

NEWSLETTER

Osservatorio
energia



n. 245 Luglio 2020
Anno XXII

REF4E

Indice

01

MERCATO ELETTRICO

Fine tutela: prime proposte per le PMI

pag. 05

Con molti dettagli da definire e in attesa delle proposte governative per la promozione della competizione, la fine tutela sembra ancora lontana. Si potrebbe però partire a breve con le procedure di selezione dei fornitori di ultima istanza per duecentomila PMI. Confermate per il momento le aste, con un nuovo disegno proposto, che punta a selezionare e mettere in competizione i due migliori offerenti per ogni area.

L'Italia si prepara a continuare il capacity market

pag. 10

L'Italia ha sottomesso alla Commissione Europea il Piano di Attuazione delle riforme previste sui mercati elettrici, per adattare il disegno al nuovo contesto di mercato e continuare il processo di integrazione nel mercato comune europeo. In attesa del completamento della riforma, proseguire il capacity market rimane necessario per assicurare l'adequatezza del sistema, incentivando nuovi investimenti in capacità per affrontare il phase-out del carbone.

02

Energie rinnovabili e clima

Biometano e biocarburanti avanzati: l'impatto del COVID-19 sugli incentivi

pag. 15

La contrazione dei consumi di benzina e gasolio conseguente al lock-down ridurrà la quantità ritraibile di CIC da biocomubustibili avanzati del 30% per il 2020. La riduzione non dovrebbe avere conseguenze per il biometano: tutti gli impianti in esercizio rientreranno molto probabilmente in graduatoria, anche in caso di ulteriori riduzioni nel periodo autunnale. Così non sarà invece per gli altri biocomubustibili avanzati, impianti con una producibilità attesa che ha già superato la quantità ritirabile stimata.

03

Gare gas

Monitoraggio delle gare gas

pag. 21

Chiusa la gara di Napoli, con due offerte presentate, non vi sono più bandi aperti, a parte qualche manifestazione di interesse: potrebbe aprirsi una (nuova) stagione di attesa.

04

DATI DI MERCATO E SETTORI INCENTIVATI

Dati di mercato

pag. 24

Dati di settore incentivati e regolati

pag. 25

05

INDICI: ITEC E MAGI

pag. 26

01

A photograph of a wind farm on a hill. Several white wind turbines are visible, with a dirt path leading up the hill. The background shows rolling hills under a blue sky with scattered clouds.

Mercato elettrico

Fine tutela: prime proposte per le PMI

Con molti dettagli da definire e in attesa delle proposte governative per la promozione della competizione, la fine tutela sembra ancora lontana. Si potrebbe però partire a breve con le procedure di selezione dei fornitori di ultima istanza per duecentomila PMI. Confermate per il momento le aste, con un nuovo disegno proposto, che punta a selezionare e mettere in competizione i due migliori offerenti per ogni area.

LE INDICAZIONI DEL LEGISLATORE

L'ennesimo rinvio per la fine della tutela - originariamente fissato per luglio 2019 dalla [legge 124/2017](#) - è stata l'occasione per un ritocco della normativa alla base del processo, inserita nel cd [Decreto Millepropaghe 2020](#).

Le novità riguardano i seguenti aspetti:

- la liberalizzazione dei prezzi finali viene suddivisa in due scaglioni: a inizio 2021 è prevista quella per le PMI, a inizio 2022 quella per il cd *mass market* (microimprese e domestici)
- un decreto attuativo dovrebbe, entro 90 giorni, riprendere la questione, lasciata in sospeso ([Newsletter 223](#)), dell'elenco venditori, ossia l'elenco stilato dal MISE per selezionare i venditori dotati delle caratteristiche adeguate per poter operare sul mercato della vendita dell'energia elettrica, specificando, rispetto a quanto previsto dalla legge 124/2017, che dovranno essere previste modalità di esclusione per i venditori non corretti
- il Governo dovrà definire le modalità per favorire il passaggio "consapevole" dei clienti al mercato libero, e garantire la competitività, aprendo la strada all'introduzione di nuove misure di promozione della concorrenza, da definire con il supporto delle Autorità (ARERA e AGCOM)
- sul tema, annoso, della gestione dei clienti che saranno ancora in tutela alla fine del periodo, ossia i clienti senza fornitore, viene ribadita la competenza di ARERA, ma il servizio di ultima

istanza, prima chiamato servizio di salvaguardia, viene rinominato "servizio a tutele gradualità" (STG) e viene previsto l'obiettivo di evitare aumenti ingiustificati dei prezzi per questi clienti.

Nel *trade-off* tra protezione del consumatore e incentivo al passaggio al mercato libero, che da sempre caratterizza le scelte nel disegno del servizio di ultima istanza, il legislatore sembra indicare ad ARERA di privilegiare la prima esigenza, lasciando ad altre misure il compito di promuovere il passaggio dei clienti al mercato libero. Una tendenza che, peraltro, ARERA sembrava aver già incamerato con le prime proposte di disegno del servizio ([Newsletter 236](#)) e che riprende adesso con un nuovo documento di consultazione ([DCO 220/2020](#)). Il Governo sembra avere invece pieni poteri nella definizione di misure di promozione del mercato, a fronte di un mandato molto ampio affidato da legislatore. A oggi, tuttavia, non ci sono indicazioni su quali siano le intenzioni del Governo a questo proposito.

Una prima differenza rispetto alla disciplina precedente è dunque quella del restringimento alle sole PMI della prima tranche di liberalizzazione, da individuare secondo ARERA nelle imprese con più di 2 milioni di euro di fatturato, o più di 10 dipendenti o una potenza installata superiore a 15 kW.

Le imprese al di sotto di tutte e tre le soglie sono classificate come microimprese e potranno continuare a rimanere in tutela fino al 2022 (a meno che il MISE non introduca per decreto disposizioni diverse).

L'ARERA stima che rientreranno in questa definizione di PMI, e dunque saranno escluse dalla tutela già dal 2021, circa 195 mila punti di prelievo.

NUOVI GESTORI DA GIUGNO 2021

Consapevole delle difficoltà di rispetto delle tempistiche, anche in relazione al fatto che il Ministero non ha ancora pubblicato il decreto sopra citato, ARERA suggerisce di prorogare di sei mesi l'attuale tutela e prevedere l'effettivo passaggio delle PMI agli esercenti il STG da metà 2021. In questi primi sei mesi dunque tutto continuerà pressoché invariato, con i gestori della tutela che continueranno ad approvvigionarsi presso l'Acquirente Unico.

L'unica differenza sarebbe l'applicazione di un prezzo ex-post in luogo dell'attuale componente PE calcolata ex-ante. La nuova PE_{AP} (PE assegnazione provvisoria) sarebbe data dalla media mensile dei prezzi di borsa per fascia oraria, o dalla media aritmetica mensile per i monorari, in luogo dell'attuale stima dei costi di acquisto dell'AU, effettuata sempre mensilmente.

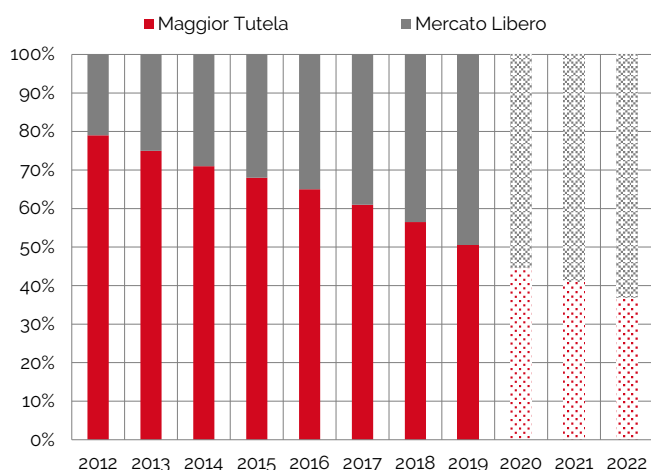
IL SERVIZIO A TUTELE GRADUALI

Nella gestione a regime invece viene confermata la selezione di operatori che si impegnano a fornire i clienti nel STG con le seguenti caratteristiche del servizio. I fornitori del STG saranno titolari del contratto di dispacciamento e trasporto dei clienti serviti.

La gestione del contratto potrà essere demandata a un terzo, ma in ogni caso i contratti dovranno rimanere separati rispetto a quelli dei clienti del mercato libero. Il servizio sarà affidato per una durata proposta di tre anni.

