e una rete di 1,774 km, per un valore di RAB stimato pari a 393 milioni di euro. Iren SpA controlla la maggiore quota di mercato, pari al 97% dei PDR. Italgas e 2i Rete Gas seguono con quote molto inferiori.

STRATEGIE

A fine marzo A2A, AIM Vicenza e AGSM Verona hanno sottoscritto una lettera d'intenti per partecipare congiuntamente al procedimento di ricerca di una *partnership* con Ascopiave. Quest'ultima attende, entro il 15 aprile, le manifestazioni di interesse e le offerte non vincolanti degli operatori che siano interessati a una futura collaborazione. Queste *utilities* hanno in effetti una presenza comune in almeno 4 ATEM veneti, per cui una loro *partnership* potrebbe risultare strategica in ottica delle future gare. In particolare

- in 4 ATEM (**VICENZA 4, VICENZA 3, VICENZA 1, TREVISO 1**) le 4 *utilities* hanno quote congiunte superiori al 50%,
- in 2 ATEM (**PADOVA 1, PIACENZA 1**) le quote di mercato non sono elevate, essendo complessivamente uguali al 15% e 12%

A latere del progetto con Ascopiave, le altre 3 società valuteranno nei prossimi nove mesi, come previsto nella lettera d'intenti, l'opportunità di continuare la collaborazione e trovare sinergie nei diversi *business*.

PUBBLICAZIONE BANDI GARE GAS: LO STATO DELL'ARTE

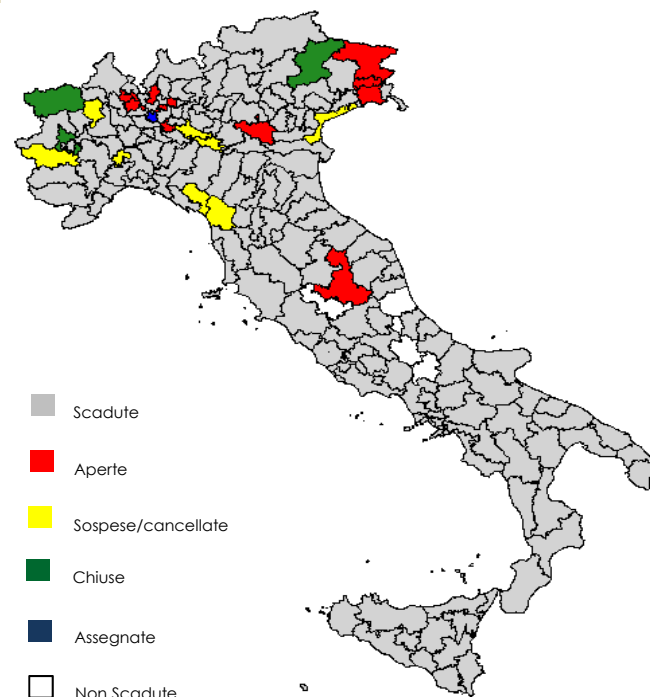
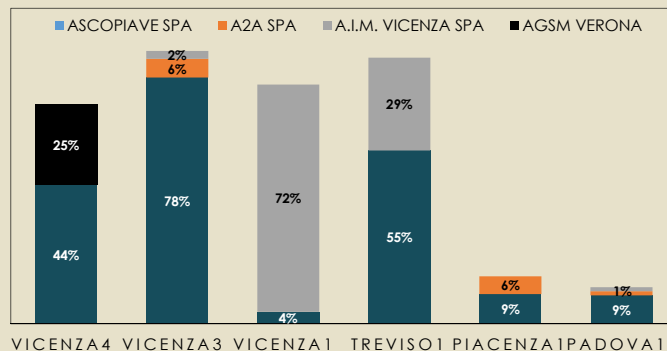


