

GAS NATURALE

PASSI CONCRETI VERSO LA RIFORMA DELLA COMPONENTE RE / RE_T

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [DCO 375/2019/R/com](#)
- [Delibera 107/2019/R/com](#)
- [DM 10 maggio 2018](#)
- [Delibera 172/2018/R/com](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Energy Outlook n. 12/2019](#)

Dopo una serie di misure volte a frenare l'impennata di costo della componente RE/RE_T , l'Autorità è orientata a una riforma volta a rimuovere la sua applicazione ai volumi prelevati dalla rete di trasporto da parte degli impianti di produzione di energia elettrica a gas. Misura questa a favore del prezzo all'ingrosso dell'energia, mentre l'addebito del mancato gettito viene trasferito sui clienti finali del settore elettrico. I dettagli dell'operazione e i punti aperti.

L'APPLICAZIONE DELLA COMPONENTE RE_T SULLE TARIFFE GAS

La componente tariffaria RE (RE_T per le reti di trasporto) che remunera il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale, viene applicata al volume di gas naturale prelevato dalle reti. Si tratta di un onere aggiuntivo che incide in maniera particolarmente elevata sul costo di prelievo rappresentando, perlomeno per gli utenti del trasporto, circa il 70% dei costi variabili sostenuti. Gli operatori dei cicli combinati a gas, la tecnologia marginale in Italia per la produzione elettrica, offrono l'energia prodotta dai loro impianti valorizzandola almeno ai costi variabili, e pertanto l'andamento di tali costi incide sulla formazione del PUN e dei prezzi zonali.

Attraverso il DCO 375/2019 l'ARERA è orientata ad una riforma dell'applicazione della componente per gli utenti termoelettrici che immettono energia in rete: l'obiettivo è proprio quello di ridurre l'impatto dei costi variabili gas a carico degli operatori dei cicli combinati a gas, favorendo una conseguente riduzione dei prezzi elettrici all'ingrosso.

La componente tariffaria RE/RE_T è suddivisa in alcune sottocomponenti afferenti a diversi ambiti:

1. Teleriscaldamento e Efficienza Energetica edilizia PA, fissa a 0.05 €/cent/Smc
2. Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale, fissa a 0.08 €/cent/Smc
3. TEE, CET e Biometano, variabili periodicamente sulla base dell'evoluzione dei costi cumulati dei singoli ambiti.

La maggior parte del costo della componente RE proviene da questi ultimi ambiti, ed in particolare da quello relativo ai Titoli di Efficienza Energetica (TEE). Il sistema dei TEE (o dei Certificati Bianchi) si basa su un regime obbligatorio di risparmio di energia primaria (in milioni di certificati bianchi) per i distributori di energia elettrica e gas naturale, e rappresenta una certificazione dei risparmi energetici conseguiti negli usi finali di energia attraverso interventi di efficienza energetica. Gli obblighi sono annuali, vengono ripartiti tra i due ambiti, e devono essere conseguiti entro un valore minimo di uno specifico anno con la possibilità di compensazione della quota residua nel biennio successivo. La restante parte proviene dal Conto Energia Termico (CET) che prevede l'erogazione di un contributo economico per il miglioramento dell'efficienza energetica per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili di piccole dimensioni. La somma cumulata dal 2014 al 2019 del costo dei due ambiti ammonta a più di 4.3 miliardi di euro, con la quota TEE che corrisponde a circa il 90%.

Negli ultimi anni la scarsità di offerta di TEE sul mercato, generata dallo squilibrio tra progetti di efficienza proposti e quelli approvati, aveva portato i prezzi a superare i 300 €/TEE. Questo fattore ha indotto il Ministero dello Sviluppo Economico a intervenire¹ introducendo un valore massimo di riconoscimento del contributo tariffario ai soggetti obbligati pari a 250 €/TEE, imponendo dunque un *cap* implicito ai prezzi di mercato. Delle diverse parti che compongono la RE_T , l'ARERA può intervenire per definire criteri e modalità di ripartizione tra tariffe su elettrico o gas solo su quella relativa ai TEE². Le altre voci di costo devono necessariamente rimanere contabilizzate sul prelievo di gas naturale, e pertanto la componente continuerebbe a incorporare il loro valore.