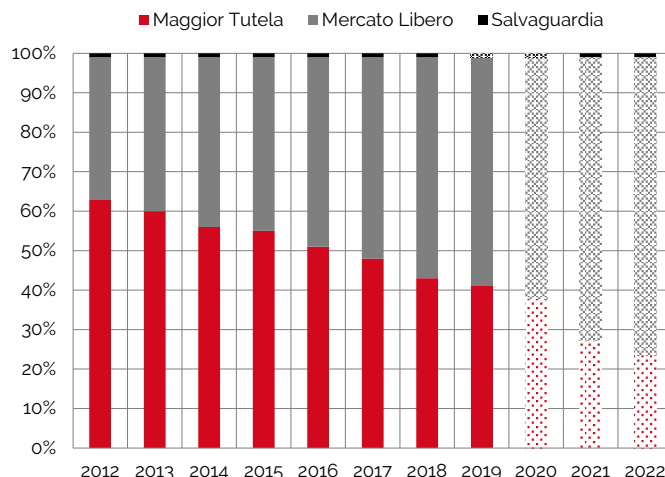
I fornitori del STG saranno selezionati tramite procedure concorsuali, in base alle offerte sul prezzo applicato ai clienti. In realtà le componenti del prezzo del STG saranno quasi interamente definite da ARERA in continuità con le condizioni di maggior tutela, e a copertura di tutti i costi tipici dei fornitori (inclusi i costi di sbilanciamento), a meno di un parametro definito appunto in sede di asta, laddove vincerà l'operatore disposto a applicare il più basso. Il parametro dovrebbe dunque includere eventuali differenze tra i costi riconosciuti da ARERA e quelli effettivamente sostenuti dal fornitore (o meglio che prevede di sostenere), sarà espresso in €/MWh (a differenza della proposta iniziale di definirlo in forma fissa) e potrà anche essere negativo (sconto); non è infatti al momento previsto un *floor*. Un sistema di perequazione garantirà l'unicità del prezzo per i clienti finali nel STG a fronte di fornitori che ottengono una remunerazione differenziata sulla base del offerto. Numerosi e rilevanti dettagli riguardano le condizioni generali di fornitura e le caratteristiche minime per poter partecipare alle procedure. Uno degli aspetti di maggior rilievo del DCO, anche se forse quello meno approfondito, è tuttavia il

FIGURA 1. RIPARTIZIONE PUNTI DI PRELIEVO CLIENTI DOMESTICI (%)



Fonte: ARERA e stime REF-E

FIGURA 2. RIPARTIZIONE PUNTI DI PRELIEVO CLIENTI NON DOMESTICI (%)



Fonte: ARERA e stime REF-E

disegno dell'asta per la selezione dei fornitori del STG. Questo disegno è rilevante sia perché rappresenterebbe il primo esempio di allocazione massiva di clienti tramite procedure pubbliche in Italia, con pochissimi simili anche in Europa, sia perché potrebbe rappresentare una prova generale, valida per circa 195 mila punti di prelievo, in vista delle più massive procedure per l'allocazione del STG per i clienti di minori dimensioni ancora in tutela che, se i tassi di passaggio al mercato libero rimanessero quelli attuali (**Figure 1 e 2**), al 2022 potrebbero essere circa 13 milioni (11 milioni di domestici e 2 milioni di microimprese).

L'ASTA A DOPPIO TURNO PER LA SELEZIONE DEI FORNITORI

Tecnicamente si tratterebbe di una "classica" competizione per l'accesso a un mercato da gestire in monopolio locale, dove l'asta dovrebbe sostituire l'effetto della competizione nel mercato. Il mercato in questione è quello del servizio di ultima istanza elettrico. Tuttavia, la procedura è inficiata (e il disegno deve tenerne conto) dal fatto che in prima applicazione accederanno al servizio con tutta probabilità non solo i clienti che effettivamente necessitano di un servizio di ultima istanza (ossia quelli che non trovano un fornitore disposto a servirli, normalmente perché cattivi pagatori), ma anche coloro che, per diversi motivi, non hanno mai scelto un fornitore del mercato libero (dunque non hanno un fornitore perché non lo hanno mai cercato, ma se decidessero di accedere al mercato libero ne troverebbero senza dubbio uno).

I fornitori del STG si troveranno così in parte a fornire un servizio al sistema, in parte a fornire una serie di clienti molto appetibili per il mercato libero, e rispetto ai quali potrebbero godere di una posizione di vantaggio per un possibile posizionamento proprio in vista di un loro passaggio al mercato libero. In altre parole la vittoria in queste competizioni potrebbe portare alla conquista di rilevanti quote di mercato libero, o quantomeno a mettersi in un condizione di privilegio per poterlo fare. Inoltre, venendo meno la necessità di approvvigionarsi dall'AU, per quanto riguarda l'*energy management* delle aziende, e per quanto il contratto di dispacciamento debba

essere differenziato da quello dei clienti del mercato libero, da un punto di vista dei volumi serviti l'accesso ai clienti nel STG può consentire un migliore sfruttamento, anche se parziale per via degli obblighi di separazione, delle economie di scala – in merito ad esempio alle strategie di approvvigionamento, ai costi di fatturazione, ecc. E questo potrebbe di nuovo mettere il fornitore del STG in una posizione di vantaggio competitivo sul mercato *retail* rispetto ai concorrenti consentendo di guadagnare quote di mercato.

L'asta si svolge dunque su un bene che ha un valore oggettivo e comunemente noto ai partecipanti all'asta (e lo sarà tanto più quante più informazioni verranno date sui clienti oggetto dei diversi lotti). Questo valore strategico potrebbe essere influenzato anche dalla composizione dei lotti, ad esempio dalla localizzazione o dalla composizione del portafoglio clienti.

L'incertezza su quanti clienti "buoni" dei diversi lotti potranno passare al mercato libero alla vigilia delle aste, anche grazie alle misure previste ma a oggi non note, rimane invece una delle principali incognite, comune rispetto a tutti i partecipanti alle aste.

Si può dunque affermare che il l'asimmetria informativa, se le informazioni diffuse sui lotti saranno quelle promesse, non dovrebbe rappresentare un problema particolare per queste aste.

L'ARERA sembra riconoscere un vantaggio informativo per attuali gli esercenti la maggior tutela rispetto ai possibili nuovi entranti, nonostante la presenza di vincoli allo scambio di informazioni tra i rami di imprese che gestiscono la vendita ai clienti in tutela e quelli che gestiscono i clienti liberi (norme espressamente previste sia dal decreto legislativo 93/2011 che dal Testo integrato dell'*unbundling* funzionale).

Il disegno di asta proposto è quello dell'asta a doppio turno. Il primo turno si svolgerebbe in busta chiusa. Se i partecipanti al primo turno fossero più di due, si passerebbe al secondo turno, a cui sarebbero ammessi solamente i primi due operatori.

A questo punto il livello delle offerte sarebbe rivelato entrambi i partecipanti, chiedendo di rilanciare rispetto all'offerta peggiore (secondo prezzo) ottenuta nel primo turno.

I rischi che ARERA dichiara di voler tener controllati con questo disegno sono due:

- il rischio di collusione tacita tra operatori, che emergerebbe in caso di aste multi *round* e con elevata diffusione delle informazioni sul livello di offerta dei diversi concorrenti
- Il rischio di maledizione del vincitore, ossia che l'operatore vincente scopra di aver offerto molto al di sotto dei *competitor*, quindi con buona probabilità di aver sottostimato i costi e dunque incorrendo nel rischio di non poter sostenere il prezzo offerto; ed è tanto maggiore quanto maggiore è l'asimmetria informativa tra i partecipanti.

Nel disegno proposto, il rischio di collusione è ridotto limitando i *round* a due, mentre il rischio di maledizione del vincitore è ridotto partendo nel secondo turno come base d'asta non dal prezzo migliore del primo turno ma dal secondo.

Non è invece argomentata la scelta di ammettere solamente le due offerte migliori al secondo turno. Da un lato questa scelta dovrebbe incentivare a non aspettare il secondo turno per fare offerte aggressive. In altre parole, se non vi fosse rischio di essere esclusi il primo turno potrebbe risultare inutile con tutti gli operatori che farebbero offerte prudenti in attesa di poter osservare il comportamento degli altri. Tuttavia, questa regola potrebbe limitare la competitività delle aste stesse. Un'alternativa per incentivare una maggiore partecipazione poteva essere ad esempio quella di prevedere più *round* concedendo comunque l'accesso a più di due operatori, ad esempio escludendo solamente il peggiore o solo quelli che non rilanciano da un *round* all'altro (in modo simile a quanto fatto per le aste per la remunerazione della capacità).

Limitando lo svolgimento dell'asta nel tempo e le informazioni sul posizionamento dei singoli nei diversi *round* il rischio dovrebbe rimanere limitato. Tanto più che l'ARERA stessa sottolinea il

rischio che vi sia lo stesso vincitore in tutte le aree, osservando che il mercato della maggior tutela è caratterizzato oggi dalla presenza di un operatore rilevante, con quota di mercato superiore all'80%, e da una frangia di operatori di dimensioni di gran lunga minori rispetto al primo ma comparabili tra di loro. Il rischio è dunque che l'asta così disegnata si traduca in una gara per il secondo posto, che darebbe poi accesso al servizio solo qualora (come proposto) si limitasse il numero di aree che un singolo operatore si può aggiudicare. E tanto più che viene poi proposta anche la possibilità che a valle dell'asta possa essere previsto un momento, limitato a qualche giorno, in cui le posizioni vinte possano essere scambiate tra operatori, a patto che si impegnino al rispetto delle condizioni economiche offerte.

Verrebbe così introdotta una fase negoziale a valle dell'asta, che di nuovo segnala il timore di ARERA che il vincitore sia lo stesso per molte aree.

ARERA non specifica se le aste verranno svolte contemporaneamente, ma è ipotizzabile che così sarà.

Tempistiche sfalsate potrebbero infatti alterare la competitività delle aste (nelle aste successive alla prima ci sarebbero progressivamente più informazioni sul comportamento dei *competitor*) anche se una esatta contemporaneità potrebbe limitare la possibilità di accesso alle procedure, specialmente per gli operatori minori dotati di minori risorse operative.

Viene invece data una importante rilevanza alla definizione dei lotti. Questi saranno tra 8 e 10 con dimensioni variabili tra diecimila e trentamila POD circa.

Data la criticità di questa decisione due sono i criteri proposti: quello della contiguità territoriale e quello della omogeneità tra aree per tasso di morosità.

I due criteri portano a risultati abbastanza diversi sia per distribuzione territoriale che per numero di POD e consumi delle diverse aree (**Figure 3 e 4**).

