

# NEWSLETTER



n. 240 Febbraio 2020  
Anno XXII

Osservatorio  
energia

**REF4E**

# Indice

## 01

### MERCATO ELETTRICO

#### Un mercato organizzato per i PPA: è quello che serve?

pag. 05

*In collaborazione con PPA Committee*

*Il disegno proposto dal GME per una piattaforma che faciliti e stimoli la negoziazione dei PPA, prevista dal decreto FER1, ricalca il funzionamento del mercato MTE, prevedendo quindi un ruolo di controparte per il GME e la presenza di prodotti standardizzati, ma con durata da 5 a 10 anni e aste a prezzo marginale: un mercato organizzato che lascerebbe poca flessibilità agli operatori, rischiando di non incentivare la liquidità.*

#### Vehicle to Grid: un decreto accelera la partecipazione a MSD

pag. 10

*L'Italia, paese da entusiasmi verso l'auto elettrica a corrente alternata, accelera sul VTG, ammettendo le infrastrutture di ricarica allo scambio sul posto per ridurre i costi delle tariffe di rete, prevedendone la partecipazione al mercato del dispacciamento e addirittura scaricando sulle tariffe di rete i costi della strumentazione necessaria. Il mercato è ancora embrionale, ma i vantaggi per gestori delle flotte e/o per gli aggregatori potrebbero essere, dalle prime stime, sensibili. L'integrazione nel mercato elettrico potrebbe essere la leva per promuovere l'elettrificazione nel trasporto.*

## 02

### ENERGIE RINNOVABILI ED EFFICIENZA

#### Biometano: aspettative incerte

pag. 14

*Non manca molto alla chiusura del primo periodo di incentivazione alla produzione di biometano ma dal mercato, come dalla politica, arrivano segnali incerti: pochi gli impianti attivi, previsioni al di sotto del contingente disponibile, critiche al disegno del meccanismo incentivante, prolungamento degli incentivi alla trasformazione del biogas in energia elettrica. Eppure il biometano rimane la fonte di gas rinnovabile con il potenziale più elevato.*

#### Certificati bianchi: che pasticcio

pag. 18

*Mentre i dati GSE continuano a certificare un mercato sempre più corto, i prezzi sfondano anche il muro dei 260 €/TEE, rendendo i soggetti obbligati ancora più esposti ai costi e alle incertezze del meccanismo. Un intervento radicale appare oramai urgente.*

## 03

### GARE GAS

#### Monitoraggio gare gas

pag. 22

*Si allunga la lista delle gare chiuse ma non assegnate per complicazioni nella fase di apertura delle buste.*

## 04

### DATI DI MERCATO E SETTORI INCENTIVATI

pag. 26

## 05

### INDICI: ITEC E MAGI

pag. 29

01



# **Mercato elettrico**

# Un mercato organizzato per i PPA: è quello che serve?<sup>(\*)</sup>

In collaborazione con PPA Committee



*Il disegno proposto dal GME per una piattaforma che faciliti e stimoli la negoziazione dei PPA, prevista dal decreto FER1, ricalca il funzionamento del mercato MTE, prevedendo quindi un ruolo di controparte per il GME e la presenza di prodotti standardizzati, ma con durata da 5 a 10 anni e aste a prezzo marginale: un mercato organizzato che lascerebbe poca flessibilità agli operatori, rischiando di non incentivare la liquidità.*

L'interesse verso i Power Purchase Agreement (PPA) in Italia ha subito una forte crescita nel corso degli ultimi due anni. Da parte delle istituzioni i PPA sono riconosciuti come strumenti elettivi per favorire il raggiungimento dei *target* di decarbonizzazione di lungo periodo; da parte degli sviluppatori, sono individuati come strumenti in grado di garantire il finanziamento degli impianti in condizioni di assenza di incentivi; e da parte dei consumatori, sono riconosciuti come strumenti adatti a certificare il proprio impegno a livello ambientale. I PPA sono infatti soluzioni contrattuali per la somministrazione di energia e delle Garanzie di Origine (GO) che si configurano al contempo come strumenti di *project financing* per lo sviluppo di nuovi impianti e come opportunità di approvvigionamento energetico efficiente e sostenibile.

La [Strategia Energetica Nazionale SEN 2017](#) aveva evidenziato l'importanza dei PPA identificandoli

come strumenti sostitutivi delle aste per supportare l'evoluzione della capacità installata rinnovabile dopo il 2020. Il [PNIEC](#) ha poi ridimensionato la rotta tracciata dalla SEN 2017, prevedendo non di sostituire bensì di affiancare i contratti per differenza (ovvero le aste) con un assetto regolatorio in grado di favorire la stipula di contratti PPA, proponendo anche di stimolarne la diffusione attraverso acquisti da parte della Pubblica Amministrazione.

Il PNIEC ha previsto un contributo atteso, in termini di energia addizionale prodotta da fonti rinnovabili sviluppate attraverso PPA, di almeno 0.5 TWh/anno, equivalenti a circa 350 MW/anno di nuova capacità fotovoltaica o a circa 200 MW/anno di nuova capacità eolica. Tuttavia, il numero di contratti PPA siglati in Italia (**Tabella 1**) è a oggi ancora decisamente ridotto rispetto ad altri paesi europei, come la Spagna, il Regno Unito o i paesi nordici.

**TABELLA 1. CONTRATTI PPA SIGLATI IN ITALIA**

| Compratore       | Sviluppatore      | Durata                     | Tecnologia | Potenza       | Data |
|------------------|-------------------|----------------------------|------------|---------------|------|
| Wienerberger     | Engie             | 5 anni                     | PV         | N.D.          | 2018 |
| EGO              | Octopus           | 5 anni                     | PV         | 40 MW         | 2018 |
| EGO              | Octopus           | 5 anni                     | PV         | 63 MW         | 2018 |
| Trailstone       | Canadian Solar    | 10 anni                    | PV         | 17.6 MW       | 2018 |
| Shell            | Octopus           | 5 anni                     | PV         | 70 MW         | 2018 |
| Axpo             | European Energy   | 12 anni (contratto quadro) | PV         | 150 (+150) MW | 2019 |
| Audax Renovables | Bas FV            | 10 anni (contratto quadro) | PV         | 20 MW         | 2019 |
| DXT              | Fera              | 7 anni                     | Eolico     | 10 MW         | 2019 |
| DXT              | Kgal              | 5 anni                     | PV         | 50 MW         | 2019 |
| ACEA             | ERG               | 3 anni                     | Eolico     | 13 MW         | 2019 |
| DXT              | Acciaierie Venete | 5 anni                     | PV         | N.D.          | 2020 |

Fonte: elaborazioni REF-E

(\*) Questo articolo trae spunto dalla risposta ufficiale alla consultazione inviata al GME dal PPA Committee.



Le ragioni del ritardo dell'Italia rispetto ai paesi più avanti nello sviluppo di questo strumento sono molteplici e dipendono dalla stabilità del contesto regolatorio, dalle condizioni di mercato, dalla fluidità della macchina burocratica e dalla propensione dei consumatori a vincolarsi su acquisti di lungo periodo o a perseguire obiettivi di immagine.

Il mercato italiano, sempre più vicino alla piena *market parity*, sta vivendo un'importante fase di transizione: la propensione della domanda verso politiche *environmental-friendly* è in crescita e gli obiettivi di decarbonizzazione reclamano uno sviluppo molto più rapido della capacità rinnovabile, anche in vista di un loro possibile (probabile) upgrade per effetto di nuove *policy* come il *Green New Deal*.

Emerge, quindi, la necessità di un *framework* regolatorio che agisca sia a livello burocratico, efficientando i procedimenti autorizzativi, sia a livello implementativo, mettendo a disposizione strumenti che facilitino l'incontro tra i soggetti potenzialmente interessati.

Un primo passo in questa direzione è stato fatto con il [decreto FER1](#) (decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 4/7/19, GU 186 del 9/8/2019), tramite il quale il GME è stato incaricato di realizzare una piattaforma dedicata alla negoziazione dei PPA, così da favorirne la diffusione nel nostro paese.

## LA PROPOSTA DEL GME: UNA BORSA PER I PPA

La proposta per l'implementazione di quando richiesto dal FER1 ([DCO GME n. 01/2020](#)) prevede che sia costituito un apposito comparto all'interno dell'attuale configurazione del mercato elettrico, denominato *PPA Platform*. La *PPA Platform* come disegnata dal GME si configura non come una semplice piattaforma ma come una borsa dei PPA che dovrebbe integrarsi con il già esistente mercato MTE, adibito alla negoziazione dei prodotti a termine dell'energia con obbligo di consegna.

### CHI PUÒ ACCEDERE ALLA PPA PLATFORM

Sulla *PPA Platform*, specifica il GME, dovrebbero essere ammessi, sia in acquisto che in vendita,

solamente i soggetti qualificati come operatori di mercato.

Lato offerta possono partecipare i produttori di energia rinnovabile, proveniente da impianti non incentivati:

- di nuova costruzione (non necessariamente già realizzati o già entrati in funzione, ma comunque in possesso di tutte le autorizzazioni necessarie)
- integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di rifacimento o potenziamento purché entrati in esercizio dopo il 1° gennaio 2017, così come definito dal decreto ministeriale del 23 giugno 2016.

L'eventuale partecipazione di soggetti aggregatori non rileva ai fini dell'operatività della *PPA Platform*, poiché l'operazione di aggregazione avverrebbe a monte della presentazione delle offerte sulla piattaforma.

Ai fini della presentazione delle offerte rileva infatti solo la dichiarazione esibita dall'operatore per testimoniare la titolarità a presentare offerte relative a uno o più punti di offerta.

Lato acquisto, invece, possono accedere alla piattaforma *trader*, grossisti e grandi consumatori finali, ferma restando la condizione di qualificarsi come operatore di mercato.

### IL MECCANISMO DI NEGOZIAZIONE

Secondo il GME, per facilitare gli scambi i prodotti negoziabili sulla piattaforma dovrebbero essere standardizzati. In particolare, nel DCO si propone la strutturazione di contratti di tipo *baseload* con obbligo di consegna fisica del sottostante (similmente a quanto avviene sulla piattaforma MTE), di durata compresa tra i 5 e i 10 anni, scambiati secondo un meccanismo di asta marginale.

Nonostante il meccanismo ad asta, nel DCO viene citato anche un *book* di negoziazione in cui verrebbero esposte le offerte in vendita con l'indicazione del prezzo a base d'asta (indicato dal venditore) e le offerte di acquisto con prezzo maggiore o uguale del prezzo a base d'asta dei prodotti oggetto di negoziazione.

In questo disegno il GME, una volta appurato il rispetto dei requisiti legati al deposito delle garanzie, si configurerebbe come controparte centrale degli scambi, con il compito di garantire la consegna dell'energia al soggetto acquirente e la ricezione dei pagamenti al soggetto venditore.

## GARANZIE E INTEGRAZIONE CON LA PIATTAFORMA MTE

Rispetto alla delicata questione delle garanzie, il GME propone di facilitare gli operatori attraverso una metodologia di calcolo *rolling*, che prevede di spaccettare virtualmente il contratto PPA pluriennale in una serie di contratti annuali. In questo modo la garanzia verrebbe calcolata di volta in volta su una porzione discretizzata del contratto originale. Questo perché, qualora correlati all'intera durata del contratto PPA pluriennale, gli oneri per le garanzie richieste a copertura delle esposizioni potrebbero risultare insostenibili per gli operatori.

Ed è proprio questa l'operazione che permetterebbe l'effettiva integrazione della *PPA Platform* con la piattaforma MTE: la presentazione delle garanzie su base annuale permetterebbe infatti a un operatore di utilizzare le garanzie legate a posizioni maturate sulla piattaforma MTE per coprire anche esposizioni maturate sulla *PPA Platform*, nonché di effettuare l'*off-set* dei contratti aventi stessa durata (e profilo *baseload*) tra le due piattaforme.