TAG

natural gas, tariff regulation

¹ DM 10 maggio 2018.

² Decreto interministeriale 11 gennaio 2017.

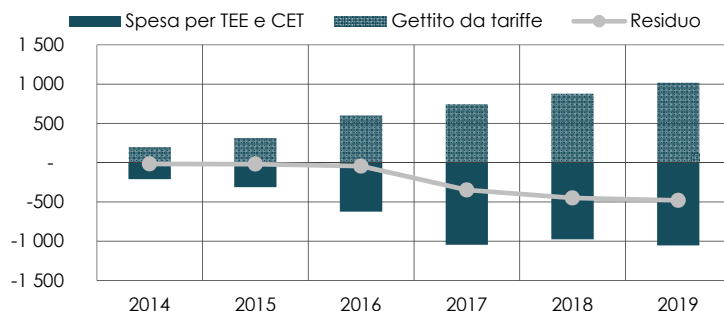
L'EVOLUZIONE DEI COSTI DELLA COMPONENTE

L'evoluzione dei costi dei TEE ha determinato (insieme alle altre voci di costo) un graduale e notevole aumento della componente RE/RE_T passata dai circa 1 €cent/Smc del 2016 ai circa 1.6 €cent/Smc nel 2019. La spesa cumulata nel corso degli anni non ripagata attraverso la tariffa ha generato un ammanco che lascia prevedere un aumento della tariffa per il futuro, con una serie di aumenti di difficile previsione da parte degli operatori. Nonostante l'intervento del MISE volto a calmierare il

prezzo dei TEE, tale situazione ha portato anche a due interventi dell'ARERA nel 2018 e nel 2019³, prima ha stabilizzato la componente per l'intero 2018 (1.33 €cent/Smc) e ha anticipato la pubblicazione degli aumenti per il 2019 (1.594 €cent/Smc), e successivamente fissando quest'ultima per i restanti mesi del 2019 e fino al Q1-2020.

La pubblicazione della parte di componente contenente il costo del meccanismo TEE avviene in forma aggregata con quelli dei CET, ed è pertanto necessario valutare il costo cumulato di questi due ambiti al fine di comprendere l'evoluzione della tariffa. I dati di spesa cumulati nel periodo 2014-2018 ammontavano a circa 3 miliardi di euro, con quella dei TEE che rappresentava più del 90% del totale (**Figura 1**). Per i prossimi anni abbiamo stimato una spesa di almeno 4.5 miliardi di euro, con una quota TEE di 3.3 miliardi di euro (70% del totale) e quella dei CET a 1.4 miliardi di euro (considerando una crescita moderata annuale della spesa del 30%).

FIGURA 1. SPESA CUMULATA, GETTITO DA TARIFFE E RESIDUO DI COSTO PER TEE E CET (miliardi di euro)



Fonte: GSE

L'INTERVENTO PREVISTO DALL'AUTORITÀ

La riforma dell'applicazione della componente RE/RE_T agli utenti termoelettrici prevede, secondo le ipotesi dettate dal DCO, di spostare la raccolta del gettito relativo alla componente TEE sull'ambito elettrico. In altri termini, l'intenzione è quella di ridurre il costo variabile pagato dagli utenti termoelettrici e quindi di abbassare il livello di prezzo a cui questi impianti offrono l'energia prodotta sul mercato, mentre la quota di spesa da recuperare verrebbe raccolta mediante applicazione sul prelievo elettrico, dunque a valle della formazione del PUN.

La riduzione della RE_T per i termoelettrici a valle della riforma potrebbe variare secondo le nostre stime tra circa 1.1 €cent/Smc e 1.4 €cent/Smc: il primo valore, allineato al valore convenzionale proposto dall'ARERA, tiene in considerazione il costo cumulato atteso per i prossimi anni dei TEE rispetto alla somma dei costi TEE e CET (e da cui risulta un rapporto costi TEE su costi totali pari al 70%); il secondo invece è calcolato sull'andamento storico cumulato dei costi (da cui emerge un rapporto del 90%).