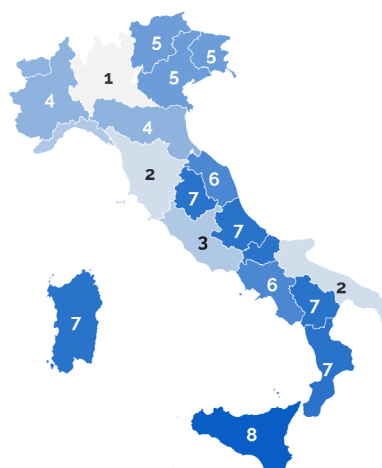
Sono, in sintesi, ancora molti i punti aperti e la prospettiva di svolgimento delle aste sembra per diversi aspetti ancora lontana.

FIGURA 3. AREE CONTIGUE*



* La zona 7 comprende solo la città di Roma
Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 4. AREE OMOGENEE



Fonte: elaborazioni REF-E

ARERA si è impegnata a rendere note le informazioni rilevanti con congruo anticipo per consentire a tutti i partecipanti di studiare per tempo il loro posizionamento, ma la data del giugno 2021 non lascia molto spazio. La situazione sarà più chiara se

e quando arriveranno le disposizioni governative, ma il disegno di queste aste rimane un elemento in grado di impattare sul disegno del mercato *retail* italiano in modo definitivo.

L'Italia si prepara a continuare il *capacity market*

L'Italia ha sottomesso alla Commissione Europea il Piano di Attuazione delle riforme previste sui mercati elettrici, per adattare il disegno al nuovo contesto di mercato e continuare il processo di integrazione nel mercato comune europeo. In attesa del completamento della riforma, proseguire il capacity market rimane necessario per assicurare l'adequatezza del sistema, incentivando nuovi investimenti in capacità per affrontare il phase-out del carbone.

L'Italia ha sottomesso alla Commissione Europea il Piano di Attuazione delle riforme previste sui mercati elettrici, per adattare il disegno al nuovo contesto di mercato e continuare il processo di integrazione nel mercato comune europeo. In attesa del completamento della riforma, proseguire il *capacity market* rimane necessario per assicurare l'adequatezza del sistema, incentivando nuovi investimenti in capacità per affrontare il *phase-out* del carbone.

RIMANE A RISCHIO L'ADEGUATEZZA NEL MEDIO PERIODO

MERCATO CORTO NELLE PRIME ASTE MADRI

Nello scorso mese di novembre, si sono svolte le prime aste madri per il *capacity market*, attraverso le quali Terna ha contrattualizzato le risorse necessarie a garantire l'adequatezza per gli anni di *delivery* 2022 e 2023 ([Newsletter 237-238](#)).

Nonostante la significativa partecipazione anche di capacità nuova (per la quale sono risultati approvvigionati circa 6 GW di progetti relativi a nuovi impianti di produzione), il mercato è risultato corto, cioè non in grado di soddisfare interamente la domanda di adeguatezza di Terna.

Le due aste, infatti, hanno chiuso entrambe al *cap* di premio definito dall'Autorità, fatta eccezione per la "capacità estera", vale a dire per gli operatori disposti a impegnarsi in un contratto puramente finanziario, assumendosi il rischio prezzo sul Mercato del Giorno Prima a fronte dell'erogazione del premio: questo è stato infatti l'unico segmento

su cui si è registrata una vera competizione, spingendo l'equilibrio a livelli molto inferiori al *cap*.

Terna ha avuto inoltre bisogno di attivare l'ultimo *round* d'asta, riservato alla capacità nuova non ancora in possesso delle autorizzazioni alla costruzione e all'esercizio dell'impianto, e che, secondo la disciplina del mercato, viene utilizzato solo nel caso in cui la capacità approvvigionata nei *round* precedenti (esistente e nuova autorizzata) non sia stata in grado di raggiungere la soglia minima di adeguatezza (rappresentata dal punto B della curva di domanda).

Dagli esiti ufficiali del *capacity market*, non emerge il grado finale di copertura della domanda, cioè se l'approvvigionamento della capacità nuova non autorizzata sia stato sufficiente a chiudere il mercato.

Non sono, infatti, disponibili informazioni sull'ammontare di capacità che è stata considerata come "passante" a prezzo zero nella curva di offerta, perché non qualificata al meccanismo o qualificata ma non offerente.

È però ragionevole ipotizzare che il mercato sia rimasto corto anche in questa fase, dove il premio è rimasto fermo al *cap* come nei *round* precedenti. È comunque possibile stimare indicativamente, a partire dai dati di capacità installata e di disponibilità, una domanda residua di adeguatezza non coperta superiore ai 3 GW nel 2022 e compresa tra 1 e 2 GW nel 2023, che necessita di essere coperta tramite procedure di gara successive.

IL PHASE-OUT DEL CARBONE RICHIEDE CAPACITÀ ADDIZIONALE

L'ulteriore bisogno di adeguatezza è comunque confermato anche dalle analisi riportate nel Report di Adeguatezza pubblicato da Terna nel 2019, nel quale si stima che il sistema elettrico italiano abbia bisogno al 2025 di circa 54 GW di capacità produttiva termoelettrica, oltre a 3 GW di *storage* addizionale, per assicurare il livello *target* di adeguatezza, fissato alle 3 ore di *Loss of Load Expectation* (LOLE).

Questo livello di capacità termoelettrica, oggi avvicinato dalla capacità attualmente installata, risulta in realtà abbastanza lontano nel 2025-2030, considerando il piano di *phase-out* del carbone previsto dal PNIEC, che potrebbe ridurre nei prossimi anni la capacità disponibile di un ammontare fino a 7 GW.

La stessa penetrazione della capacità installata da fonti rinnovabili, pur con gli ambiziosi tassi di crescita previsti dagli obiettivi nazionali, non contribuisce in modo significativo alla garanzia di adeguatezza, vista la ridotta probabilità di disponibilità di tali fonti durante il picco di domanda (nelle aste del *capacity market*, Terna ha infatti applicato fattori di *derating* pari all'82% per l'eolico e all'89% per il fotovoltaico). D'altra parte, riducendo in modo significativo lo spazio per la generazione convenzionale sui mercati, impatta negativamente sulle prospettive di marginalità e quindi sulle scelte di investimento in capacità termoelettrica.

Per questo la capacità necessaria all'adeguatezza deve essere approvvigionata tramite meccanismi di capacità, che possano creare dei segnali di lungo periodo in questo momento non forniti dai mercati *spot*: le aste svolte lo scorso anno hanno iniziato il processo, tuttavia nuove aste dal 2024 sono necessarie per poter completare il processo di dismissione del carbone, mantenendo un adeguato margine di riserva sul sistema.

INCERTEZZA SULLE AUTORIZZAZIONI

Tra i punti da non sottovalutare, rimangono anche i procedimenti autorizzativi della capacità nuova già contrattualizzati in asta: quasi 4 GW sui 6 GW complessivamente approvvigionati risultano, infatti, ancora in corso di autorizzazione, con tempi abbastanza stretti per la conclusione dell'iter.

A questo proposito, Terna ha già concesso una deroga di circa 80 giorni, per ovviare alla sospensione dei procedimenti amministrativi nel periodo di *lock-down* intercorso tra fine febbraio e metà maggio, spostando la *deadline* per presentare tutti i permessi relativi alla costruzione e all'esercizio degli impianti a settembre 2020 (per gli impianti attesi in *delivery* nel 2022) o marzo 2021 (per gli impianti attesi in *delivery* nel 2023).

Il rischio che almeno una parte di questi non sia in grado di adempiere all'impegno sembra ancora abbastanza elevato: è perciò opportuno prevedere lo svolgimento di aste di aggiustamento sui medesimi anni di *delivery* per permettere una riallocazione degli obblighi sulla base dell'avanzamento dei diversi progetti.

L'EUROPA RICHIEDE UN PIANO DI ATTUAZIONE DELLE RIFORME

LA PROCEDURA PREVISTA DAL NUOVO REGOLAMENTO EUROPEO

Per poter svolgere nuove aste del *capacity market*, è tuttavia necessario conformarsi al nuovo Regolamento Europeo del mercato interno dell'energia elettrica¹, adottato a giugno dello scorso anno, facendo comunque salvi i contratti conclusi entro dicembre 2019 sotto meccanismi precedentemente approvati dalla Commissione.

L'Italia quindi, lo scorso anno, ha sfruttato l'unica finestra disponibile per lo svolgimento delle prime aste del meccanismo sotto il precedente regolamento, applicando il disegno che era stato approvato dalla Commissione con le due decisioni del 2018 e del 2019 e adottato tramite decreto ministeriale a fine giugno.

¹ Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, sul mercato interno dell'energia elettrica.

Nuove procedure di gara, sia riferite agli stessi anni di *delivery* (ad es. aste di aggiustamento per il 2022-2023) o ad anni di *delivery* successivi (aste madri per il 2024 e oltre), necessitano di seguire l'iter procedurale definito al capo IV del nuovo regolamento.

In particolare, si prevede che gli Stati membri che hanno individuato un problema di adeguatezza pubblichino un piano di attuazione delle misure volte a eliminare tutte quelle distorsioni normative o di mercato che sono state individuate nella procedura di aiuti di Stato: tale piano deve essere inviato alla Commissione, che fornirà, entro 4 mesi, un parere, indicando se le misure previste siano ritenute sufficienti o sia necessario integrare il piano di attuazione.

Lo Stato Membro deve quindi fornire una relazione annuale in cui monitora lo stato di implementazione delle diverse misure, tramite il quale informare la Commissione, anche dopo che il problema di adeguatezza sarà stato risolto. Il meccanismo di remunerazione della capacità non può essere quindi introdotto prima della ricezione del parere della Commissione.