Il calcolo *rolling* delle garanzie verrebbe effettuato in tre fasi:

1. in una fase di pre-trading, il GME verificherebbe che le garanzie presentate sulla piattaforma MTE dal singolo operatore siano capienti rispetto al controvalore della penale che il GME applicherebbe in caso di mancata esecuzione delle transazioni abbinate sulla *PPA Platform*
2. in una seconda fase di *trading*, successiva alla conclusione delle transazioni sulla *PPA Platform*, il GME verificherebbe che acquirente e venditore abbiano fornito adeguate garanzie sulla piattaforma MTE rispetto al primo anno (A) del contratto PPA negoziato in asta; in caso di verifica positiva (entrambe le controparti devono risultare adempienti) la transazione relativa all'anno A

sarebbe trasferita sulla piattaforma MTE. In caso di verifica negativa, la parte cosiddetta in fail sarebbe tenuta al pagamento di una penale alla controparte cosiddetta in bonis per la mancata conclusione della transazione

3. in una fase di post-trading, invece, prima che abbia inizio l'anno successivo (A+1), il GME effettuerebbe nuovi controlli di congruità finanziaria rispetto alle garanzie presentate dalle controparti in relazione proprio all'anno A+1; in caso di verifica positiva la transazione relativa all'anno A+1 verrebbe trasferita sulla piattaforma MTE, come avvenuto per l'anno A. In caso di verifica negativa, la transazione riferibile alla quota restante dell'intero contratto PPA pluriennale si considererebbe cancellata e la controparte cosiddetta in fail sarebbe tenuta al pagamento delle relative penali.

## TRANSAZIONI OVER-THE-COUNTER

Il GME prevede infine la possibilità di registrare sulla piattaforma anche contratti chiusi *over-the-counter* (OTC). Per essere registrato sulla piattaforma il profilo del contratto OTC dovrebbe essere compatibile con quello standard (*baseload*) negoziato sulla *PPA Platform*. Con la registrazione del contratto sulla piattaforma, il GME assumerebbe il ruolo controparte centrale nella transazione esattamente come avviene per i contratti chiusi sulla piattaforma.

## OSSERVAZIONI SUGLI ELEMENTI DELLA PIATTAFORMA

La piattaforma, così come proposta dal GME (e per la cui realizzazione non è stata riportata nessuna deadline), sembra inadeguata a stimolare e attrarre la liquidità del mercato del PPA.

## OBBLIGO DI OTTENERE LA QUALIFICA DI OPERATORE DI MERCATO

In primo luogo, il fatto che l'accesso alla *PPA Platform* sia permesso solo a soggetti in possesso della qualifica di operatore di mercato potrebbe rappresentare una barriera in termini di partecipazione alla piattaforma.

La maggior parte dei produttori di energia rinnovabile si avvale di un soggetto terzo che agisce sia come utente del dispacciamento che come operatore di mercato. Sembra quindi improbabile che un produttore si doti delle strutture e delle competenze necessarie a livello organizzativo per ottenere tale qualifica al solo fine di siglare un contratto PPA, per cui dovrebbe delegare il proprio operatore di mercato a farlo. E lo stesso discorso varrebbe anche per i clienti finali.

Uno dei vantaggi dei contratti PPA consiste nel fatto di essere uno strumento pensato anche per permettere a produttori e consumatori, anche di piccole dimensioni, di partecipare direttamente al mercato. Nello scenario proposto dal GME questa possibilità verrebbe sicuramente meno, restringendo la platea di soggetti coinvolti.

#### **OBBLIGO DI ATTENERSI ALL'OFFERTA DI UN PROFILO BASELOAD**

Un secondo elemento che potrebbe scoraggiare la liquidità riguarda il fatto che i prodotti scambiati sulla piattaforma debbano avere un profilo di produzione *baseload*, che non risulta compatibile con le caratteristiche degli impianti rinnovabili non programmabili.

Per rendere la piattaforma fruibile bisognerebbe permettere lo scambio di prodotti con profili di produzione compatibili con quelli della fonte sottostante al contratto. Ampliando le possibilità di offerta si incrementerebbero infatti le possibilità di *matching* con la domanda: gli acquirenti avrebbero maggiori possibilità di scelta e sarebbero liberi di selezionare la migliore alternativa in base alle proprie necessità.

Inoltre, il fatto di poter aggregare solo impianti rinnovabili nuovi entranti od oggetto di rifacimento/potenziamento rappresenta una barriera che limita fortemente le reali possibilità di creare degli aggregati e di poter fornire effettivamente un profilo di tipo *baseload*.

Un'ulteriore limitazione emerge dal fatto che nel DCO non sembra sia stata prevista una forma di aggregazione lato domanda.

#### **MECCANISMO DI CHIUSURA DEL PREZZO**

Il meccanismo di chiusura delle transazioni ad asta marginale non sembra coerente rispetto ai bisogni di flessibilità contrattuali delle controparti. In generale, la definizione di un unico meccanismo di definizione del prezzo è sconsigliabile, in quanto limiterebbe l'offerta di soluzioni contrattuali (escludendo a priori strutture di pricing flessibili, ad esempio) riducendo le possibilità di *matching* tra domanda e offerta.

Inoltre, il fatto che nelle offerte esposte non sia prevista l'identificazione della tipologia di impianto di produzione sottostante al contratto potrebbe risultare un ulteriore deterrente: la sostanziale differenza in termini di curva di produzione e di affidabilità (sbilanciamenti) legata alle diverse tipologie di fonti rinnovabili potrebbe risultare problematica nella gestione del rischio volume per le controparti, visto anche l'obbligo di consegna del sottostante.

#### **LA QUESTIONE DELLE GARANZIE**

La mitigazione del rischio controparte nei PPA è fondamentale per ottenere i fondi necessari al finanziamento degli impianti. La proposta del GME di dare vita a un sistema di calcolo di tipo *rolling* su base annuale per le garanzie rappresenta certamente un passo in questa direzione. Tuttavia, se da un lato questo faciliterebbe gli operatori, che potrebbero beneficiare pure dell'*off-set* dei contratti con le posizioni maturate sulla piattaforma MTE per limitare l'importo delle garanzie da depositare, dall'altro non permetterebbe di risolvere il problema legato al rischio credito, poiché l'esposizione relativa agli anni successivi del contratto rimarrebbe comunque scoperta.

#### **INCERTEZZA SULLE PENALI**

Il DCO prevede che vengano corrisposte delle penali alle parti cosiddette in *fail*, ovvero non adempienti dal punto di vista delle garanzie depositate.

Il disegno del sistema di garanzie così proposto nel DCO prevede infatti che il GME non assuma di fatto il rischio controparte. Il GME si pone



come controparte centrale esclusivamente per le transazioni che, su base *rolling*, vengono trasferite sulla piattaforma MTE. In altre parole, il GME rinnova anno per anno il suo ruolo di controparte centrale solo per quelle transazioni per cui viene verificata l'adempienza rispetto ai vincoli di garanzia. In questo caso, dovesse quindi accadere che una controparte non rispetti i suoi obblighi verso l'altra, il GME ricorrerebbe alle garanzie depositate dalla parte in *fail* per indennizzare la parte in *bonis*. Qualora invece una controparte dovesse risultare inadempiente dopo un controllo sulle garanzie depositate in fase di post-trading, l'intera transazione verrebbe annullata e la controparte in *fail* sarebbe obbligata a pagare una penale il cui importo sarebbe correlato all'intero periodo residuale del contratto PPA (ovvero un *termination amount*). Non viene però specificata una metodologia (*mark-to-market*, *mark-to-model* o di altra tipologia) di calcolo per stabilire l'importo di tale penale. È essenziale che il calcolo delle penali sia tale che queste non risultino: troppo basse, perdendo il loro ruolo di deterrente rispetto all'uscita dal contratto; o troppo alte, eccedendo dunque i rischi che le controparti sarebbero propense ad assumere.

#### **CERTIFICATI DI PRODUZIONE DI ENERGIA RINNOVABILE E ALTRI RISCHI**

Lo scambio di prodotti così come ipotizzati dal GME non faciliterebbe la gestione di importanti elementi di rischio che sono normalmente regolati all'interno di un contratto PPA. Tra questi, l'allocazione del rischio CCT, l'allocazione degli oneri per il dispacciamento degli impianti e la gestione dello scambio GO.

In particolare, la mancanza di una relazione definita tra lo scambio di energia sulla *PPA Platform* e lo scambio delle GO tra venditore e acquirente rappresenta un elemento di incertezza assolutamente da chiarire in futuro, specialmente dal punto di vista degli *oftaker*.

#### **UN MODELLO CHE NON RISPECCHIA LE ATTUALI ESIGENZE DEGLI OPERATORI**

In linea generale, dunque, la piattaforma proposta nel DCO ricalca in larga parte le caratteristiche della già esistente piattaforma MTE per lo scambio di energia nel lungo periodo e non sembra introdurre un *market place* con funzionalità in grado di incoraggiare effettivamente la partecipazione dei soggetti interessati alla stipula di contratti PPA più di quanto non sia già stato fatto recentemente (ad esempio con la piattaforma di EEX).

Almeno in questa prima fase di sviluppo del mercato, sarebbe probabilmente più utile costituire un *market place* per favorire semplicemente l'incontro tra le parti piuttosto che tentare di creare un modello che definisca in profondità anche le caratteristiche dei prodotti negoziabili e delle strutture di prezzo.

In questo senso, potrebbe essere interessante ispirarsi al lavoro svolto da aziende private che già offrono agli operatori delle soluzioni per favorire l'incontro di domanda e offerta.

A prescindere dalla tipologia di piattaforma progettata, andrebbe poi risolta la questione relativa alla possibilità di accogliere anche soggetti che non siano operatori di mercato. In caso di contratto fisico, infatti, pur semplificando l'idea di piattaforma proposta dal GME e optando per una PPA Platform che funga solo da collettore di possibili negoziazioni bilaterali, rimarrebbe comunque il problema legato alla nomina delle quantità di energia sottostanti al PPA che fisicamente transitano in rete.

# Vehicle to Grid: un decreto accelera la partecipazione a MSD

*L'Italia, paese da entusiasmi verso l'auto elettrica a corrente alternata, accelera sul VTG, ammettendo le infrastrutture di ricarica allo scambio sul posto per ridurre i costi delle tariffe di rete, prevedendone la partecipazione al mercato del dispacciamento e addirittura scaricando sulle tariffe di rete i costi della strumentazione necessaria. Il mercato è ancora embrionale, ma i vantaggi per gestori delle flotte e/o per gli aggregatori potrebbero essere, dalle prime stime, sensibili. L'integrazione nel mercato elettrico potrebbe essere la leva per promuovere l'elettrificazione nel trasporto.*

## APERTURA DEL MERCATO DEI SERVIZI AL VEHICLE TO GRID

Il nuovo Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico ([MISE, D.M. 30 gennaio 2020](#)) apre la partecipazione al Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) alle infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici, tramite Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM). L'obiettivo è quello di abilitare nuove risorse che possano contribuire al bilanciamento energetico della rete. Le stazioni di ricarica per i veicoli elettrici (EV), attraverso il meccanismo delle UVAM, potranno effettuare scambi bidirezionali di energia con la rete elettrica per fornire servizi ancillari, utilizzando le batterie degli EV connessi di volta in volta al punto di ricarica come un unico sistema di accumulo integrato.

L'iniziativa del MISE costituisce uno dei primi interventi regolatori per l'apertura ai mercati del settore della mobilità elettrica e si inserisce nel più ampio contesto normativo di sviluppo degli EV previsto dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima ([PNIEC](#)). Nella versione definitiva del PNIEC sono previsti 4 milioni di EV al 2030, 2.4 milioni in più rispetto alla precedente versione inviata un anno fa alla Commissione Europea. La crescita delle fonti rinnovabili nei consumi finali di energia elettrica rende sempre più sostenibile l'utilizzo degli EV ma il significativo aumento dei veicoli

rende necessario un sostanziale adeguamento del quadro tecnologico e normativo.

## DESCRIZIONE DECRETO V2G

I servizi ancillari che gli aggregati di veicoli potranno erogare sono i seguenti:

- riserva terziaria, bilanciamento e risoluzione delle congestioni nelle modalità a salire o a scendere
- regolazione primaria e secondaria di frequenza
- regolazione di tensione.

I servizi ancillari sono erogabili su tutto il territorio nazionale in quanto rispondono tutti alla medesima regolazione. La previsione iniziale di dare disposizioni specifiche per favorire lo sviluppo della mobilità elettrica nelle isole minori dove è economicamente più costoso creare infrastrutture di ricarica è stata rimossa in quanto avrebbe costituito un'eccezione.