FIGURA 1. DIMENSIONE ASSET



Fonte: elaborazioni REF-E

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	MONZA E BRIANZA I	NO		29/12/2015	30/04/2019	ALTA	●	●	●	●	●
2	COMO 1	NO		08/08/2018	30/04/2019	MEDIA	●	●	●	●	●
3	BERGAMO 3	NO		03/08/2018	31/05/2019	MEDIA	●	●	●	●	●
4	VERONA 2	in corso		30/12/2016	30/06/2019	BASSA	●	●	●	●	●
5	VARESE 2	NO		11/09/2015	30/07/2019	MEDIA	●	●	●	●	●
6	LODI 1	NO		30/12/2015	30/09/2019	MEDIA	●	●	●	●	●
7	VICENZA 3	in corso	284/2018/R/gas	15/12/2018	31/12/2019	BASSA	●	●	●	●	●
8	VARESE 3	NO		12/07/2017	31/12/2020	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	10/05/2019	MEDIA	●	●	●	●	●

GARE ANNULLATE O SOSPESSE												
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	FIRENZE 1	in corso		NO			MEDIA	●	●	●	●	●
7	MODENA 1	in corso		NO			MEDIA	●	●	●	●	●

Aggiornata al 26/03/2019

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)

	2019*	2018*	Var. %
Domanda	53 951	53 912	0.1%
Produzione netta	47 744	44 777	6.6%
- Termoelettrico	34 039	32 743	4.0%
- Rinnovabili**	13 705	12 034	58.1%
Saldo estero	6 638	8 984	-26.1%

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

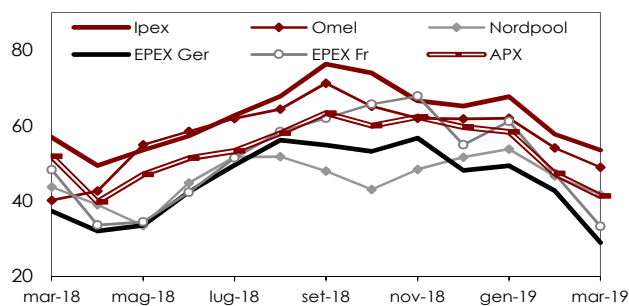
GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE
(Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2019	AS 2018	Var. %	AT 2018	AT 2017	Var. %
Industriale	3.5	3.6	-2.6%	7.1	7.4	-4.3%
Termoelettrico	6.1	5.7	8.1%	12.5	12.7	-1.4%
Distribuzione	13.6	14.4	-5.6%	23.7	25.7	-7.7%
Altro	0.5	0.6	-13.2%	1.0	1.2	-18.6%
Totale	23.8	24.3	-2.1%	44.3	47.0	-5.7%

Valori cumulati al 24/03/2019

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

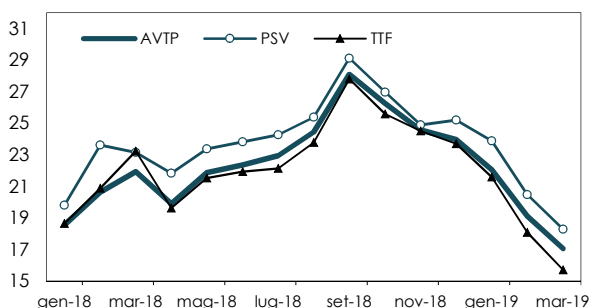
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 27/03/2019

Fonte: Borse Europee

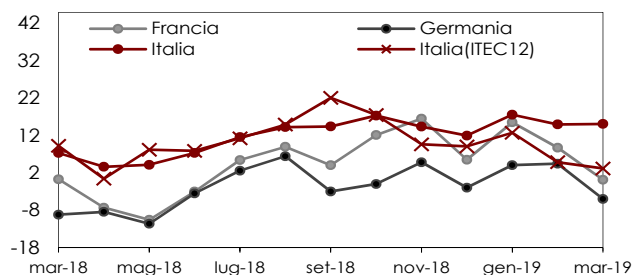
GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 26/03/2019