In secondo luogo, la valutazione dell'adeguatezza deve essere condotta non solo a livello nazionale, ma anche a livello europeo, secondo gli scenari e la metodologia definita da ENTSO-E, per poter certificare un motivo di preoccupazione relativo all'adeguatezza delle risorse.

Infine, il meccanismo precedentemente approvato deve essere conformato a quanto previsto dai principi generali dei meccanismi di capacità definiti nel Regolamento, i cui punti principali sono l'assenza di distorsioni sul mercato e la selezione delle risorse tramite un processo competitivo e non discriminatorio.

L'ITALIA AFFERMA LA BONTÀ DEL PROPRIO MECCANISMO

Nel mese di luglio, l'Italia ha iniziato questo iter, inviando il proprio Piano di Attuazione alla Commissione, che l'ha messo in consultazione, al fine di emanare un parere entro ottobre-novembre 2020.

Relativamente al rispetto dei principi generali, il Piano descrive il meccanismo già adottato in Italia, affermandone la coerenza rispetto a quanto richiesto dall'Europa. I principali punti critici sembrano essere due:

- la natura di "*reliability options*" che prevede l'applicazione di uno *strike price* ai prezzi registrati sul mercato e che quindi potrebbe essere interpretato come una distorsione dei segnali di prezzo provenienti dai mercati *spot*. La posizione espressa dal Piano di Attuazione è che, in realtà, lo *strike price* non sia direttamente un *cap* ai mercati (e quindi con effetti distorsivi), perché, essendo applicato ex post e in funzione del fattore di carico del sistema, esso permetta agli operatori di generare "normali" segnali di prezzo sui mercati, generando però un beneficio in termini di costi sul sistema grazie alle restituzioni previste
- la partecipazione di tutte le risorse, incluse quelle estere. A oggi, la partecipazione delle risorse estere, nel meccanismo italiano, è puramente ristretta a un'obbligazione finanziaria, che non necessita di risorse fisiche sottostanti. Una piena partecipazione della capacità di generazione fisica estera è possibile solo a valle di accordi stipulati tra i TSO e previsti in una fase più avanzata del mercato (la cosiddetta Fase di Piena Attuazione). Sembra perciò un punto necessario per garantire una piena apertura del meccanismo a tutte le risorse.

PREVISTA UN'AMPIA GAMMA DI MISURE CORRETTIVE AI MERCATI

Coerentemente a quanto richiesto dal Regolamento europeo, il Piano di Attuazione affronta poi tutte le misure correttive previste nel processo di riforma e destinate a risolvere i "fallimenti" del mercato elettrico, riprendendo anche diverse tematiche già toccate all'interno della consultazione sul Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico, aperta la scorsa estate ([Newsletter 235](#)).

Innanzitutto, l'eliminazione dei limiti di prezzo esistenti sui mercati *spot*, al fine di consentire l'esplicitazione dei corretti segnali di prezzo, che

si concretizzerà attraverso l'introduzione dei prezzi negativi (anche se solo sulla fase dei mercati strettamente dell'energia, cioè Mercato del Giorno Prima e Mercato Infragiornaliero), attesa entro fine 2020, e l'innalzamento del *cap* sui mercati infragiornalieri a 9.999 €/MWh, come previsto dal *target model*.

Tali misure, che possono creare un segnale interessante soprattutto per le risorse flessibili, potrebbero comunque avere un impatto limitato dal fatto che non interessano tutte le sessioni di mercato, in particolare i mercati dei servizi e bilanciamento.

Su questi ultimi, la riforma dovrebbe essere particolarmente concentrata su tre aspetti:

- l'estensione della partecipazione a diversi tipi di risorse oggi escluse, come la *demand-side response*, lo *storage*, la generazione distribuita e in generale gli impianti di generazione non programmabile, limitatamente ai servizi che possono essere forniti da ogni tipo di risorsa
- la possibilità di partecipazione in aggregato, per consentire soprattutto alle risorse distribuite di avere un ruolo rilevante nel partecipare al dispacciamento del sistema
- la definizione di nuovi servizi e remunerazioni, come ad esempio la regolazione di tensione, per valorizzare quanto richiesto per la sicurezza del sistema.

L'abilitazione della *demand-side response* e dello *storage*, in particolare, sta passando attraverso la sperimentazione dei progetti pilota come il progetto UVAM, sotto il quale sono stati già approvvigionati circa 1.3 GW di nuova capacità flessibile, principalmente lato domanda, oppure il progetto *Fast Reserve*, le cui aste si svolgeranno entro fine anno ([Newsletter 243](#)).

Altri progetti analoghi sono comunque previsti, come quello relativo all'approvvigionamento a termine di regolazione secondaria e ai servizi forniti tramite ricarica elettrica (V2G) ([Newsletter 240](#) e [244](#)). L'effettiva abilitazione della domanda non può comunque prescindere dall'eliminazione del PUN e dalla ricezione di segnali di prezzo molto più

discretizzati (a questo fine è in corso la sostituzione dei contatori con i nuovi 2G).

Nel frattempo, continuerà il processo di integrazione nel mercato comune europeo, in diverse direzioni:

- sul Mercato del Giorno Prima, si allargherà il perimetro di Paesi con cui è già attivo il *market coupling*, con l'inclusione della Grecia, entro la fine del 2020
- sul Mercato Infragiornaliero, si attuerà la partecipazione al *Single Intraday Market Coupling*, caratterizzato dalla negoziazione continua e dalla *gate closure* spostata fino a un'ora prima dal tempo reale ([Newsletter 234](#) e [242](#))
- sul Mercato dei Servizi, sarà avviata la partecipazione alle piattaforme europee per lo scambio dei servizi di bilanciamento, che comincerà entro la fine di quest'anno con la piattaforma RR (Replacement Reserve, sotto il progetto TERRE) e continuerà nei prossimi 2-3 anni con la piattaforma aFRR (*automatic Frequency Restoration Reserve*, sotto il progetto PICASSO) e mFRR (*manual Frequency Restoration Reserve*, sotto il progetto MARI).

Infine, la liberalizzazione del mercato sarà completata tramite l'eliminazione delle tariffe regolate, prevista tra il 2021 per le piccole imprese e il 2022 per i clienti domestici.

UN NUOVO CAPACITY MARKET ALL'ORIZZONTE

L'implementazione di tutte le misure descritte, secondo quanto ipotizzato dal Piano di Attuazione, contribuirà a migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento nel lungo termine.

Tuttavia, nel breve termine, i problemi di adeguatezza necessitano di essere affrontati in altro modo: anche se i prezzi dovessero cominciare a reagire al mercato corto, i segnali di scarsità sarebbero insufficienti per assicurare l'entrata sul mercato di una capacità sufficiente ad affrontare il *phase-out* della generazione a carbone e la sempre maggiore volatilità introdotta dalle rinnovabili fungerebbe da ulteriore deterrente per i nuovi investimenti.

Non solo, anche il mantenimento della capacità esistente deve essere garantito: essa infatti, al momento, riceverà una remunerazione solo per gli anni 2022-2023, al contrario della capacità nuova già approvvigionata in asta, che beneficerà di contratti di durata pari a 15 anni.

Esiste quindi la necessità di proseguire con il meccanismo di capacità oltre i due anni già negoziati con le prime aste, per fornire segnali

di lungo termine stabili e garantire la sicurezza dell'approvvigionamento sull'orizzonte che guarda al 2030. Il parere della Commissione al Piano di Attuazione, atteso nei prossimi mesi, potrà sbloccare la situazione, con la prospettiva di poter considerare l'implementazione di nuove aste verso la metà del prossimo anno (in ogni caso dopo la scadenza dei termini per l'autorizzazione degli impianti attesi per il 2023).

02



Energie

rinnovabili e clima

Biometano e biocarburanti avanzati: l'impatto COVID-19 sugli incentivi

La contrazione dei consumi di benzina e gasolio conseguente al lock-down ridurrà la quantità ritraibile di CIC da biocomubustibili avanzati del 30% per il 2020. La riduzione non dovrebbe avere conseguenze per il biometano: tutti gli impianti in esercizio rientreranno molto probabilmente in graduatoria, anche in caso di ulteriori riduzioni nel periodo autunnale. Così non sarà invece per gli altri biocomubustibili avanzati, impianti con una producibilità attesa che ha già superato la quantità ritirabile stimata.

L'OBLIGO DI IMMISSIONE IN CONSUMO DI BIOCARBURANTI

A partire dal 2006, in Italia, i venditori di benzina e gasolio hanno l'obbligo di immettere in consumo un quantitativo di biocarburanti corrispondente a una quota della quantità di carburanti fossili fornita durante l'anno ([Legge 11 marzo 2006, n.81](#)). Le quote obbligatorie attualmente in vigore sono definite dal [Decreto Interministeriale 2 marzo 2018](#) e riportate nella **Tabella 1**. Oltre all'obbligo generale d'immissione di biocarburanti, vi è poi un obbligo specifico d'immissione di biocarburanti avanzati, con una distinzione tra biometano avanzato e biocarburante avanzato, diverso dal biometano¹. Il primo deve essere immesso in rete per un equivalente minimo pari al 75% dell'obbligo sui biocarburanti avanzati, il secondo per un quantitativo pari ad almeno il 25% dello stesso obbligo.