## I REQUISITI

I requisiti e le modalità per la partecipazione dei veicoli elettrici al MSD sono stati inquadrati all'interno della regolazione delle UVAM. In questo contesto, l'unica differenza sostanziale rispetto alla normativa UVAM esistente è rappresentata dal requisito di potenza minima modulabile necessaria per la partecipazione al mercato. Tale parametro, fissato in generale pari a 1 MW, è stato ridotto a 0.2

MW per il solo caso delle infrastrutture di ricarica, al fine di massimizzare il numero di unità idonee e consentire una loro adeguata partecipazione.

Differenziare requisiti di potenza minima è in contrasto con il principio di neutralità tecnologica, richiamato dall'ARERA fin dall'inizio della sperimentazione delle UVAM. Tale differenza è ritenuta accettabile nell'ottica del futuro TIDE ([DCO 322/2019/R/eel](#)), nel quale non sono previsti limiti di questo tipo. La definizione delle UVAM e l'attuale regolazione per il dispacciamento verranno quindi aggiornati entro fine maggio per integrare i nuovi parametri.

Il raggiungimento del requisito di 0.2 MW, per quanto ridotto, corrisponde comunque a una maturazione tecnologica ben distante dall'attuale realtà italiana, dove ai pochi veicoli elettrici si unisce una poco capillare rete di infrastrutture di ricarica. Il requisito di 0.2 MW corrisponde infatti a un aggregato di circa 10 veicoli che effettuano contemporaneamente la ricarica tramite colonnine di ricarica dalla potenza di 20 KW ciascuna.

Data la specificità delle caratteristiche delle infrastrutture di ricarica e delle esigenze dei veicoli per la mobilità, al fine di renderle compatibili per la fornitura dei servizi ancillari, verranno definiti i valori di durata minima e le specifiche fasce orarie per l'erogazione dei servizi.

Ulteriori semplificazioni per la potenza modulabile minima richiesta per l'accesso all'erogazione di servizi su MSD saranno previste per i punti di ricarica domestici e per i gestori delle infrastrutture di ricarica che siano anche i proprietari dei i veicoli che forniscono i servizi.

### INTERVENTI AGGIUNTIVI

Vengono inoltre previste altre misure per favorire ulteriormente la partecipazione dei veicoli elettrici al mercato dei servizi tra cui:

- il recupero attraverso le tariffe della rete elettrica dei costi di installazione dei dispositivi necessari e dei sistemi di misura per consentire l'erogazione dei servizi di dispacciamento

- l'applicazione all'energia elettrica prelevata dalla rete delle componenti tariffarie variabili e i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema in maniera analoga al meccanismo dello scambio sul posto.

In una bozza precedentemente diffusa (Bozza Decreto MISE *vehicle to grid*) era previsto che le componenti variabili e gli oneri generali di sistema non fossero applicati alla tecnologia *vehicle to grid*, né per l'energia elettrica prelevata e poi re-immessa né per quella consumata. Lo sconto sui consumi avrebbe tuttavia creato effetti distorsivi sul mercato per le UVAM diverse dalle infrastrutture di ricarica. Su questo tema è ancora in corso la consultazione ([DCO 345/2019/R/eel](#)) che ha come obiettivo l'uniformazione della regolazione per i servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento dell'energia elettrica prelevata e successivamente re-immessa in rete dai sistemi di accumulo (tra cui rientra il *vehicle to grid*).

La proposta prevede di non applicare le componenti variabili delle tariffe di rete e degli oneri generali di sistema all'energia elettrica prelevata e poi re-immessa in rete, considerando i prelievi di energia come iniezioni negative, fermo restando l'applicazione di questi costi all'energia non re-immessa in rete dal sistema di accumulo.

### INTERVENTI REGOLATORI NEL SETTORE DELLA MOBILITÀ ELETTRICA

Nel quadro della regolazione per i servizi di distribuzione e trasmissione dell'energia elettrica per il V periodo regolatorio ARERA è già intervenuta nella definizione delle tariffe per le ricariche pubbliche prevedendo una specifica tariffa (BTVE). La BTVE, in vigore dal 2010, consente alle colonnine pubbliche, al fine di incentivarne l'installazione, di utilizzare una tariffa monomia di energia che include solamente il volume di energia prelevato. Dunque, il gestore del punto di ricarica sarà agevolato nell'aprire nuovi punti in luoghi pubblici data l'assenza di costi derivanti da componenti fisse.

Un'altra ipotesi in cantiere è la possibilità di consentire ai clienti connessi in bassa tensione (3 KW di potenza erogabile) di ricaricare il proprio veicolo elettrico con una potenza superiore a quella contrattualizzata in determinate fasce orarie (giorni festivi e ore notturne) per favorire il prelievo di energia elettrico in momenti di minore congestione della rete.

Ulteriori misure che favoriscano lo *smart charging* presso le abitazioni in modo da ottimizzare le ricariche in relazione ai momenti maggiormente congestionati della rete sono invece in programma nel 2020.

## RISCHI E OPPORTUNITÀ PER I VEICOLI ELETTRICI

La graduale diffusione dei punti di ricarica con potenza sempre maggiore e il loro crescente fabbisogno energetico, potrebbero portare a sovraccarichi e congestioni nel sistema specialmente nelle ore serali della giornata in cui si verifica già un carico significativo. In questo caso aumenterebbe l'esigenza di investire nell'ampliamento infrastrutturale per soddisfare i picchi giornalieri di consumo.

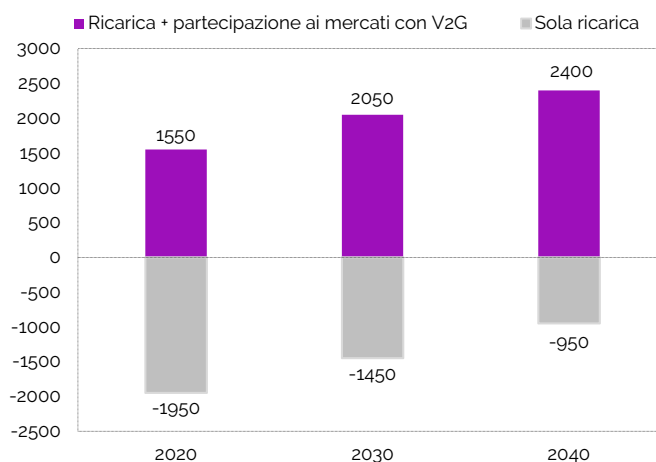
Tuttavia, l'apertura del mercato agli EV permetterà di sfruttare la flessibilità intrinseca del loro processo di ricarica per migliorare l'efficienza operativa del sistema elettrico. I segnali di prezzo del mercato potranno orientare i comportamenti dei proprietari di veicoli elettrici, incentivando per esempio il processo di carica in determinati momenti e aree.. Il conseguente mancato investimento in opere infrastrutturali (da coprire tramite componenti tariffarie) si tradurrebbe quindi in un beneficio economico netto per i consumatori.

Gli EV rappresenteranno delle risorse aggiuntive per l'approvvigionamento di servizi ancillari da parte di Terna e potranno supportare il bilanciamento di un sistema elettrico con una quota sempre crescente di rinnovabili.

Inoltre, la partecipazione al mercato del dispacciamento permetterà agli EV di ottenere nuovi guadagni e supporterà gli investimenti nel settore.

Le prime stime effettuate da REF-E, basate sulle prospettive attuali di sviluppo tecnologico e su prezzi di scenario per il 2030 e il 2040, mostrano che la tecnologia V2G può migliorare significativamente l'attrattiva economica dei veicoli elettrici e garantire ricavi aggiuntivi che superano abbondantemente i costi di ricarica (**Figura 1**). La stima, calcolata su base annua per il singolo veicolo, considera un'infrastruttura di ricarica in un parcheggio aziendale che opera dalle 9 alle 18. Nel 2030, i costi di ricarica per un EV che non partecipa ai mercati sono stimati pari a circa 1450 €/EV/anno. La partecipazione ai mercati con tecnologia V2G consentirebbe allo stesso veicolo di recuperare completamente tali costi e ottenere, allo stesso tempo, un ricavo netto di circa 2050 €/EV/anno.

**FIGURA 1. POTENZIALE VALORE DELLA TECNOLOGIA V2G (€/EV/anno)**



Fonte: stime REF-E

Tale valore aggiunto è dovuto alla possibilità di effettuare scambi bidirezionali di energia con la rete e quindi di partecipare in maniera più flessibile ai mercati elettrici. È importante sottolineare che la stima dei ricavi aggiuntivi tiene anche conto del maggior numero di profili di carica/scarica effettuate dalla batteria dell'EV a seguito della sua partecipazione ai mercati e dei conseguenti costi di degrado più elevati associati all'operazione della batteria.



A photograph of an offshore wind farm with several white wind turbines in a line across a blue sea under a clear sky. The foreground shows a close-up of a turbine's hub and blades.

02

# Energie rinnovabili ed efficienza



# Biometano: aspettative incerte

*Non manca molto alla chiusura del primo periodo di incentivazione alla produzione di biometano ma dal mercato, come dalla politica, arrivano segnali incerti: pochi gli impianti attivi, previsioni al di sotto del contingente disponibile, critiche al disegno del meccanismo incentivante, prolungamento degli incentivi alla trasformazione del biogas in energia elettrica. Eppure il biometano rimane la fonte di gas rinnovabile con il potenziale più elevato.*

## LO SVILUPPO DEL BIOMETANO IN ITALIA

Il biometano è una fonte di energia rinnovabile ottenuta attraverso un processo di purificazione del biogas, in modo da renderlo compatibile con l'immissione in rete. Il biometano è una fonte rinnovabile ma è a tutti gli effetti gas naturale, di cui mantiene le caratteristiche, come la programmabilità della produzione e la possibilità di essere trasportato e immagazzinato nelle infrastrutture esistenti; caratteristiche importanti rispetto ad altre fonti rinnovabili che risentono genericamente delle condizioni climatiche e che presentano elevati costi di stoccaggio. Il biometano se ottenuto dalla fermentazione della frazione organica del rifiuto solido urbano (FORSU) o da scarti del settore agricolo, è considerato un biocombustibile avanzato.

La normativa italiana ha deciso di orientare gli incentivi alla produzione del biometano verso il settore dei trasporti ([D.M. 2 marzo 2018](#)), dove la penetrazione delle fonti rinnovabili risulta più complessa rispetto a altri settori e gli obiettivi di decarbonizzazione sono lontani dal raggiungimento. L'Italia è il paese con la più alta domanda di gas naturale per trasporti con oltre 800 mila veicoli a metano e una rete di circa 1000 stazioni di rifornimento.

## SCHEMI INCENTIVANTI

Gli incentivi sono applicati sia agli impianti di produzione di biometano di nuova costruzione sia agli impianti esistenti per la produzione di biogas riconvertiti alla produzione di biometano che entreranno in funzione entro il 2022. La quantità

massima incentivabile è 1.1 miliardi di metri cubi, vicina ai consumi attuali di gas naturale nel settore dei trasporti<sup>1</sup>. Gli incentivi sono assegnati ai produttori di biometano che dimostrano la destinazione del gas al settore dei trasporti attraverso contratti di fornitura. Al biometano venduto al settore trasporti è garantito il rilascio di certificati di immissione in consumo (CIC) da parte del Gestore dei Servizi Energetici (GSE). L'ammontare dei CIC dipende dalla quantità di biometano immesso e dalla tipologia di alimentazione dell'impianto di biometano: 1 CIC corrisponde a 10 Gcal di biometano immesso mentre nel caso di biometano avanzato 1 CIC corrisponde a 5 Gcal. I CIC vengono poi venduti a prezzo di mercato ai soggetti obbligati, individuati nei venditori di carburante, che devono rispettare l'obbligo a immettere una certa quota di biocarburanti (**Tabella 1**).