Fonte: elaborazione REF-E su dati Thomson Reuters

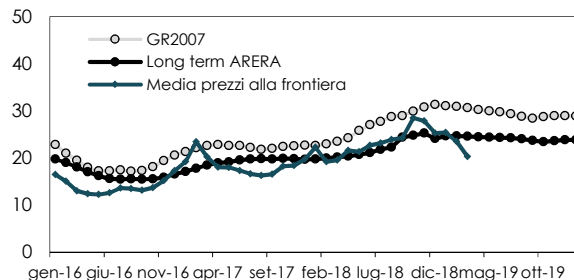
ENERGIA ELETTRICA: SPARK SPREAD IN EUROPA
(€/MWh)



Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili
Ultimo dato al 27/03/2019

Fonte: elaborazioni REF-E

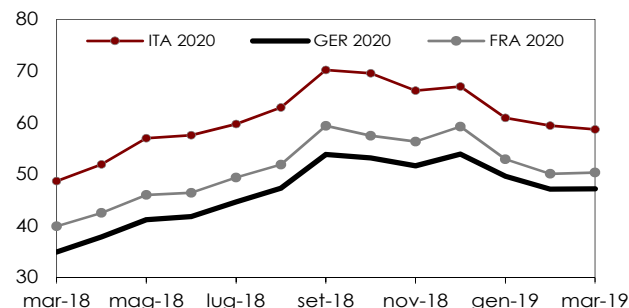
GAS NATURALE: PREZZI APPROVVIGIONAMENTO LONG-TERM
(€/MWh)



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

Fonte: elaborazioni REF-E su WGI, Thomson Reuters e ARERA
forward al 24/03/2019

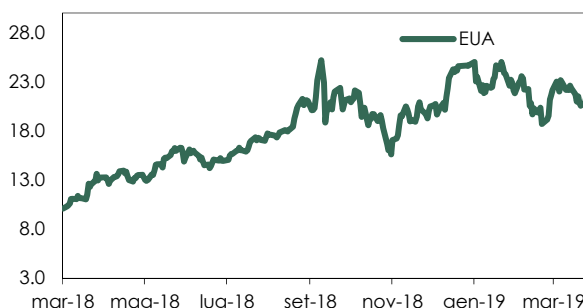
ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 27/03/2019

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2
(€/tCO2 eq.)



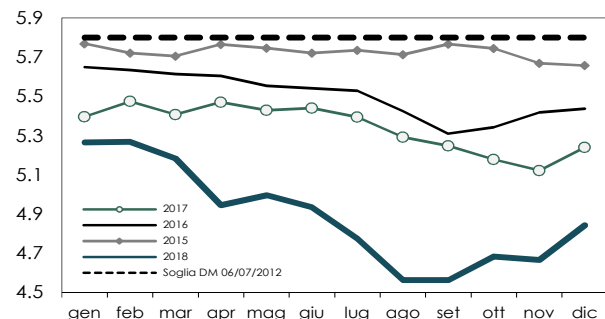
Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 27/03/2019

Fonte: Reuters su EEX

DATI SETTORI INCENTIVATI E REGOLATI

CONTATORE GSE RINOVABILI

Costo cumulato annuo (miliardi di euro)

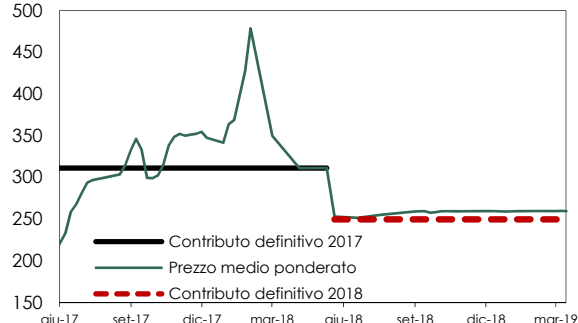


Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico.