TABELLA 1. QUOTE MINIME D'OBLIGO DI IMMISSIONE IN CONSUMO DI BIOCARBURANTI PER I FORNITORI DI BENZINA E GASOLIO

Anno di riferimento per obbligo	Quota minima di biocarburanti, inclusi quelli avanzati	Quota minima di biocarburanti avanzati
2015	5,00%	0,00%
2016	5,50%	0,00%
2017	6,50%	0,00%
2018	7,00%	0,60%
2019	8,00%	0,80%
2020	9,00%	0,90%
2021	9,00%	1,50%
2022	9,00%	1,85%

Fonte: Decreto Interministeriale 2 marzo 2018.

Dal 2008, il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) rilascia ai produttori di biocarburanti i Certificati di immissione in consumo (CIC) ([Decreto Interministeriale 29 aprile 2008, n. 110](#)). Il numero di CIC assegnati dipende dal quantitativo e dalla tipologia di biocarburante prodotto. Ogni 10 Gcal di biocarburante non avanzato venduto, il GSE assegna un CIC convenzionale (sistema single counting), mentre i CIC avanzati sono corrisposti ogni 5 Gcal di biocarburante avanzato (biometano o diverso) immesso in consumo (sistema *double counting*)².

I soggetti obbligati hanno quindi la possibilità di soddisfare l'obbligo di immissione di biocarburanti tramite l'acquisto e la successiva consegna al GSE di CIC. L'obbligo per i venditori di carburanti fossili può essere tradotto in CIC dividendo la quota minima d'obbligo di immissione in consumo per 10, per l'obbligo di biocarburante non avanzato, e per 5, per gli obblighi minimi di biometano e altri biocarburanti avanzati.

Lo scambio di CIC tra soggetti obbligati e produttori di biocarburante può avvenire tramite accordo diretto tra le parti, attraverso il GSE o mediante la piattaforma MCIC (Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo di biocarburanti), gestita dal Gestore Mercati Energetici (GME) e inaugurata lo scorso 14 maggio, sulla quale non sono però ancora state registrate transazioni. L'attribuzione di CIC rappresenta quindi un incentivo alla produzione dei biocarburanti finanziato dai soggetti obbligati visto che, tramite la vendita dei certificati,

¹ La classificazione dei biocarburanti nelle categorie riportate dipende dalle materie prime utilizzate nella produzione. Queste ultime sono riportate nella parte A dell'Allegato 1, parte 2-bis del D.L. 3 marzo 2011, n. 28.

² Il contenuto energetico dei biocarburanti è calcolato rispetto al potere calorifero inferiore (PCI).

i produttori di biocarburanti ottengono un ricavo aggiuntivo, che va a sommarsi a quello risultante dalla vendita del biocarburante prodotto.

I MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE PER LA PRODUZIONE DI BIOCARBURANTI

Il Decreto Interministeriale 2 marzo 2018 ha introdotto dei nuovi meccanismi di incentivazione per il biometano, per il biometano avanzato e per gli altri biocarburanti avanzati, che hanno integrato e modificato il sistema di incentivazione tramite *CIC* precedentemente in vigore.

Per l'incentivazione del biometano è previsto il riconoscimento di un *CIC* ogni 10 Gcal immessi in consumo con destinazione specifica nei trasporti, con la possibilità di una maggiorazione in seguito all'utilizzo di determinate materie prime nel processo di produzione del biometano³, per tutta la vita dell'impianto. Il quantitativo massimo annuale di biometano ammissibile ai meccanismi di incentivazione del GSE a 1.1 miliardi di Smc. Al raggiungimento di tale limite concorrono sia la produzione annuale di biometano convenzionale ammessa ai meccanismi d'incentivazione del GSE che quella relativa al biometano avanzato. Nel 2019 hanno tuttavia partecipato ai meccanismi del GSE soltanto gli impianti di produzione di biometano avanzato, che sono quindi gli unici a concorrere al limite generale per l'incentivazione di biometano. Tale limite è stato largamente rispettato, visto che il biometano avanzato ammesso ai meccanismi GSE nel 2019 non ha superato il 5% del limite massimo.

Il meccanismo di incentivazione del biometano avanzato prevede la possibilità, per i produttori, di fare richiesta al GSE di riconoscimento e di ritiro dei *CIC* a un valore di 375 €/CIC⁴. In aggiunta ai *CIC*, il GSE può ritirare anche il biometano avanzato immesso in rete a un prezzo pari al prezzo medio ponderato formatosi sul Mercato a Pronti del Gas Naturale (MPGAS) nel mese di cessione, decurtato del 5%.

Oltre a concorrere al limite massimo di incentivazione per il biometano, il biometano avanzato è soggetto a un limite più stringente per la partecipazione ai meccanismi del GSE: il quantitativo massimo di *CIC* ritirabili è infatti pari all'obbligo di immissione in consumo di questo biocarburante per i soggetti obbligati. L'accesso ai meccanismi di ritiro del GSE è stabilito secondo una graduatoria aggiornata periodicamente. L'ordine nella graduatoria è cronologico a partire dalla data di entrata in esercizio degli impianti di biometano avanzato qualificati dal GSE (dall'entrata in vigore del Decreto 2 marzo 2018 e fino alla fine del 2022). I *CIC* ritirati dal GSE sono allocati automaticamente ai soggetti obbligati che aderiscono al meccanismo del GSE rinunciando all'opzione di acquistare autonomamente i *CIC* sul mercato. A questi vengono fatturati i costi per i meccanismi di incentivazione in cambio del soddisfacimento automatico, a prescindere dalla quota ritirata, delle quote d'obbligo sul biometano avanzato.

Il GSE riconosce 375 €/CIC anche agli impianti che producono biocarburanti avanzati diversi dal biometano. Il quantitativo massimo dei *CIC* ritirabili secondo questo meccanismo è definito con la stessa metodologia di quello stabilito per il biometano avanzato e anche il contatore del quantitativo massimo di *CIC* relativi al biocarburante avanzato diverso dal biometano viene pubblicato dal GSE insieme alla graduatoria degli impianti che lo rispettano.

Per questi biocarburanti avanzati non è invece previsto il ritiro diretto del carburante da parte del GSE. I produttori di biocarburanti che aderiscono a questo meccanismo devono quindi impegnarsi autonomamente alla vendita del biocarburante ai soggetti obbligati aderenti al meccanismo, ad un prezzo massimo pari alla media delle quotazioni Platt's nel mese precedente, relative al prodotto in cui il biocarburante viene miscelato, decurtata del 5%.

³ Le materie prime che danno diritto ad una maggiorazione sono riportate nell'allegato 3 del Decreto MiSE 10 ottobre 2014.

⁴ Il GSE riconosce una maggiorazione sul valore dei *CIC* per i produttori di biometano avanzato che investono in impianti di distribuzione o liquefazione pertinenti all'impianto di produzione del biometano.

CAMBIA LA QUANTITÀ MASSIMA RITIRABILE

Le quantità massime di *CIC* incentivati a 375 euro dipendono dall'obbligo di immissione in consumo. La stima pubblicata dal GSE della quantità annua ritirabile è quindi calcolata sui dati di immissione in consumo di benzina e gasolio nell'anno precedente. Sulla base di questi dati, il GSE aveva stimato un ritiro di *CIC* per il 2020 pari a poco meno di 435 mila *CIC* per il biometano avanzato (equivalenti a circa 270 milioni di Smc) e quasi 143 mila *CIC* per gli altri biocarburanti avanzati.

La limitazione degli spostamenti, introdotta dal Governo italiano per contrastare il diffondersi della pandemia di COVID-19, ha tuttavia avuto un impatto rilevante sul consumo di carburanti nel settore dei trasporti.

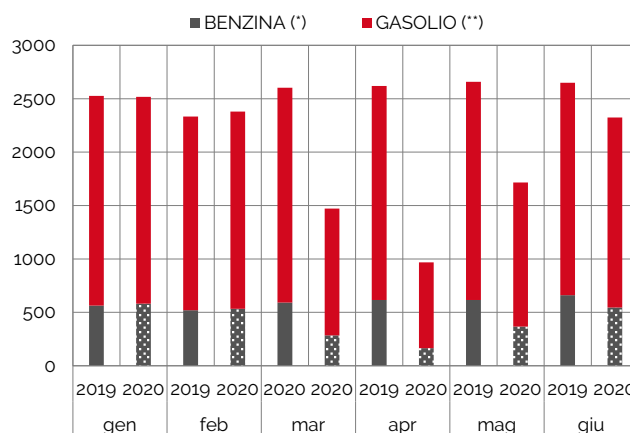
I dati mensili del MISE (Ministero dello Sviluppo Economico) mostrano un consumo di benzina e gasolio nei primi due mesi dell'anno in linea con i dati del 2019 e un netto calo a partire da marzo. I consumi di benzina e gasolio (si fa riferimento ai consumi di gasolio per i motori) di questo marzo sono infatti inferiori, rispettivamente, del 52% e del 41% rispetto a quelli di marzo 2019. Il crollo dei consumi è stato ancora più marcato ad aprile, quando l'utilizzo di benzina ha registrato una riduzione superiore al 70% rispetto all'anno precedente.

Una parziale ripresa si è invece osservata a maggio, con la rimozione delle misure restrittive che ha portato a un recupero dei consumi di gasolio e benzina di quasi l'80% rispetto ad aprile 2020, pur rimanendo inferiori del 35% rispetto a maggio 2019.

I dati di giugno confermano la ripresa, con i consumi di benzina e gasolio soltanto il 12% al di sotto di quelli di giugno 2019 e in aumento del 35% rispetto a maggio. Nel complesso, i consumi di benzina e gasolio del primo semestre dell'anno sono stati inferiori del 26% rispetto ai consumi di gennaio-giugno 2019 (**Figura 1**).