**TABELLA 1. QUOTA DI BIOCARBURANTI DA IMMETTERE IN CONSUMO 2015-2022**

| ANNO | Biocarburanti | Biocarburanti avanzati |
|------|---------------|------------------------|
| 2015 | 5.0%          | 0.0%                   |
| 2016 | 5.5%          | 0.0%                   |
| 2017 | 6.5%          | 0.0%                   |
| 2018 | 7.0%          | 0.6%                   |
| 2019 | 8.0%          | 0.8%                   |
| 2020 | 9.0%          | 0.9%                   |
| 2021 | 9.0%          | 1.5%                   |
| 2022 | 9.0%          | 1.85%                  |

Fonte: D.M. 2 Marzo 2018

Nel caso di produzione di biometano avanzato è prevista l'opzione di ritiro diretto del biometano da parte del GSE, il quale riconosce al produttore un prezzo pari a quello medio ponderato registrato sul mercato a pronti del gas naturale (MPGAS) scontato del 5%.

<sup>1</sup> La quantità massima incentivabile può essere modificata in base alla maggiore disponibilità di biometano sul mercato e in caso di aumento dei consumi di gas naturale nel settore dei trasporti.

Al produttore di biometano avanzato (sia che conferisce il biometano al GSE che lo venda in proprio, ma sempre al settore dei trasporti) viene riconosciuto dal GSE l'incentivo dei corrispondenti CIC per un valore di 375 euro a certificato. I costi dei certificati vengono poi trasferiti dal GSE ai soggetti obbligati. Una maggiorazione del 20% dei CIC è assegnata ai produttori che immettono in consumo il biometano come carburante in nuovi impianti di distribuzione nella forma di gas naturale compresso (CNG) o gas naturale liquefatto (GNL). La maggiorazione ha un *cap* pari al 70% del valore del costo di realizzazione dell'impianto di liquefazione e distribuzione del carburante, per un periodo massimo di 10 anni dalla data di decorrenza dell'incentivo.

Gli incentivi sono accessibili alle riconversioni, anche parziali, degli impianti a biogas, in maniera analoga a quelli concessi agli impianti di nuova costruzione. Nel caso di impianti esistenti di produzione di energia elettrica alimentati a biogas che beneficiano già di incentivi sull'energia prodotta, tale incentivo continua ad applicarsi parallelamente a quello sul biometano fino a un valore non superiore al 70% della produzione annua media incentivata prima della riconversione, per l'intero periodo residuo.

Per il biometano immesso in rete senza destinazione d'uso è prevista l'emissione della Garanzia d'Origine da parte del GSE che attesta l'origine rinnovabile del gas prelevato dalla rete e consente lo sviluppo di un mercato di scambi di quote di emissioni che riflette il valore della produzione di biometano e la quantità di emissioni evitate di CO<sub>2</sub>.

## IL PESO DEL BIOMETANO NELLA TRANSIZIONE ENERGETICA

A quasi due anni dall'avvio del meccanismo di incentivazione gli impianti attivi sono solamente 12 per una produzione potenziale di circa 150 Mmc/a, mentre ulteriori 9 impianti (circa 70 Mmc/a) risultano in costruzione e già allacciati alla rete. Inoltre, sono già state accettate da Snam 40 offerte di allacciamento alla rete nazionale di trasporto gas per un potenziale di quasi 290 Mmc/a. Sulla

base dei dati attuali, corrispondenti agli impianti con richiesta di allacciamento alla rete accettata e quelli già allacciati, nei prossimi anni è possibile un'immissione annua di poco più di 500 Mmc/a, circa la metà del potenziale incentivabile e dunque molto distante dal tetto dei volumi definiti dal Decreto interministeriale del 2 marzo 2018.

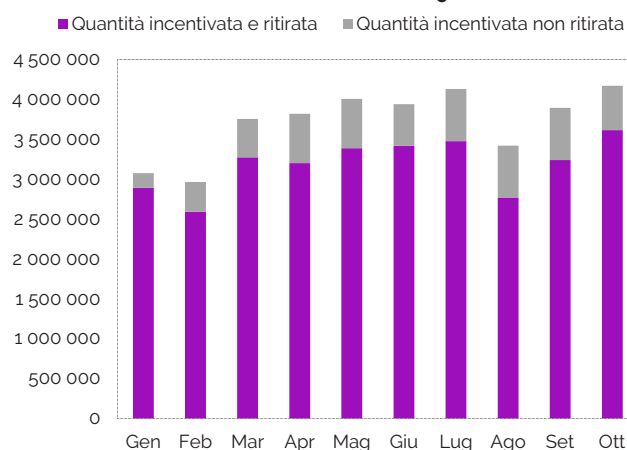
Nei primi 10 mesi del 2019 la quantità incentivata di biometano avanzato è stata pari ad appena 37 Mmc, di cui 32 milioni ritirati dal GSE, per un costo complessivo di 5,5 milioni di euro (**Figura 1**). Nello stesso periodo i CIC corrisposti per la produzione di biometano sono stati 64 mila, la totalità dei quali associati alla produzione di biometano avanzato.

A inizio 2020, gli impianti attivi e quelli già allacciati alla rete SNAM sono principalmente localizzati nelle regioni del nord Italia, adiacenti alla pianura Padana, seguite dalle regioni del sud. Nel centro Italia sono presenti solamente 2 impianti tra le Marche e l'Umbria (**Figura 2**).

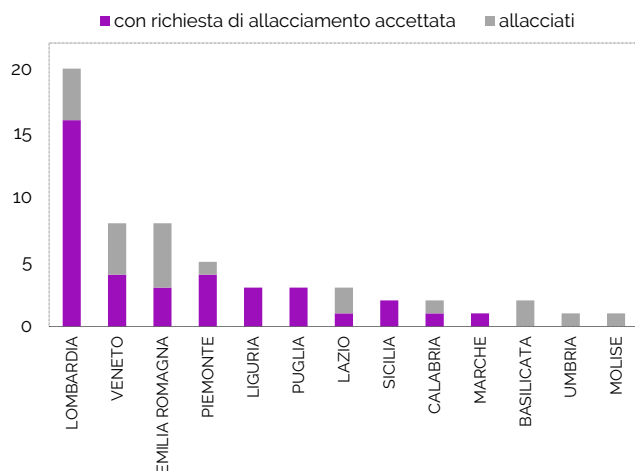
## BIOMETANO TRA DIFFICOLTÀ E OPPORTUNITÀ

Il Decreto per gli incentivi al biometano del 2018 ha consentito l'installazione dei primi impianti a biometano ma il raggiungimento dei volumi di biometano di 1.1 Gmc incentivabili entro il 2022 sembra rimanere lontano, sebbene le stime dei potenziali fossero molto più ottimistiche. Gli ostacoli allo sviluppo della filiera risiedono prevalentemente nella complessità tecnica degli

**FIGURA 1. VOLUMI DI BIOMETANO INCENTIVATO (Gennaio - Ottobre 2019)**

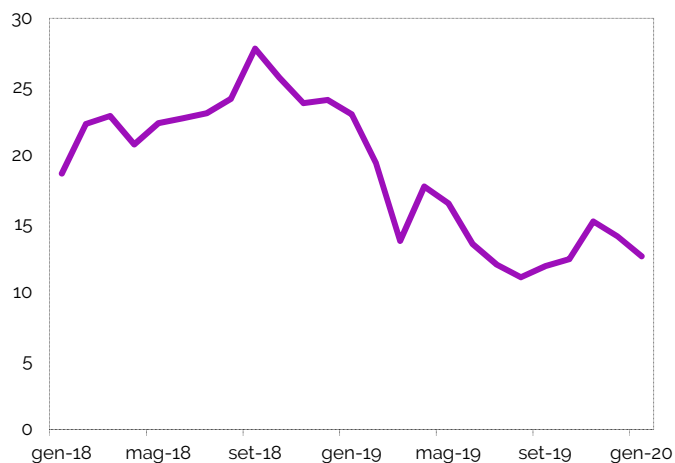


Fonte: GSE

**FIGURA 2. IMPIANTI ALLACCIATI E CON OFFERTA ACCETTATA PER REGIONE (Numero)**

Fonte: Dati SNAM

impianti e nelle lungaggini burocratiche per l'ottenimento delle autorizzazioni alla costruzione, dell'allacciamento alla rete e dell'accesso agli incentivi (con 3 procedimenti separati), nella difficoltà di approvvigionamento della biomassa nonché in un meccanismo di incentivazione che espone i produttori al rischio di mercato (**Figura 3**). Non sono infrequenti anche i fenomeni di *nimby* a ostacolare gli investimenti.

**FIGURA 3. PREZZO MEDIO PONDERATO MENSILE MPGAS RIDOTTO DEL 5% (€/MWh)**

Fonte: dati SNAM

I tempi per la richiesta e la realizzazione dell'allacciamento alla rete di trasporto di un impianto a biometano si aggirano intorno ai 24 mesi, di cui almeno 18 sono necessari per l'ottenimento dei permessi di allacciamento e 6 per l'effettiva costruzione. Per un produttore di biometano,

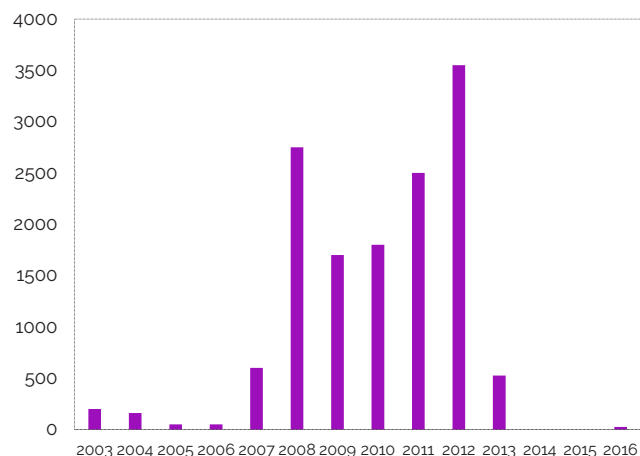
all'avvio della richiesta di allacciamento, rimane molto difficile prevedere il momento dell'effettiva entrata in funzione dell'impianto generando grandi rischi per le domande di accesso agli incentivi presentate dopo il 2020, in quanto tale data risulterebbe troppo a ridosso della scadenza degli incentivi nel 2022. Nonostante il raggiungimento dell'attuale *cap* di 1.1 miliardi di metri cubi sia molto improbabile, per molti investitori la possibilità anche teorica di raggiungere il tetto genera il rischio di non rientrare nell'investimento.

L'attuale meccanismo d'incentivazione espone i produttori di biometano avanzato al rischio di mercato legato al prezzo del gas, mentre i produttori di biometano non avanzato sono esposti anche al rischio sul prezzo dei CIC che scambiano a prezzo di mercato. Il recente andamento dei prezzi all'ingrosso del gas naturale ha seguito una tendenza ribassista riducendo i ricavi dei produttori di biometano. La flessione dei prezzi è imputabile all'aumento complessivo dell'offerta di gas su scala mondiale (GNL in particolare), che ha avuto importanti risvolti sui prezzi specialmente durante la prima metà del 2019, all'andamento ribassista del prezzo del Brent e l'elevata giacenza di gas naturale negli stoccaggi legata ai ridotti consumi invernali.

Un elevato potenziale è atteso dalla possibilità di riconversione degli impianti a biogas che attualmente ricevono l'incentivo alla produzione di energia elettrica. In Italia sono operativi circa 2 mila impianti a biogas con una potenza installata di 1.4 GW, la cui installazione si è concentrata negli anni dal 2007 al 2013 (**Figura 4**). Nel caso di un'integrale riconversione degli impianti a biogas a impianti alimentati dal biometano la capacità produttiva sarebbe superiore ai 2 miliardi di metri cubi l'anno, quasi il doppio dell'attuale *target* al 2030.

Le recenti leggi di bilancio hanno tuttavia prorogato gli incentivi alla produzione di energia elettrica da biogas per gli impianti entrati in funzione prima del 2007 per un periodo pari a 15 anni ([Legge 27 Dicembre 2019, n. 160](#)). Per poter accedere al prolungamento degli incentivi i produttori di biogas devono dimostrare di non ricevere altre tipologie di incentivo e di aver mantenuto criteri di sostenibilità

**FIGURA 4. POTENZA INSTALLATA PER ANNO DI ENTRATA IN ESERCIZIO (MW)**



Fonte: GSE

nella produzione di energia elettrica. Questa previsione normativa è tuttavia subordinata al via libera della Commissione Europea in relazione al limite imposto agli aiuti di Stato.