Fonte: GSE

TEE: PREZZI DI BORSA E CONTRIBUTO TARIFFARIO

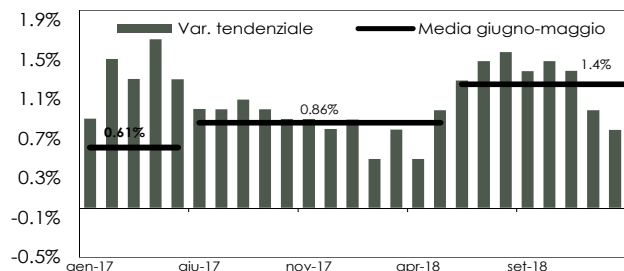
(€/TEE)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, ARERA

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)

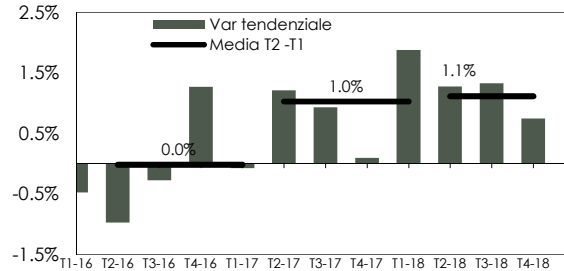


* Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati
Ultimo dato Feb 2019

Fonte: Istat

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



*Deflatore investimenti fissi lordi. Ultimo dato T4-2018

Edizione dati Istat: marzo 2019

Fonte: Istat

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

Componente	II 2018	III 2018	IV 2018	I 2019	II 2019
Energia, dispac. e commerc.	8.32	10.49	11.88	10.83	8.41
Costi infrastrutture e UC	3.87	3.87	3.87	3.92	3.92
Oneri generali di sistema	4.26	3.22	3.22	4.21	4.95
Totale - tasse escluse	16.45	17.58	18.97	18.96	17.28

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

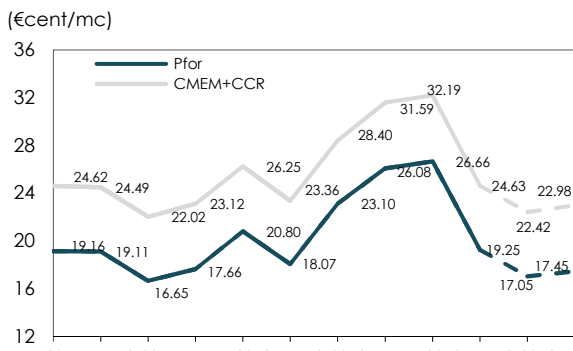
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA PMI (BTA5) (€/cent/kWh)

Componente	II 2018	III 2018	IV 2018	I 2019	II 2019
Energia, dispac. e commerc.	6.47	8.82	10.05	9.46	6.86
Costi infrastrutture e UC	2.76	2.76	2.76	2.79	2.79
Oneri generali di sistema	7.47	6.61	6.61	7.79	5.56
Totale - tasse escluse	16.71	18.19	19.43	20.04	15.21

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 27/02/2019

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Alba e Autorità

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

Componente	II 2018	III 2018	IV 2018	I 2019	II 2019
Approvvig. e vendita	28.44	33.49	36.67	37.29	29.72
Costi di trasporto	3.73	4.02	4.88	4.80	3.97
Costi di distribuzione	9.21	9.21	9.21	9.98	9.98
Oneri generali di sistema	2.62	2.36	2.36	2.65	3.64
Totale - tasse escluse	44.01	49.08	53.12	54.72	47.31

Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

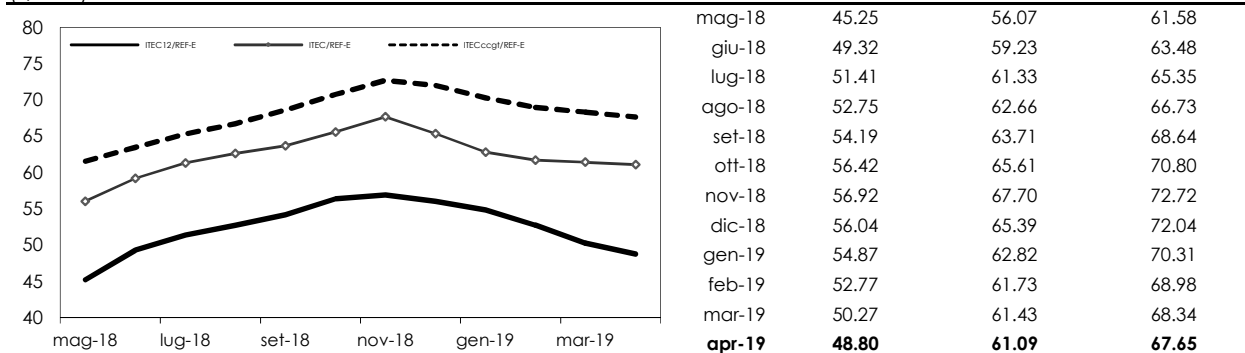
L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di marzo è pari a 50.27 €/MWh, in calo del 4.7% sul dato di febbraio (52.77 €/MWh). L'andamento al ribasso dell'indice è legato all'andamento dei prezzi delle *commodities* sottostanti durante il mese di febbraio, con tasso di cambio \$/€ in calo.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di marzo si attesta a 61.43 €/MWh, in calo dello 0.5% sul valore consuntivo di febbraio (pari a 61.73 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di marzo si attesta a 68.34 €/MWh, in calo dello 0.9% rispetto al consuntivo del mese precedente (68.98 €/MWh). Tali andamenti sono legati alle variazioni del valore di mercato dei combustibili registrato negli ultimi mesi, al netto del tasso di cambio €/€ in calo durante il mese di febbraio.

Il valore *forward* per il mese di marzo dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 27 marzo, è pari a 48.80 €/MWh, in calo del 2.9% rispetto al consuntivo di febbraio. I valori *forward* per il mese di marzo di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 27 marzo, sono pari a 61.09 €/MWh e 67.65 €/MWh, il primo in calo dello 0.6%, mentre il secondo dell'1% rispetto al consuntivo di marzo.

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 prile sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Reuters al 27/3/2019. 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 2019.

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



Indice Month Ahead Gas Italia

PROGETTO MAGI

COSA È MAGI

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

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

PERCHÉ MAGI

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

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

GLI SPONSOR

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

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

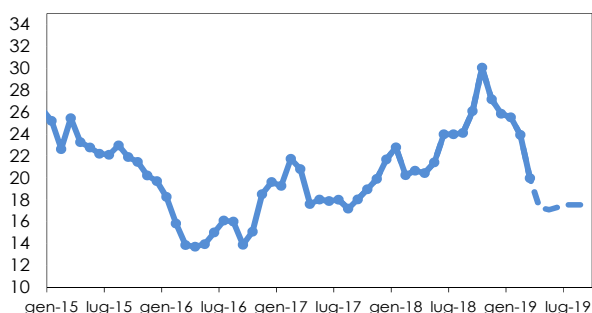
ANDAMENTO

L'indice gas MAGI consuntivo per marzo 2019 è pari a 19.99 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano rispettivamente a 19.95 €/MWh e 20.08 €/MWh.

La quotazione del prodotto con consegna a marzo 2019 è diminuita rispetto a quella per le consegne di febbraio 2019 e risulta minore rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (20.66 €/MWh). Il volume complessivo transato (18,656 MW) è diminuito del 36% rispetto a marzo 2018, così come il numero di transazioni registrate (358 contro 423).

Al 21 marzo, gli scambi del prodotto con consegna ad aprile 2019, relativi a un campione di 230 operazioni e un volume totale scambiato di 6,784 MW, indicano un prezzo di 18.40 €/MWh, in diminuzione rispetto al valore consuntivo del prodotto con consegna a marzo 2019.

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