A seguito di queste riduzioni, a maggio il GSE aveva annunciato che il quantitativo massimo provvisorio

FIGURA 1. CONSUMO MENSILE DI CARBURANTI
(000/ton)



(*) Comprende il bioetanolo;

(**) Comprende il biodiesel ed è riferito al solo consumo dei motori

Fonte: elaborazioni REF-E su dati preliminari MISE

di *CIC* ritirabili nell'anno in corso sarebbe stato ridotto del 50% ([GSE, 13 maggio 2020](#)).

Vista la parziale ripresa dei consumi di carburante tra maggio e giugno, il GSE è già intervenuto per alzare la stima dei *CIC* ritirabili dal 50% al 68% di quelli inizialmente stimati ([GSE, 22 giugno 2020](#)). In effetti secondo i dati, e a meno di nuovi *lock-down* nel periodo autunnale, è difficile che le riduzioni dei consumi possano superare il 30%.

La stima più aggiornata della quantità ritirabile di *CIC* incentivati a 375 euro è quindi di poco più 295 mila per il biometano avanzato e di circa 97 mila *CIC* per gli altri biocarburanti avanzati.

Nella revisione del limite massimo di *CIC* avanzati ritirabili, il GSE si è comunque impegnato al ritiro del biometano avanzato dagli impianti che, pur non rientrando nella graduatoria provvisoria soggetta al limite attuale, rientrino nel limite provvisorio inizialmente previsto per il 2020.

Questa concessione è stata introdotta dal GSE per non ridurre gli incentivi all'entrata in esercizio di nuovi impianti di biometano avanzato, ma visto ancora il basso numero di impianti in esercizio, rispetto al limite massimo di incentivazione, non dovrebbe essere necessaria.

L'IMPATTO SULLE GRADUATORIE

GRADUATORIE PER IL BIOMETANO AVANZATO

La graduatoria provvisoria 2020 per gli impianti di produzione di biometano avanzato include al momento 8 impianti, per una capacità produttiva annua stimata pari a quasi 126 mila *CIC*, ci sarebbe spazio per circa 170 mila *CIC* prima di raggiungere la stima della quantità ritirabile per il 2020. Il ritiro dei *CIC* per gli impianti in graduatoria è quindi garantito a meno di nuove pesanti riduzioni dei consumi per il prossimo autunno.

Il [Rapporto sulle attività 2019](#) pubblicato dal GSE mostra che a fine 2019 il GSE aveva rilasciato circa 20 qualifiche per impianti di biometano avanzato. Di queste qualifiche solamente alcune corrispondevano a impianti già in esercizio alla fine del 2019. Questi impianti hanno prodotto e ricevuto incentivi per 52 milioni di Smc di biometano avanzato, corrispondenti a oltre 80 mila *CIC*. L'entrata in esercizio di tutta la capacità che ha ricevuto la qualifica (compresa quella non ancora in esercizio a fine 2019) porterebbe a un aumento di quasi il 200% della capacità installata qualificata di biometano avanzato rispetto a quella in esercizio nel 2019. Stimando, per semplicità, una produzione annua della capacità in esercizio analoga a quella del 2019, l'aumento della capacità di biometano avanzato porterebbe alla richiesta di ritiro di oltre 150 mila *CIC* all'anno. Il quantitativo di *CIC* risultante sarebbe comunque coperto dal limite massimo di *CIC* di biometano avanzato ritirabili dal GSE (**Tabella 2**). Naturalmente è molto difficile che nei prossimi mesi tutti questi impianti riescano a entrare in funzione, anche date le difficoltà autorizzative e implementative. D'altro canto, un eventuale ritorno epidemico in autunno, con nuove misure

restrittive sugli spostamenti, potrebbe comportare un ulteriore calo dei consumi di benzina e gasolio, imponendo una nuova revisione al ribasso dei limiti di ritiro del GSE, che potrebbero divenire stringenti per la graduatoria dei produttori di biometano avanzato in esercizio qualificati. Il rischio di mancato ritiro per il 2020 e il 2021 è comunque in sintesi molto basso.

GRADUATORIE PER I BIOCARBURANTI AVANZATI DIVERSI DAL BIOMETANO

Diversamente da quanto accaduto per il biometano avanzato, la riduzione del limite massimo annuo di *CIC* per la produzione di biocarburanti avanzati diversi dal biometano ritirabili dal GSE ha ristretto la graduatoria degli impianti ammessi al meccanismo di incentivazione.

Gli impianti in esercizio attualmente qualificati per il meccanismo di ritiro GSE sono 14, con una producibilità annua stimata di circa 125 mila *CIC*. La producibilità di questi impianti rientra nel limite inizialmente previsto per il 2020, ma è invece più alta del limite rivisto dopo il calo dei consumi di carburante (**Tabella 3**).

La riduzione del limite comporta quindi l'esclusione provvisoria dai meccanismi del GSE di 7 impianti, entrati tutti in esercizio prima di maggio 2019. Se i dati consuntivi sui consumi di benzina e gasolio, disponibili a partire da inizio 2021, confermeranno il calo preventivamente considerato dal GSE, questi impianti verrebbero definitivamente esclusi dai meccanismi di ritiro del GSE per il 2020, ma avranno comunque la possibilità di vedersi riconosciuti i *CIC* spettanti.

Questi *CIC* potranno essere scambiati con i soggetti obbligati non aderenti ai meccanismi del GSE,

TABELLA 2. LIMITI DI CIC PER IL BIOMETANO AVANZATO RITIRABILI NEL 2020 E PRODUCIBILITÀ ATTESA DEGLI IMPIANTI QUALIFICATI DAL GSE

Valori riferiti al 2020	Stime limite annuo pre COVID-19 (100%)	68% del limite	50% del limite	Attuale producibilità annua stimata degli impianti qualificati attivi	Potenale producibilità stimata annua degli impianti qualificati (a progetto e in esercizio) entro il 31/12/2019
CIC ritirabili nell'anno	434 247	295 288	217 124	125 904	154 822
Gcal	2 171 235	1 476 440	1 085 618	629 520	774 110
Mln Smc	267	182	134	77	95

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GSE

TABELLA 3. LIMITI DI CIC PER IL BIOCARBURANTE AVANZATO DIVERSO DA BIOMETANO RITIRABILI NEL 2020 E PRODUCIBILITA' ATTESA DEGLI IMPIANTI ATTIVI QUALIFICATI DAL GSE

Valori riferiti al 2020	Stime limite pre COVID-19 (100%)	68% del limite	50% del limite	Attuale producibilità annua stimata degli impianti qualificati attivi
CIC ritirabili nell'anno	142 856	97 142	71 428	125 460
Gcal	714 280	485 710	357 140	627 300

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GSE

anticipando però una possibile maggiore difficoltà nella vendita dei CIC a causa di un calo generale della domanda di certificati, sempre legato alla riduzione annuale di carburante consumato. Gli impianti esclusi dalla graduatoria provvisoria potranno beneficiare comunque del ritiro dei CIC ancora nella loro disponibilità se, invece, i dati definitivi disponibili all'inizio del 2021 mostreranno che con il ritiro dei CIC ammessi alla graduatoria provvisoria non viene raggiunto il limite massimo effettivo.

Per i biocarburanti avanzati, alla fine del 2019, non erano ancora state presentate richieste di qualifica per impianti in fase di sviluppo. L'impatto più rilevante di un taglio dei limiti di incentivazione

dovrebbe quindi interessare esclusivamente i ricavi sui CIC degli impianti attualmente in esercizio e non gli investimenti per lo sviluppo o la conversione di nuovi impianti per la produzione di biocarburanti avanzati diversi dal biometano.

Nonostante la potenziale riduzione dei limiti massimi di CIC annui ritirabili dal GSE rappresenti un rischio per gli impianti in esercizio di biocarburanti avanzati e per gli investimenti per lo sviluppo di nuovi impianti avanzati, bisogna considerare che la riduzione è per ora dettata da un fenomeno transitorio, che non dovrebbe quindi comportare una revisione al ribasso del limite sugli incentivi per i prossimi anni.



03

Gare

gas

Monitoraggio delle gare gas

- Chiusa la gara nell'Atem **NAPOLI 1**, le due offerte presentate sono di 2i Rete Gas e Italgas. Dopo il rinvio a maggio a causa dell'emergenza COVID-19, la gara nell'ATEM si è ufficialmente chiusa il 2 luglio. Le due offerte tecniche ed economiche saranno analizzate in una sessione dedicata. **NAPOLI 1** conta 62 Comuni, circa 35 mila PDR, una rete di 2,917 km e un RAB di 296 milioni di euro. Gelsia è il principale operatore e controlla il 52% dei PDR. Il secondo e il terzo operatore sono ACSM e 2i Rete Gas rispettivamente con il 18% e il 14% dei PDR.
- Gli ATEM **VICENZA 4** e ATEM **VARESE 2** hanno deciso di sospendere i termini dell'EOI a causa dell'emergenza COVID-19. **VICENZA 4** ha aperto l'*Expression of interest* ad Aprile 2019 e conta 22 Comuni (di cui 5 comunità montane), 65,823 PDR e una RAB totale di 43 milioni di euro (stima REF-E). L'apertura dell'EOI dell'ATEM **VARESE 2** risale a settembre 2015. Il nuovo termine per la presentazione delle domande è stato fissato per entrambi gli ambiti per il 31/03/2021.

VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

GARE ASSEGNATE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Concessionario vincente
1	TORINO 2	687/2016/R/gas	59/2016/R/gas	29/12/2015	28/06/2017	Italgas
2	VALLE D'AOSTA	906/2017/R/gas		28/03/2018	01/10/2018	Italgas
3	BELLUNO	455/2016/R/gas	26/2016/R/gas	27/12/2016	01/09/2017	Italgas

GARE CHIUSE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Concessionario vincente
1	MILANO 1	631/2015/R/gas		23/12/2015	16/01/2017	2
2	UDINE 2	399/2018/R/gas	880/2017/R/gas	04/11/2015	30/09/2019	
3	TORINO 1	30/2018/R/gas		23/05/2019	11/12/2019	
4	NAPOLI 1	231/2019/R/gas	145/2019/R/gas	21/08/2019	01/07/2020	2

MANIFESTAZIONI D'INTERESSE SCADUTE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Concessionario vincente
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
4	COMO 1	NO		08/08/2018	07/11/2019	MEDIO

MANIFESTAZIONI D'INTERESSE IN SCADENZA

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

GARE ANNULLATE O SOSPENSE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Concessionario vincente
1	LUCCA	in corso		30/12/2016	Annullata	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	Sospesa	BASSO

BANDI INVIATI ARERA MA NON APERTI

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Concessionario vincente
1	GENOVA 1	536/2019/R/gas	69/2018/R/gas	NO		BASSO
2	ROMA 1	650/2015/R/gas		NO		BASSO
3	FORLI-CESENA	517/2016/R/gas	67/2016/R/gas	NO		BASSO
4	LIVORNO	in corso	283/2018/R/gas	NO		MEDIO
5	MODENA 1	298/2019/R/gas	56/2019/R/gas	NO		MEDIO
6	GENOVA 2		536/2019/R/gas	NO		MEDIO
7	FIRENZE 1	in corso		NO		BASSO
8	LA SPEZIA	501/2019/R/gas	628/2017/R/gas	NO		BASSO
9	PRATO		406/2019/r/GAS	NO		ALTO
10	RIMINI		450/2019/R/gas	NO		BASSO
11	TRIESTE	in corso	63/2020/R/gas	NO		BASSO

Dati aggiornati al 22/07/2020



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	143 504	157 311	-8.8%
Produzione netta	130 932	139 448	-6.1%
- Termoelettrico	80 702	91 370	-11.7%
- Rinnovabili**	50 230	48 078	4.5%
Saldo estero	14 091	19 411	-27.4%

** Idroelettrico, Geotermoelettrico, Eolico e Fotovoltaico - Valori cumulati al 30/06/2020

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE

(Gmc e variazioni tendenziali)

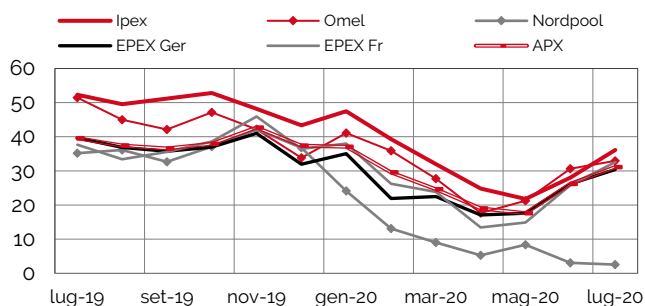
	AS 2020	AS 2019	Var. %	AT 2019	AT 2018	Var. %
Industriale	7.2	8.1	-11.2%	10.5	11.7	-10.3%
Termoelettrico	12.3	14.0	-12.1%	18.3	20.3	-10.0%
Distribuzione	18.2	19.8	-7.8%	27.8	29.9	-6.8%
Altro	0.9	1.4	-33.1%	1.8	2.0	-12.5%
Totale	38.6	43.2	-10.7%	58.5	64.0	-8.6%

Valori cumulati al 19/07/2020

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA

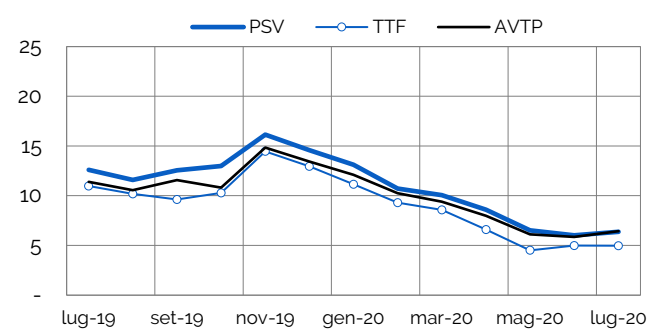
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 19/07/2020

Fonte: Borse Europee

GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA

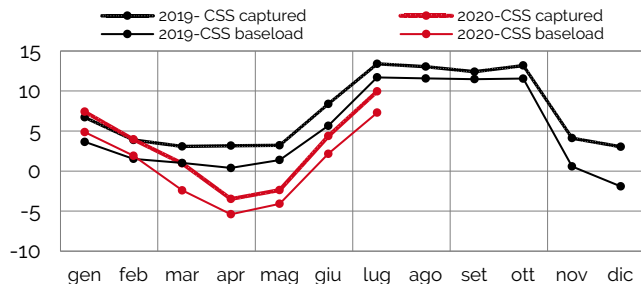


Medie mensili. Ultimo dato al 21/07/2020

Fonte: elaborazione REF-E su dati Thomson Reuters

ENERGIA ELETTRICA: CLEAN SPARK SPREAD IN ITALIA

(€/MWh)



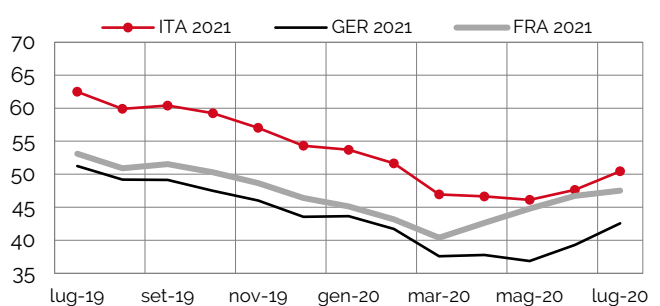
Calcolati su capture prices impianti CCGT, prezzi baseload e prezzi spot (PSV, CO2).

Medie mensili. Ultimo dato al 12/07/2020

Fonte: elaborazioni REF-E

ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI

(€/MWh)

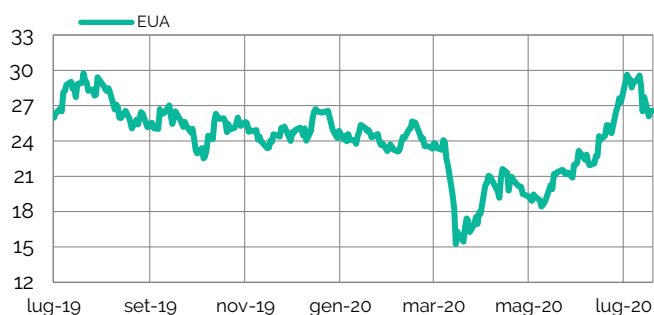


Medie mensili. Ultimo dato al 21/07/2020

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2

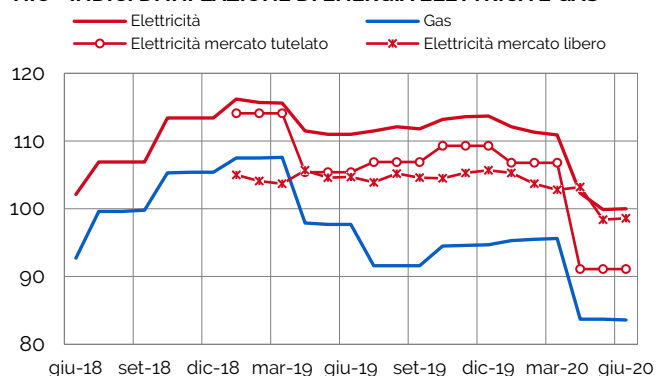
(€/tCO2 eq.)



Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 22/07/2020

Fonte: Reuters su EEX

NIC - INDICI DI INFLAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA E GAS

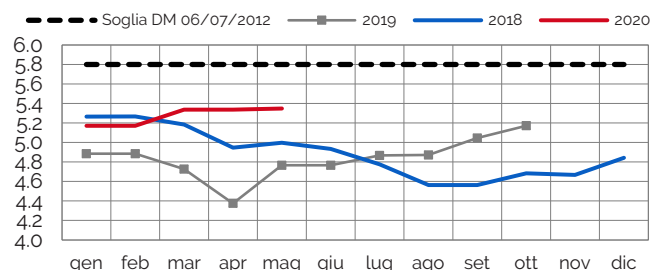


Fonte: elaborazioni REF-E su dati ISTAT

Dati settori incentivati e regolati

CONTATORE GSE RINNOVABILI

Costo cumulato annuo (miliardi di euro)

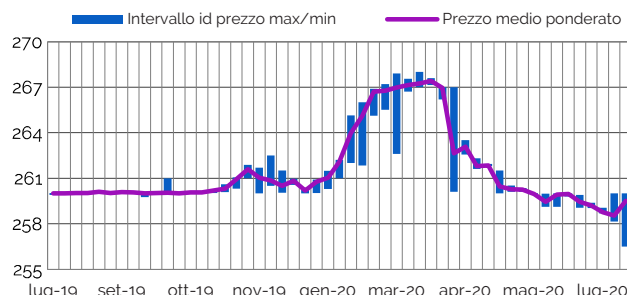


Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico fino al 2019. Aggiunta degli esiti FER1 dal 2020. Ultimo dato 31/05/2020.