Gli impianti entrati in funzione entro il 2007 sono quelli che indicativamente terminerebbero gli incentivi entro il 2022, e sono al momento una frazione minima del totale degli impianti incentivati.

L'eventuale proroga degli incentivi anche per gli impianti entrati in funzione successivamente al 2007, pone dei dubbi sull'effettiva volontà del legislatore di spostare gli incentivi sul settore dei trasporti e di sfruttare il potenziale di produzione di biometano.

Anche le indicazioni del PNIEC riguardo l'utilizzo di gas rinnovabile non sono univoche. Da una parte ha individuato il *target* del 22% (superiore alla media europea) di penetrazione delle energie rinnovabili nel settore dei trasporti al 2030, dall'altra il contributo del biometano avanzato al 2030 è limitato a 1.1 Gmc, su una domanda complessiva di gas naturale nel settore dei trasporti in rialzo a 4 Gmc (6% della domanda totale), rispetto ai 1.3 Gmc 2016.

Ne derivano una serie di indicazioni che non vanno nella direzione di diminuire le incertezze del settore e che fino a oggi ne hanno rallentato la crescita.

# Certificati bianchi: che pasticcio

*Mentre i dati GSE continuano a certificare un mercato sempre più corto, i prezzi sfondano anche il muro dei 260 €/TEE, rendendo i soggetti obbligati ancora più esposti ai costi e alle incertezze del meccanismo. Un intervento radicale appare oramai urgente.*

## MERCATO CORTO ANCHE PER IL 2019

A fine dicembre 2019 il volume dei TEE offerti dal GSE nell'anno solare, in seguito alla presentazione di progetti di efficienza energetica da parte delle Energy Service Company (ESCO), ammonta a 2.9 milioni, un calo di circa il 24% rispetto al volume dei titoli offerti nel 2018.

Nell'anno d'obbligo 2019 la stima del numero di TEE potenzialmente offerti dal GSE, basata sul numero di progetti presentati entro la fine del 2019, è pari a circa 4.11 milioni di TEE ("offerta" in **Figura 1**). Una stima che appare molto ottimistica considerando che nel 2018 l'offerta di TEE è stata pari a circa 3.75 milioni.

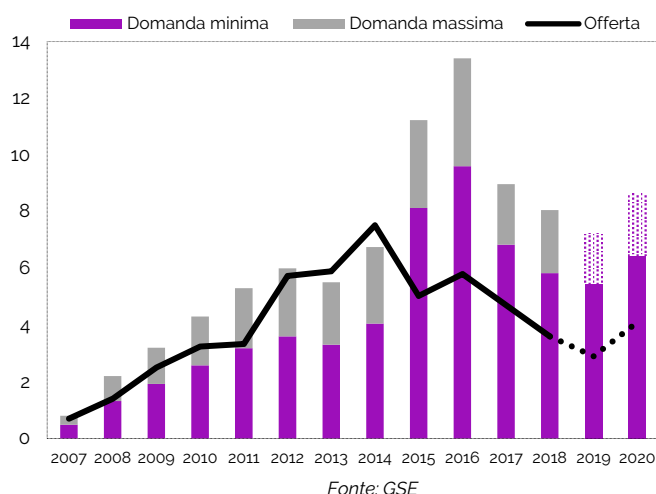
Il numero di certificati bianchi da acquistare nell'anno d'obbligo 2019 per i distributori corrisponde a 5.47 milioni di TEE ("domanda minima" in **Figura 1**) dati dalla somma del residuo dell'obbligo annuale del 2017, quantificato dal GSE in 1.75 milioni di TEE, che grazie alla flessibilità concessa è stato spostato in avanti di 2 anni, e dal 60% dell'obbligo annuale (pari a 3.72 milioni di TEE, ossia il 60% 6.2 milioni di TEE). Il GSE rivela anche un residuo corrispondente all'anno d'obbligo 2016, che avrebbe dovuto essere coperto nell'anno d'obbligo 2018. Tale quantitativo, pari a 0.11 milioni di TEE, non può più essere acquistabile dal mercato e i soggetti che non hanno adempiuto all'obbligo verranno sanzionati dall'ARERA.

L'anno d'obbligo 2019 (giugno 2019 – maggio 2020) è quindi un potenziale mercato corto come avvenuto nei due anni precedenti. La domanda di TEE oscilla da un minimo di 5.47 milioni di TEE a un massimo di 7.22 milioni ("domanda massima" in **Figura 1**).

Per coprire l'obbligo i distributori dovranno acquistare circa 1.36 milioni di TEE o da offerta degli anni precedenti (il cui ammontare potrebbe già essere del tutto esaurito) o direttamente dal GSE.

Per poter richiedere i TEE direttamente al GSE è tuttavia necessario aver presentato un numero di progetti di efficienza energetica il cui risparmio complessivo corrisponda al 30% dei TEE dell'obbligo minimo (pari al 60% dell'obbligo annuale), corrispondente a circa 1.2 milioni di TEE. In aggregato il numero massimo di TEE acquistabili dai distributori presso il GSE è dunque pari a 2.6 milioni di TEE. Nell'ipotesi in cui l'offerta dei TEE fosse pari a 2.9 milioni la quantità da acquistare direttamente dal GSE sarebbe pari a 2.57 milioni di TEE, un valore molto vicino al massimo acquistabile (2.6 milioni di TEE).

**FIGURA 1. EVOLUZIONE DOMANDA E OFFERTA (Mln TEE) 01/2020**





## IN ATTESA DEI NUOVI OBBLIGHI TEE

Il 2020 chiude il periodo, iniziato nel 2017, per il conseguimento degli obiettivi nazionali annui di risparmio energetico attraverso il meccanismo dei certificati bianchi definiti nel Decreto Ministeriale 11 gennaio 2017. I distributori di energia elettrica e di gas naturale con più di 50 mila clienti finali connessi alle proprie reti, in qualità di soggetti obbligati alla riduzione dei consumi di energia primaria, dovranno ottenere 7.1 milioni di TEE, corrispondenti a 11.19 Mtep (**Tabella 1**). L'obbligo aggregato è ripartito pro quota in base al rapporto tra la quantità di energia elettrica o di gas naturale distribuita ai clienti finali e la quantità di energia o gas distribuita a livello nazionale da tutti i distributori sottostanti all'obbligo. Per l'energia elettrica su un totale di 3.17 milioni di TEE, l'85% (2.7 milioni) sono di competenza di E-distribuzione. Molto distanti seguono Unareti e Areti, rispettivamente con 157 mila e 135 mila TEE. Simile è la situazione nella distribuzione gas dove su un totale di 3.92 milioni di TEE l'obbligo dei primi 2 operatori, Italgas e 2i Rete Gas rispettivamente pari a 1.2 milioni e 815 mila TEE, copre il 52% (3.11 milioni) del totale. Il terzo distributore è Inreti con un obbligo di 280 mila TEE.

Nella più recente versione del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima, inviata alla Commissione

Europea a fine 2019, è prevista la continuazione del meccanismo dei certificati bianchi per il raggiungimento dell'ambizioso *target* di aumento del 32.5% dell'efficienza energetica al 2030. Il Decreto che fisserà i futuri obblighi di risparmio energetico dovrà dunque necessariamente tener conto dei più sfidanti obiettivi che l'Italia intende raggiungere richiedendo maggiori sforzi al meccanismo dei TEE. Tuttavia le difficoltà incontrate nell'ultimo periodo, mercato corto e riduzione dei progetti presentati al GSE, richiederanno un intervento normativo che abbia come finalità una più profonda revisione del meccanismo.

## CONTRIBUTO TARIFFARIO: TURBOLENZA SUL MERCATO DOPO LA RIMOZIONE DEL CAP

Il prezzo medio per l'anno 2019 si è attestato a 260.22 €/TEE. Il prezzo è dunque oscillato vicino ai 260 €/TEE, che corrisponde al prezzo di vendita del GSE: il ruolo del GSE come ultimo offerente ha quindi influenzato il prezzo.

A fine ottobre, La rimozione del *cap* al contributo tariffario sui TEE, pari a 250 €/TEE, da parte del TAR di Milano, ha tuttavia avuto importanti conseguenze sui prezzi di mercato (**Figura 2**) facendo aumentare il prezzo delle sessioni successive fino a un massimo di circa 2 €/TEE.

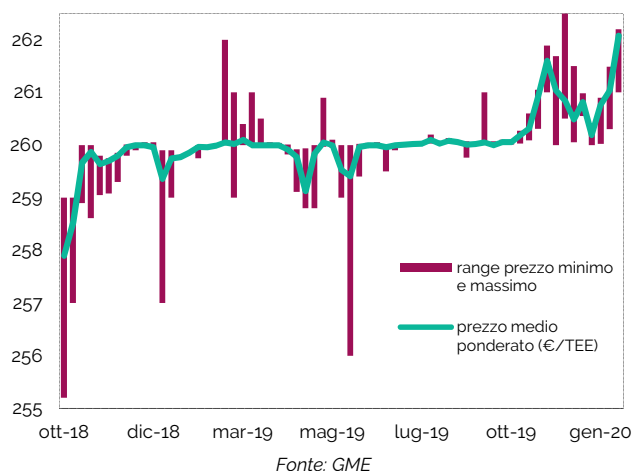
**TABELLA 1. OBBLIGHI TEE PER I DISTRIBUTORI DI GAS ED ENERGIA ELETTRICA (Milioni di tep e milioni di TEE)**

| Anno solare | Distributori gas, MTEE | Distributori elettricità, MTEE | Totale, MTEE | Obiettivi totali, Mtep |
|-------------|------------------------|--------------------------------|--------------|------------------------|
| 2005*       | 0.10                   | 0.10                           | <b>0.20</b>  | <b>0.20</b>            |
| 2006*       | 0.20                   | 0.20                           | <b>0.40</b>  | <b>0.40</b>            |
| 2007*       | 0.40                   | 0.40                           | <b>0.80</b>  | <b>0.80</b>            |
| 2008*       | 1.00                   | 1.20                           | <b>2.20</b>  | <b>2.20</b>            |
| 2009*       | 1.40                   | 1.80                           | <b>3.20</b>  | <b>3.20</b>            |
| 2010*       | 1.90                   | 2.40                           | <b>4.30</b>  | <b>4.30</b>            |
| 2011*       | 2.20                   | 3.10                           | <b>5.30</b>  | <b>5.30</b>            |
| 2012*       | 2.50                   | 3.50                           | <b>6.00</b>  | <b>6.00</b>            |
| 2013        | 2.48                   | 3.03                           | <b>5.51</b>  | <b>4.60</b>            |
| 2014        | 3.04                   | 3.71                           | <b>6.75</b>  | <b>6.20</b>            |
| 2015        | 3.49                   | 4.26                           | <b>7.75</b>  | <b>6.60</b>            |
| 2016        | 4.28                   | 5.23                           | <b>9.51</b>  | <b>7.60</b>            |
| 2017        | 2.95                   | 2.39                           | <b>5.34</b>  | <b>7.14</b>            |
| 2018        | 3.08                   | 2.49                           | <b>5.57</b>  | <b>8.32</b>            |
| 2019        | 3.43                   | 2.77                           | <b>6.20</b>  | <b>9.71</b>            |
| 2020        | 3.92                   | 3.17                           | <b>7.09</b>  | <b>11.19</b>           |

\*Mtep, corrispondenti a milioni di TEE fino all'introduzione del tau

Fonte: Decreti MSE

FIGURA 2. PREZZI DI ACQUISTO DEI TEE (Euro)



Dietro la presenza di prezzi superiori a 260 €/TEE potrebbe esserci la possibilità che alcuni distributori non abbiano raggiunto il 30% dell'obbligo minimo di TEE e si sono visti costretti ad acquistarli a mercato a un prezzo superiore a 260 €/TEE.

La decisione del TAR è stata presa tramite l'accoglimento dei ricorsi di Acea e Italgas contro il Decreto del 10 maggio 2018 sui certificati bianchi.