Fonte: GSE

TEE: PREZZO MASSIMO E MINIMO PER SESSIONE

(€/TEE)

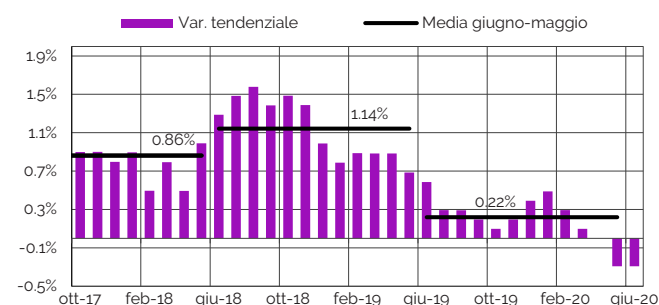


Ultimo dato 21/07/2020

Fonte: GME

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)

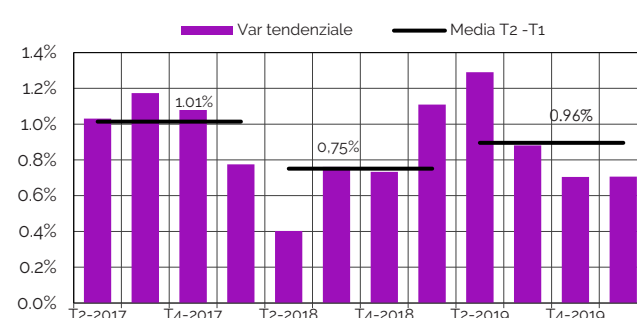


*Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati. Ultimo dato: giugno 2020

Fonte: Istat

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



*Deflatore investimenti fissi lordi

Edizione dati Istat: Giugno 2020

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

Componente	III-19	IV-19	I-20	II-20	III-20
Energia, dispac. e commerc.	8.89	9.49	8.99	5.72	6.20
Costi infrastrutture e UC	3.92	3.92	3.91	3.91	3.91
Oneri generali di sistema	4.81	4.70	4.18	4.18	4.18
Totale - tasse escluse	17.62	18.10	17.08	13.81	14.29

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA PMI (BTAs)

(€/cent/kWh)

Componente	III-19	IV-19	I-20	II-20	DL Rilancio	III-20	DL Rilancio
Energia, dispac. e commerc.	7.88	8.50	8.46	5.10	5.10	5.59	5.59
Costi infrastrutture e UC	3.34	3.34	3.33	3.33	1.76	3.33	1.76
Oneri generali di sistema	7.97	7.86	7.04	7.04	5.34	7.04	5.34
Totale - tasse escluse	19.19	19.69	18.84	15.48	12.20	15.97	12.68

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

GAS NATURALE: PREZZI IN TUTELA DOMESTICI

(€/cent/mc)

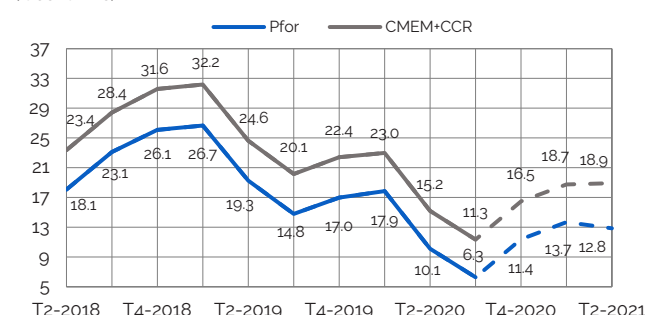
Componente	III-19	IV-19	I-20	II-20	III-20
Approvvig. e vendita	25.25	27.51	28.33	20.52	16.68
Costi di trasporto	3.92	4.59	4.99	4.33	4.33
Costi di distribuzione	10.53	9.92	9.31	9.31	9.47
Oneri generali di sistema	3.39	3.39	3.30	3.28	3.28
Totale - tasse escluse	43.1	45.4	45.9	37.4	33.8

Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

GAS NATURALE: APPROVVIGIONAMENTO IN TUTELA

(€/cent/mc)



PCS 38.52 MJ/mc, Previsioni (tratteggio) su forward al 21/07/2020

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Alba e ARERA



05

Indici

Itec e Magi

L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di luglio è pari a 33.53 €/MWh, in calo del 3.4% sul dato di giugno (34.7 €/MWh). L'andamento al ribasso dell'indice è legato alle variazioni dei prezzi delle commodities sottostanti e del tasso di cambio durante il mese di giugno.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di luglio si attesta a 45.96 €/MWh, in calo dell'1.6% sul valore consuntivo di giugno (pari a 46.72 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di luglio si attesta a 53.28 €/MWh, in calo del 5.4% rispetto al consuntivo del mese precedente (56.31 €/MWh). Tali andamenti sono legati alle variazioni del valore di mercato dei combustibili registrato negli ultimi mesi, al netto del tasso di cambio €/€ in aumento dello 3.2% durante il mese di giugno.

Il valore *forward* per il mese di agosto dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 16 luglio, è pari a 33.11 €/MWh, in calo del 1.3% rispetto al consuntivo di luglio. Il valore *forward* per il mese di agosto di **ITEC/REF-E**, aggiornato al 16 luglio, è pari a 44.39 €/MWh, in calo del 3.4% rispetto al consuntivo di luglio, mentre **ITECccgt/REF-E**, anch'esso aggiornato al 16 luglio, è in calo del 5.8% rispetto al consuntivo di luglio e si attesta a 50.20 €/MWh.

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di agosto sono calcolati da REF-E su dati di mercato al 30/6/2020 e valori giornalieri Reuters al 16/7/2020. 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.

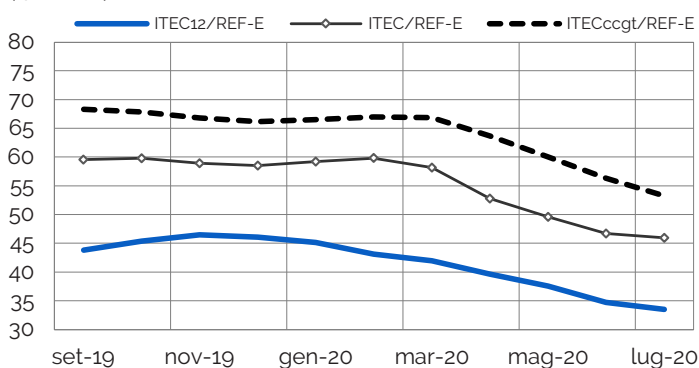
Cos'è ITEC/REF-E

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

Contattare: Valeria Ghirardi - tel. 02 4344101 - Email: itec@ref-e.com

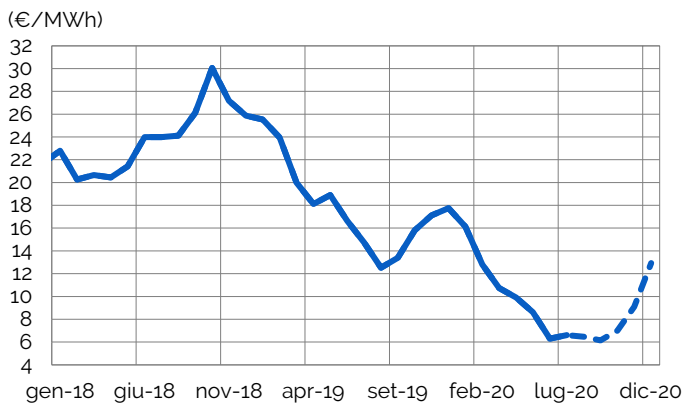
L'EVOLUZIONE MAGI

L'indice gas MAGI consuntivo per luglio 2020 è pari a 6.61 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano rispettivamente a 6.64 €/MWh e 6.55 €/MWh.

La quotazione del prodotto con consegna a luglio 2020 è aumentata del 4.9% rispetto a quella per le consegne di giugno 2020, ma risulta minore rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (14.74 €/MWh). Il volume complessivo transato è diminuito rispetto a giugno 2020 (7,086 MW contro 10,955 MW), come anche il numero di transazioni registrate (222 contro 259).

Al 16 luglio, gli scambi del prodotto con consegna ad agosto 2020, relativi a un campione di 85 operazioni e un volume totale scambiato di 2,425 MW, indicano un prezzo di 6.46 €/MWh, in calo rispetto al valore consuntivo del prodotto con consegna a luglio 2020.

EVOLUZIONE DI MAGI (storico e curva a termine indicativa)



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

Contattare: Valeria Ghirardi - tel. 02 4344101 - Email: valeria.ghirardi@ref-e.com



Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Virginia Canazza, Silvia Checchi, Giacomo Ciapponi, Paolo Ciliento, Federico Clementi, Federica Davò,
Antonio De Paola, Elena Ferri, Tommaso Franci, Ana Georgieva, Valeria Ghirardi,
Paolo Marino, Marco Pellegrino, Giorgio Perico, Ralph Sassun, Alejandro Sanchez Ben, 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

Sottoscrittori

A2A SPA, ACEGAS APS AMGA, ACEA ENERGIA SPA, AET AZIENDA ELETTRICA TICINESE, CSEA CASSA PER I SERVIZI ENERGETICI E AMBIENTALI, CVA TRADING SRL, DOLOMITI ENERGIA SPA, E.ON ITALIA SPA, EDISON SPA, ENGIE ITALIA, ENI GAS E LUCE SPA, EP PRODUZIONE SPA, ERG POWER GENERATION, HERA TRADING SRL, INNOGY ITALIA SPA, IREN SPA, REPOWER ITALIA SPA, SHELL ITALIA SPA, SORGENIA SPA, TENARIS DALMINE, TERNA SPA, TIRRENO POWER SPA

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

Ref-e srl
via Viancenzio Gioberti 5
20123 Milano
C.F./P.IVA 07642420967