Il Ministero dello Sviluppo Economico, avendo fissato il *cap* al contributo tariffario, è entrato nella sfera decisionale di ARERA, mentre quest'ultima, con il recepimento del Decreto Ministeriale non ha esercitato le proprie funzioni regolatorie. La bocciatura del *cap* non riflette quindi un giudizio sul funzionamento del meccanismo ma piuttosto stabilisce che la sua quantificazione spetti ad ARERA in piena autonomia. Il processo di revisione del contributo tariffario applicato ai TEE ([529/2019/R/efr](#)) si concluderà entro fine marzo. Nonostante sia stata richiamata da parte degli operatori e dalla stessa ARERA l'urgente necessità di una revisione dell'intero meccanismo, appare difficile che questa si possa concretizzare in tempi ristretti. È quindi molto probabile una riconferma del precedente *cap* al contributo tariffario di 250 €/TEE, come espresso da ARERA in fase di consultazione ([DCO 47/2020/R/efr](#)).





03

# Gare gas



# Monitoraggio delle gare gas

## MANIFESTAZIONI D'INTERESSE APERTE

### AL VIA MILANO 3

L'ATEM di MILANO 3 ha pubblicato il bando di gara a fine gennaio dopo 3 anni dal termine inizialmente previsto per la pubblicazione. La scadenza per la presentazione delle offerte è prevista per la fine del 2020. La gara seguirà una procedura ristretta.

MILANO 3 comprende 51 comuni e serve 245 mila PDR per una rete di 2086 km. La RAB risulta pari a 116 milioni di euro e lo scostamento del 13% rispetto al VIR deve essere ancora approvato da ARERA. L'operatore principale è 2i Rete Gas con il 47% di PDR, mentre seguono AMGA Legnano e Nuovenergie rispettivamente con il 15% e l'11% dei PDR. Il grado di competitività nell'ATEM è medio in quanto 2i Rete Gas è l'unico tra i grandi operatori a detenere una quota significativa della RAB, pari al 51%. Nella regione Lombardia invece 2i Rete Gas detiene il 27% della RAB.

### PARTE ANCHE POTENZA 2

Nell'ultimo mese sono stati pubblicati 4 bandi per le gare di distribuzione gas a cui si aggiunge anche quello di POTENZA 2, un numero significativo rispetto al totale di quelle finora aperte (18). La scadenza per la presentazione delle offerte è prevista per il 30 giugno 2020. La gara seguirà una procedura ristretta.

POTENZA 2 comprende 59 comuni e serve 60 mila PDR per una rete di 929 km. La RAB risulta pari a 41 milioni di euro e lo scostamento rispetto al VIR, superiore al 50%, deve essere ancora approvato da ARERA. L'operatore principale è Italgas con il 44% di PDR, mentre seguono 2i Rete Gas e Gruppo Falcione rispettivamente con il 23% e l'8% dei PDR. Il grado di competitività nell'ATEM è medio: Italgas detiene il 44% della RAB dell'ATEM mentre nella regione Basilicata ha il 55% della RAB.

### POSTICIPATA LA DATA DI PRESENTAZIONE DELLE OFFERTE DI NAPOLI 1

Di nuovo rinviato (il secondo) il termine di presentazione della domanda di partecipazione alla gara di NAPOLI 1, fissato per il 31 marzo 2020.

L'ATEM di NAPOLI 1 comprende 6 comuni e serve circa 390 mila PDR per una rete di 1,720 km e una RAB stimata 296 milioni di euro. L'unico operatore che controlla il 100% dei PDR è Italgas.

## STRATEGIE

### INTESA RAGGIUNTA TRA A2A E ITALGAS

Si è concluso l'accordo tra Italgas e A2A per la cessione reciproca di alcune attività al fine di rafforzare i rispettivi settori strategici. In particolare, Italgas ha venduto a A2A la totalità delle attività di teleriscaldamento presenti nel comune di Cologno Monzese mentre A2A ha ceduto a Italgas le attività di distribuzione del gas naturale possedute in 7 comuni dell'ATEM di ALESSANDRIA 4.

L'impianto di teleriscaldamento di Cologno Monzese serve 52 sottostazioni di scambio termico con una vendita di circa 26.1 GWh, mentre le reti di distribuzione dei 7 comuni di Alessandria hanno una rete di circa 140 km e servono 4,200 PDR.

ALESSANDRIA 4 comprende 72 Comuni per circa 52 mila PDR complessivi e una rete di 1,275 km. La RAB totale stimata è pari a circa 47 milioni di euro. I primi 2 operatori sono Società Impianti Metano e 2i Rete Gas rispettivamente con il 37% e il 36% di PDR. Dopo l'acquisizione Italgas è invece diventato il terzo operatore con una quota di PDR pari al 15%.

### L'APPROCCIO MULTIUTILITY DI A2A PROSEGUE CON AEB

A2A continua il processo di rafforzamento nella regione Lombardia attraverso l'approccio *multiutility* con Ambiente Energia Brianza (Aeb) società del gruppo Gelsia che opera in diversi settori tra cui quello di fornitura e distribuzione del gas naturale, energia elettrica e quello dell'illuminazione pubblica.

I rispettivi Consigli d'Amministrazione hanno approvato, da una parte, il trasferimento ad Aeb di una parte degli asset della distribuzione del gas naturale nelle zone di Milano e Bergamo e dell'intera attività di illuminazione pubblica di A2A, dall'altra, A2A rilevarebbe il 33.5% di Aeb, lasciando

comunque a quest'ultima la maggioranza e un ruolo decisivo nelle decisioni strategiche.

L'approvazione del progetto di partnership passerà dai Consigli Comunali e prima che sia finalizzato dovrà ottenere il via libera definitivo dell'Antitrust. L'obiettivo per entrambe le società è di finalizzare il progetto di aggregazione entro luglio 2020.

#### *A2A E ASCOPIAVE: IN PAUSA L'ESCALATION NEL NORD-EST*

L'accordo esclusivo firmato da A2A, Agsm e Aim per una *partnership* nel nord-est Italia con l'obiettivo di creare una nuova *multiutility* comprende il trasferimento delle attività di A2A in cambio del 30% della nascente società. Il rimanente 70% sarebbe invece suddiviso in parti uguali tra Agsm e Aim. La *partnership* ha già ottenuto il via libera da parte dei sindacati, tuttavia la mancata indizione di una gara, data la presenza di altri soggetti interessati (Hera, Dolomiti Energia, Alperia e Ascopiave) ha suscitato la reazione dell'opposizione del Comune di Vicenza che si è detto pronto per un possibile ricorso al TAR.

In attesa di ulteriori sviluppi A2A ha deciso di entrare nel capitale di Ascopiave, uno dei principali concorrenti per la partnership con Agsm e Aim. La quota percentuale acquistata è pari al 4.16%, ma l'acquisizione di un'addizionale 6% del capitale consentirebbe ad A2A di diventare il secondo operatore all'interno di Ascopiave e di avere la possibilità di eleggere uno dei 6 membri del Consiglio di Amministrazione. Questa mossa strategica consente ad A2A di accrescere la sua presenza in Veneto.

Dopo la reazione di Ascopiave, concretizzatasi nell'acquisto del 3.67% di Acsm-Agam del gruppo di Treviso a cui era interessata anche A2A, le due società si sono mostrate propense al dialogo prima della prossima mossa.

#### *GESAM RETI ALLA RICERCA DI UN PARTNER NELL'ATEM DI LUCCA*

In attesa che la gara per l'ATEM di LUCCA, precedentemente annullata, venga indetta nuovamente, Gesam Reti, società direttamente controllata dal Comune di Lucca, si è mossa alla ricerca di un partner per affrontare la futura sfida. Il Comune di Lucca ha dichiarato che gli interventi necessari nell'ATEM si aggirano intorno ai 200

milioni di euro, cifra molto distante dalle possibilità di Gesam Reti che cerca quindi un accordo con Toscana Energia, controllata da Italgas.

Toscana Energia controlla infatti il 43% dei PDR dell'ATEM mentre Gesam reti il 37%. Seguono 2i Rete Gas e Estra Energie, rispettivamente con il 16% e il 4%. L'ATEM di LUCCA comprende 26 comuni e serve 159 mila PDR per una rete di circa 1,900 km. La RAB totale stimata è pari a 136 milioni di euro.

## **RICORSI**

#### *CONFERMA DEL CAP AL CONTRIBUTO TARIFFARIO PER INVESTIMENTI IN AREE DI NUOVA METANIZZAZIONE*

Il ricorso effettuato da 3 società di distribuzione gas (Cilento reti gas, Amalfitana gas e Sudtirolgas), con il sostegno di Anigas, contro il *cap* di 5,250 €/PDR al riconoscimento degli investimenti fissi (Delibera 704/2016/R/gas) è stato rigettato dal Consiglio di Stato. Il *cap* è stato dunque confermato per il quinto periodo regolatorio della distribuzione gas. L'inammissibilità del ricorso è dovuta al superamento della scadenza dei termini, in quanto tale *cap* era già previsto dalla delibera 573/2013/R/gas. È stato inoltre evidenziato che il decreto MISE del 2011 sulle procedure delle gare ATEM ritiene opportuno che l'estensione della rete debba consentire l'equilibrio economico e finanziario del concessionario oltre che essere supportata da un'apposita analisi costi-benefici.

#### *NAPOLI 1: TAR CONTRO 2I RETE GAS*

L'appello al TAR di 2i Rete Gas contro la stazione appaltante dell'ATEM di NAPOLI 1 è stato rigettato a fine gennaio. In appello 2i Rete Gas sottolineava la mancanza di informazioni cruciali contenute nel bando di gara tra cui la metodologia di valutazione dell'offerta e i tempi troppo stretti per l'invio delle offerte. Tali ragioni avrebbero potuto essere un serio ostacolo per la partecipazione alla gara. Per quanto riguarda i tempi ristretti, la presentazione delle domande è stata posticipata a fine marzo 2020 dalla stessa stazione appaltante.

L'ATEM di NAPOLI 1 comprende 6 comuni e serve circa 390 mila PDR per una rete di 1,720 km e una RAB stimata 296 milioni di euro. L'unico operatore che controlla il 100% dei PDR è Italgas.



*COMUNE DI PRATO: CANCELLATA LA MULTA A ESTRA*

Il Consiglio di Stato ha cancellato la multa effettuata dall'Antitrust alla società Estra per non aver inviato nei tempi previsti le informazioni necessarie affinché la stazione appaltante potesse indire il bando di gara per la distribuzione di gas naturale nel comune di Prato. L'unico concessionario per le reti di distribuzione gas è Estra ma l'abuso di posizione dominante sarebbe emerso solo nel caso in cui il comportamento della società avesse avuto effetti negativi sul mercato e quindi sui consumatori. Il Consiglio di Stato ha in seguito dichiarato l'insussistenza di alcun tipo di ripercussione a sfavore dei consumatori.

*COMO 1: TAR RIFIUTA LA RICHIESTA DI CONDOTTE NORD*

Nell'ATEM di COMO 1, la società Condotte nord ha fatto ricorso al TAR per la mancanza nel bando di gara del valore di rimborso. Il TAR di Milano ha tuttavia considerato inammissibile il ricorso in quanto la procedura di gara è ancora in una fase iniziale in cui l'unico dato imprescindibile è la presenza dei requisiti di partecipazione.

L'ATEM di COMO 1 comprende 53 comuni e serve circa 106 mila PDR per una rete di 1.371 km. La RAB stimata è pari a 76 milioni di euro. Acsm-Agam è l'operatore principale e controlla il 48% dei PDR. Il secondo e il terzo operatore sono 2i Rete Gas e Condotte nord, rispettivamente con il 19% e il 13% dei PDR.

## VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

### GARE ASSEGNATE

| INFORMAZIONI GENERALI |               |                     |                    |               |                  |                         |
|-----------------------|---------------|---------------------|--------------------|---------------|------------------|-------------------------|
| Numero                | ATEM          | ARERA Analisi bando | ARERA VIR/RAB >10% | Pubblicazione | Scadenza offerte | Concessionario vincente |
| 1                     | VALLE D'AOSTA | 906/2017/R/gas      |                    | 28/03/2018    | 01/10/2018       | Italgas                 |
| 2                     | TORINO 2      | 687/2016/R/gas      |                    | 29/12/2015    | 28/06/2017       | Italgas                 |

### GARE CHIUSE

| INFORMAZIONI GENERALI |          |                     |                    |               |                  |                  |
|-----------------------|----------|---------------------|--------------------|---------------|------------------|------------------|
| Numero                | ATEM     | ARERA Analisi bando | ARERA VIR/RAB >10% | Pubblicazione | Scadenza offerte | Numero offerenti |
| 1                     | MILANO 1 | 631/2015/R/gas      |                    | 23/12/2015    | 16/01/2017       | 2                |
| 2                     | BELLUNO  | 455/2016/R/gas      | 26/2016/R/gas      | 27/12/2016    | 01/09/2017       | 4                |
| 3                     | UDINE 2  | 399/2018/R/gas      | 880/2017/R/gas     | 04/11/2015    | 30/09/2019       |                  |
| 4                     | TORINO 1 | 30/2018/R/gas       | NO                 | 23/05/2019    | 11/12/2019       |                  |

### GARE IN SCADENZA

| INFORMAZIONI GENERALI |          |                     |                    |               |                  |                        |
|-----------------------|----------|---------------------|--------------------|---------------|------------------|------------------------|
| Numero                | ATEM     | ARERA Analisi bando | ARERA VIR/RAB >10% | Pubblicazione | Scadenza offerte | Grado di competitività |
| 1                     | NAPOLI 1 | 231/2019/R/gas      | 145/2019/R/gas     | 21/08/2019    | 31/03/2020       | BASSO                  |

### MANIFESTAZIONI D'INTERESSE SCADUTE

| INFORMAZIONI GENERALI |           |                     |                    |               |                  |                        |
|-----------------------|-----------|---------------------|--------------------|---------------|------------------|------------------------|
| Numero                | ATEM      | ARERA Analisi bando | ARERA VIR/RAB >10% | Pubblicazione | Scadenza offerte | Grado di competitività |
| 1                     | UDINE 1   | NO                  |                    | 23/12/2015    | 29/02/2016       | MEDIO                  |
| 2                     | UDINE 3   | NO                  |                    | 10/02/2016    | 06/06/2016       | MEDIO                  |
| 3                     | PERUGIA 2 | NO                  |                    | 28/12/2015    | 29/12/2017       | ALTO                   |
| 1                     | COMO 1    | NO                  |                    | 08/08/2018    | 07/11/2019       | MEDIO                  |

### MANIFESTAZIONI D'INTERESSE IN SCADENZA

| INFORMAZIONI GENERALI |                   |                     |                    |               |                  |                        |
|-----------------------|-------------------|---------------------|--------------------|---------------|------------------|------------------------|
| Numero                | ATEM              | ARERA Analisi bando | ARERA VIR/RAB >10% | Pubblicazione | Scadenza offerte | Grado di competitività |
| 1                     | VICENZA 3         | suspended           | 284/2018/R/gas     | 15/12/2018    | 30/03/2020       | MEDIO                  |
| 2                     | MONZA E BRIANZA I | NO                  |                    | 29/12/2015    | 30/04/2020       | MEDIO                  |
| 3                     | BERGAMO 3         | NO                  |                    | 03/08/2018    | 29/05/2020       | MEDIO                  |
| 4                     | BRESCIA 1         | NO                  |                    | 20/12/2018    | 29/05/2020       | ALTO                   |
| 5                     | VERONA 2          | in corso            |                    | 30/12/2016    | 30/06/2020       | ALTO                   |
| 6                     | VICENZA 4         | NO                  |                    | 01/04/2019    | 30/06/2020       | ALTO                   |
| 7                     | POTENZA 2         | NO                  |                    | 06/02/2020    | 30/06/2020       | MEDIO                  |
| 8                     | VARESE 2          | NO                  |                    | 11/09/2015    | 24/07/2020       | MEDIO                  |
| 9                     | LODI 1            | NO                  |                    | 30/12/2015    | 30/09/2020       | MEDIO                  |
| 10                    | BERGAMO 2         | NO                  |                    | 11/12/2019    | 30/10/2020       | MEDIO                  |
| 11                    | VARESE 3          | NO                  |                    | 12/07/2017    | 31/12/2020       | ALTO                   |
| 12                    | MILANO 3          | NO                  |                    | 31/01/2020    | 31/12/2020       | MEDIO                  |
| 13                    | MILANO 4          | NO                  |                    | 30/12/2019    | 31/01/2021       | ALTO                   |

### GARE ANNULLATE O SOSPESE

| INFORMAZIONI GENERALI |                       |                     |                    |               |                  |                        |
|-----------------------|-----------------------|---------------------|--------------------|---------------|------------------|------------------------|
| Numero                | ATEM                  | ARERA Analisi bando | ARERA VIR/RAB >10% | Pubblicazione | Scadenza offerte | Grado di competitività |
| 1                     | LUCCA                 | in corso            |                    | 30/12/2016    | 31/08/2018       | MEDIO                  |
| 2                     | VENEZIA 1             | 368/2016/R/gas      |                    | 28/12/2015    | Annullata        | BASSO                  |
| 3                     | MASSA-CARRARA         | in corso            | 142/2017/R/gas     | 21/12/2015    | Sospesa          | MEDIO                  |
| 4                     | ALESSANDRIA 2         | NO                  | 113/2016/R/gas     | 22/12/2015    | Sospesa          | BASSO                  |
| 5                     | TORINO 3              | NO                  |                    | 22/12/2015    | Sospesa          | MEDIO                  |
| 6                     | BIELLA                | NO                  |                    | 29/12/2015    | Sospesa          | MEDIO                  |
| 7                     | CREMONA 2 E CREMONA 3 | NO                  |                    | 24/12/2015    | 30/11/2020       | BASSO                  |

### BANDI INVIATI ARERA MA NON APERTI

| INFORMAZIONI GENERALI |              |                     |                    |               |                  |                        |
|-----------------------|--------------|---------------------|--------------------|---------------|------------------|------------------------|
| Numero                | ATEM         | ARERA Analisi bando | ARERA VIR/RAB >10% | Pubblicazione | Scadenza offerte | Grado di competitività |
| 1                     | GENOVA 1     | 536/2019/R/gas      | 69/2018/R/gas      | NO            |                  | BASSO                  |
| 2                     | ROMA 1       | 650/2015/R/gas      |                    | NO            |                  | BASSO                  |
| 3                     | FORLÌ-CESENA | 517/2016/R/gas      | 67/2016/R/gas      | NO            |                  | BASSO                  |
| 4                     | LIVORNO      | in corso            | 283/2018/R/gas     | NO            |                  | MEDIO                  |
| 7                     | MODENA 1     | 298/2019/R/gas      | 56/2019/R/gas      | NO            |                  | MEDIO                  |
| 5                     | FIRENZE 1    | in corso            |                    | NO            |                  | BASSO                  |
| 6                     | LA SPEZIA    | 501/2019/R/gas      | 628/2017/R/gas     | NO            |                  | BASSO                  |
| 7                     | PRATO        |                     | 406/2019/r/GAS     | NO            |                  | ALTO                   |
| 8                     | RIMINI       |                     | 450/2019/R/gas     | NO            |                  | BASSO                  |

Dati aggiornati al 18/02/2020



04

**Dati di  
mercato**

**e settori  
incentivati**



# Dati di mercato

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

|                  | AS 2020 | AS 2019 | Var. % |
|------------------|---------|---------|--------|
| Domanda          | 27 460  | 28 599  | -4.0%  |
| Produzione netta | 24 315  | 26 029  | -6.6%  |
| - Termoelettrico | 17 421  | 19 328  | -9.9%  |
| - Rinnovabili**  | 6 894   | 6 701   | 2.9%   |
| Saldo estero     | 3 316   | 2 821   | 17.5%  |

\*\* Idroelettrico, Geotermoelettrico, Eolico e Fotovoltaico

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

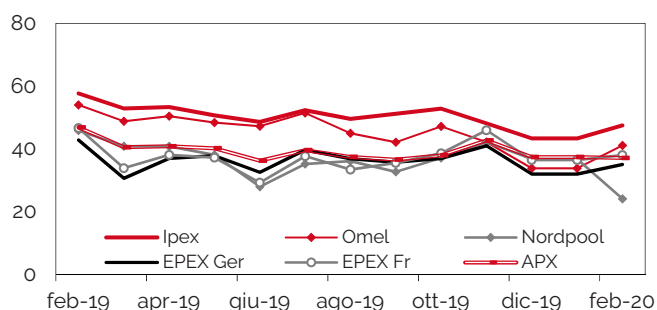
## GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE (Gmc e variazioni tendenziali)

|                | AS 2020    | AS 2019    | Var. %       |
|----------------|------------|------------|--------------|
| Industriale    | 0.6        | 0.6        | -8.8%        |
| Termoelettrico | 1.1        | 1.3        | -11.3%       |
| Distribuzione  | 3.0        | 3.3        | -9.6%        |
| Altro          | 0.1        | 0.1        | 4.8%         |
| <b>Totale</b>  | <b>4.8</b> | <b>5.3</b> | <b>-9.6%</b> |

Valori cumulati al 16/02/2020

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

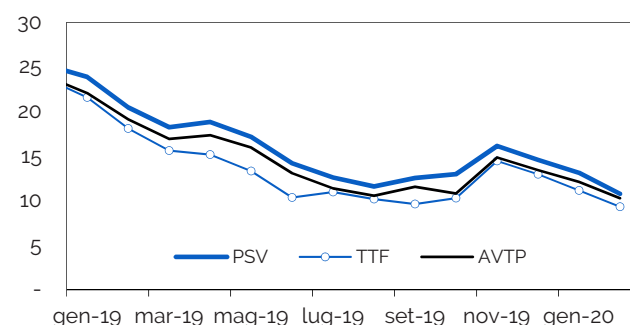
## ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA (€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 17/02/2020

Fonte: Borse Europee

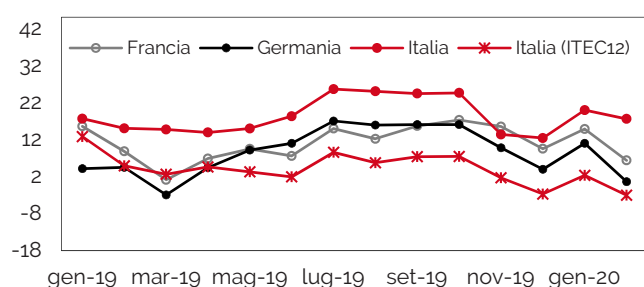
## GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA



Medie mensili. Ultimo dato al 17/02/2020

Fonte: elaborazione REF-E su dati Thomson Reuters

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

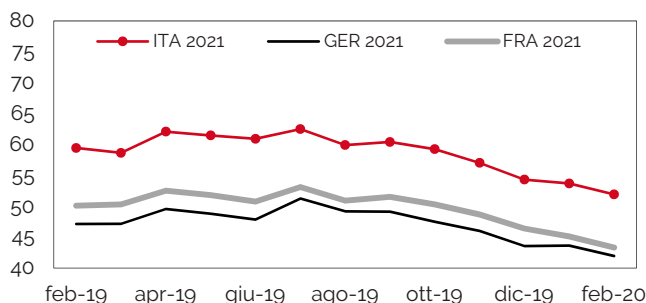


Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili

Ultimo dato al 17/02/2020

Fonte: elaborazioni REF-E

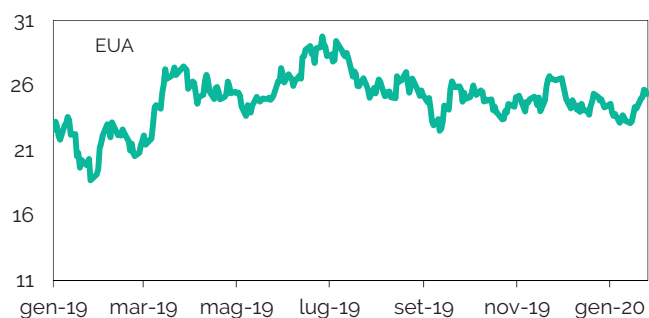
## ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI (€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 17/02/2020

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

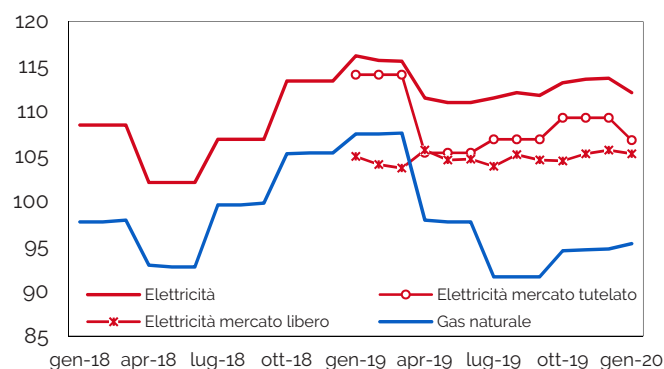
## PREZZO DELLA CO2 (€/tCO2 eq.)



Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 21/02/2020

Fonte: Reuters su EEX

## NIC - INDICI DI INFLAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA E GAS



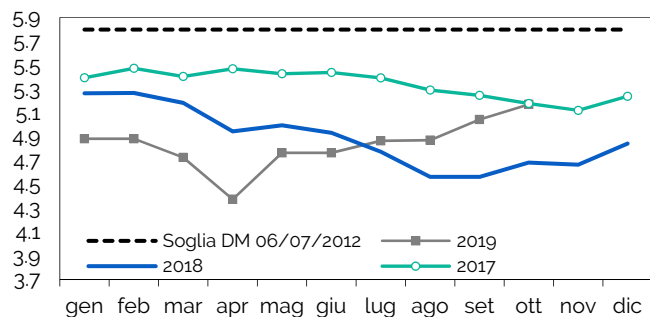
Fonte: elaborazioni REF-E su dati ISTAT



# Dati settori incentivati e regolati

## CONTATORE GSE RINNOVABILI

Costo cumulato annuo (miliardi di euro)

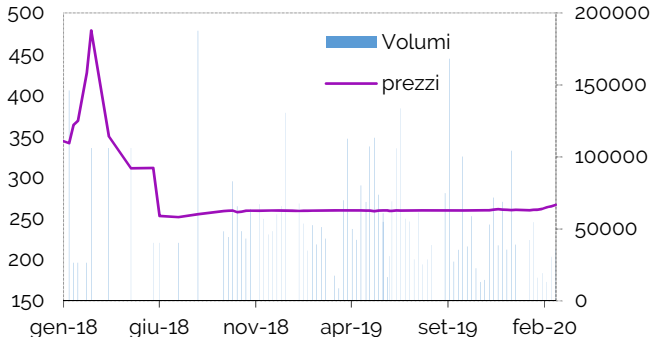


Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico. Ultimo dato 30/12/2019

Fonte: GSE

## TEE: PREZZI DI BORSA

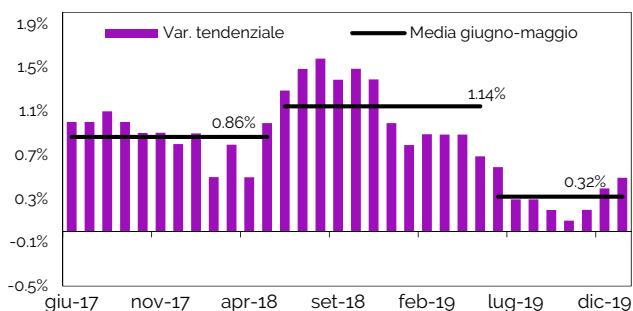
(€/TEE)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

## FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI\*

(%)

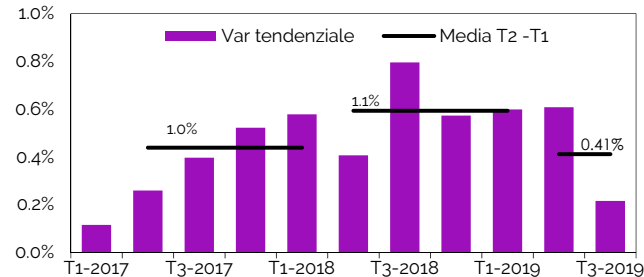


\* Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati

Fonte: Istat

## DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI\*

(%)



\*Deflatore investimenti fissi lordi

Edizione dati Istat: Novembre 2019

Fonte: Istat

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

| Componente                    | I-19         | II-19        | III-19       | IV-19        | I-20         |
|-------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Energia, dispac. e commerc.   | 10.83        | 8.41         | 8.89         | 9.49         | 8.99         |
| Costi infrastrutture e UC     | 3.92         | 3.92         | 3.92         | 3.92         | 3.91         |
| Oneri generali di sistema     | 4.21         | 4.95         | 4.81         | 4.70         | 4.18         |
| <b>Totale - tasse escluse</b> | <b>18.96</b> | <b>17.28</b> | <b>17.62</b> | <b>18.10</b> | <b>17.08</b> |

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)

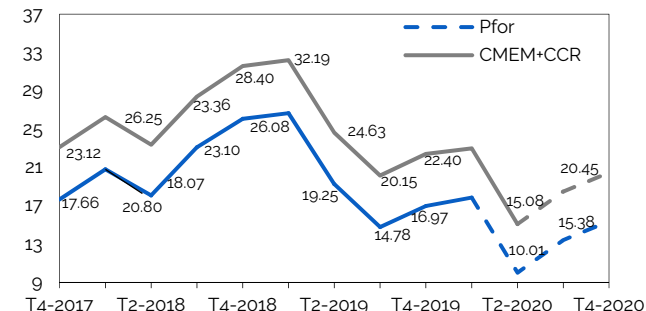
| Componente                    | I-19         | II-19        | III-19       | IV-19        | I-20         |
|-------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Energia, dispac. e commerc.   | 9.46         | 6.86         | 7.42         | 8.04         | 7.70         |
| Costi infrastrutture e UC     | 2.79         | 2.79         | 2.79         | 2.79         | 2.77         |
| Oneri generali di sistema     | 7.79         | 5.56         | 5.41         | 5.38         | 4.94         |
| <b>Totale - tasse escluse</b> | <b>20.04</b> | <b>15.21</b> | <b>15.62</b> | <b>16.21</b> | <b>15.41</b> |

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 (tratteggiato) su forward al 17/02/2020

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Alba e ARERA

## GAS NATURALE: PREZZI IN TUTELA DOMESTICI

(€/cent/mc)

| Componente                    | I-19        | II-19       | III-19      | IV-19       | I-20        |
|-------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Approvvig. e vendita          | 37.29       | 29.72       | 25.25       | 27.98       | 28.33       |
| Costi di trasporto            | 4.80        | 3.97        | 3.92        | 5.00        | 4.99        |
| Costi di distribuzione        | 9.54        | 9.54        | 9.54        | 9.18        | 9.14        |
| Oneri generali di sistema     | 3.09        | 3.21        | 3.21        | 3.21        | 3.20        |
| <b>Totale - tasse escluse</b> | <b>54.7</b> | <b>46.4</b> | <b>41.9</b> | <b>45.4</b> | <b>45.7</b> |

Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA



05

Indici

Itec e Magi



# L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di febbraio è pari a 43.10 €/MWh, in calo del 4.5% sul dato di gennaio (45.15 €/MWh). L'andamento al rialzo dell'indice è legato all'andamento dei prezzi delle *commodities* sottostanti durante il mese di gennaio, con tasso di cambio \$/€ invariato.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di febbraio si attesta a 59.83 €/MWh, in aumento dell'1.0% sul valore consuntivo di gennaio (pari a 59.21 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di febbraio si attesta a 67.00 €/MWh, in aumento dello 0.7% rispetto al consuntivo del mese precedente (66.52 €/MWh). Tali andamenti sono legati alle variazioni del valore di mercato dei combustibili registrato negli ultimi mesi, al netto del tasso di cambio €/€ invariato durante il mese di gennaio.

Il valore *forward* per il mese di marzo dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 13 febbraio, è pari a 41.73 €/MWh, in calo del 3.2% rispetto al consuntivo di febbraio. Il valore *forward* per il mese di marzo di **ITEC/REF-E**, aggiornato al 13 febbraio, è pari a 58.39 €/MWh, in calo del 2.4% rispetto al consuntivo di febbraio, mentre **ITEC/REF-E**, anch'esso aggiornato al 13 febbraio, è in calo dello 0.1% rispetto al consuntivo di gennaio e si attesta a 66.94 €/MWh.

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di marzo sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Reuters al 13/2/2020. 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.

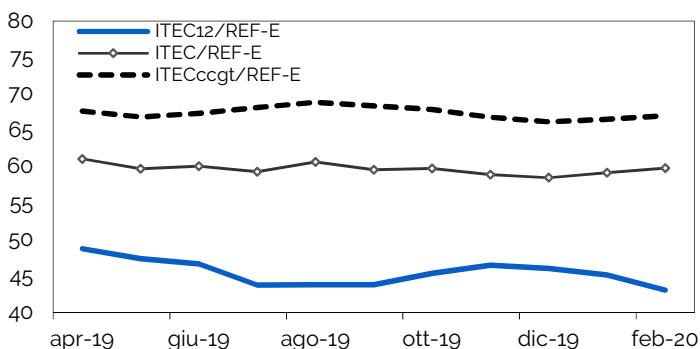
## Cos'è ITEC/REF-E

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 2020.

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



Fonte: elaborazioni REF-E

Per ulteriori informazioni:

Visita il sito [www.ref-e.com/it/itec](http://www.ref-e.com/it/itec)

Contattare: Jacopo Guarnaccia - tel. 02 43441028 - Email: [itec@ref-e.com](mailto:itec@ref-e.com)

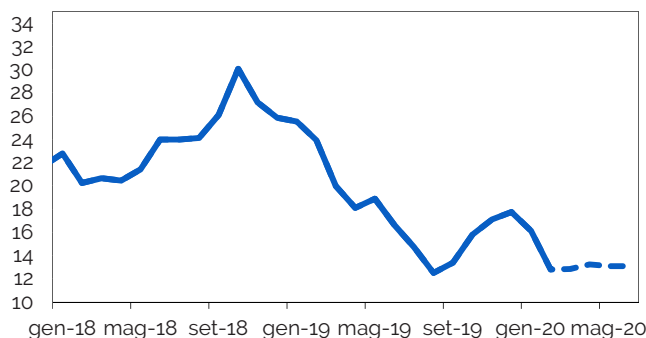
# L'EVOLUZIONE MAGI

L'indice gas MAGI consuntivo per febbraio 2020 è pari a 12.81 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano rispettivamente a 12.76 €/MWh e 12.93 €/MWh.

La quotazione del prodotto con consegna a febbraio 2020 è diminuita del 20.6% rispetto a quella per le consegne di gennaio 2020 e risulta minore rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (23.93 €/MWh). Il volume complessivo transato è aumentato rispetto a gennaio 2020 (11,809 MW contro 9,010 MW), come anche il numero di transazioni registrate (292 contro 254).

Al 13 febbraio, gli scambi del prodotto con consegna a marzo 2020, relativi a un campione di 70 operazioni e un volume totale scambiato di 2,240 MW, indicano un prezzo di 10.91 €/MWh, in calo rispetto al valore consuntivo del prodotto con consegna a febbraio 2020.

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



Fonte: Albasoluzioni

## Cos'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 Tradition. Alba Soluzioni effettua le rilevazioni, REF-E esegue l'*auditing* mentre Tradition 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.

Per ulteriori informazioni:

Visita il sito [www.magindex.org](http://www.magindex.org)

Contattare: Jacopo Guarnaccia - tel. 02 43441028 - Email: [jacopo.guarnaccia@ref-e.com](mailto:jacopo.guarnaccia@ref-e.com)





**Direttore responsabile**

Claudia Checchi

**Gruppo di lavoro**

Virginia Canazza, Silvia Checchi, Giacomo Ciapponi, Paolo Cilento, Federico Clementi, Federica Davò, Antonio De Paola, Elena Ferri, Tommaso Franci, Ana Georgieva, Valeria Ghirardi, Jacopo Guarnaccia, Paolo Marino, Marco Pellegrino, Giorgio Perico, Alejandro Sanchez Ben, Clio Scandola, Simona Soci

**Editore**

REF-E srl

Via Gioberti 5 - 20123 Milano

[www.ref-e.com](http://www.ref-e.com) - [info@ref-e.com](mailto: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](mailto: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.

[www.ref-e.com](http://www.ref-e.com)

Ref-e srl

via Viancenzio Gioberti 5

20123 Milano

C.F./P.IVA 07642420967