Le componenti tariffarie coinvolte nell'operazione, che verrebbe avviata non prima di gennaio 2021, sarebbero quindi due: la RE/RE_T per il settore gas appunto che, per la specifica categoria di utenti potrebbe ridursi dell'opportuna valorizzazione della parte TEE, e la A(uc7rim) dedicata al recupero dei costi di efficienza legati al settore elettrico, che prenderebbe in carico il mancato gettito delle utenze termoelettriche.

Secondo stime ARERA, l'impatto sul valore dell'energia elettrica venduta sul mercato all'ingrosso derivante dall'applicazione dei costi relativi ai TEE nella componente RE/RE_T si aggirerebbe in un range di 205 e 280 milioni di euro, nonostante il maggior costo sostenuto dagli utenti termoelettrici per la stessa componente sia di circa 200 milioni di euro. Dunque, qualora l'ipotesi ARERA fosse confermata, lo spostamento dell'applicazione della porzione di componente "a valle" della produzione elettrica consentirebbe un risparmio ingente all'intero sistema. Certamente, un beneficio da considerare a seguito all'abbassamento del costo variabile degli utenti termoelettrici a gas è relativo alla maggiore competizione dei cicli combinati rispetto agli impianti a carbone che, in fase di obiettivi di *phase-out* da raggiungere entro il 2025⁴, spingerebbero a una maggiore incentivazione economica alla produzione a gas e, *ceteris paribus*, a una maggiore competitività dei cicli combinati e a un conseguente aumento del *load factor*.

³ Delibere 172/2018 e 107/2019.

⁴ Obiettivi dettati dal Piano Nazionale Energia e Clima.

Nel dettaglio dell'operazione di riduzione della componente RE/RE_T , l'ARERA distingue tre tipologie di impianti a cui sarebbe offerta tale possibilità:

- Impianti termoelettrici di grandi dimensioni che immettono la totalità dell'energia elettrica prodotta in rete (clienti diretti della rete di trasporto a cui è applicata la componente RE_T)
- Impianti termoelettrici o cogenerativi di piccolo-media dimensione con parziale autoconsumo e restante parte immessa in rete
- Impianti termoelettrici legati a siti industriali per prevalente autoconsumo.

Poiché l'obiettivo dell'ARERA è quello di ridurre l'impatto della componente RE/RE_T sul prezzo dell'energia elettrica, va da sé che gli impianti che generano energia elettrica in autoconsumo non provocano alcun impatto sugli esiti di mercato. Questa tipologia di impianti, perlomeno per la parte di volume autoconsumata, non vedrebbe alcuna modifica dell'applicazione tariffaria e si vedrebbero continuata ad applicare la componente tariffaria. Diverso è il caso degli impianti di maggiori dimensioni con totale immissione in rete, e per i quali vi sarebbe invece il beneficio totale della cancellazione della parte dei TEE dalla componente.

Questa situazione, sebbene appaia logica relativamente agli impatti sul PUN, genererebbe probabilmente una disparità oggettiva sul mercato:

- da un lato, la produzione termoelettrica a gas risulterebbe economicamente più vantaggiosa (rispetto al caso che comprende la componente RE/RE_T e tale da generare una riduzione del prezzo elettrico qualora gli operatori riducano le proprie offerte sul mercato proporzionalmente alla riduzione della componente
- dall'altro lato tuttavia, gli impianti che operano prevalentemente in autoconsumo e che continuerebbero a pagare la RE/RE_T sosterebbero un costo di produzione elettrica maggiore rispetto a quello espresso dal mercato⁵, e pertanto sarebbero maggiormente incentivati ad acquistare da esso piuttosto che procedere all'autoconsumo (generando di conseguenza, seppur moderatamente, maggiore domanda elettrica, elemento a favore di un aumento del PUN).

Il DCO si esprime anche sulla gestione dell'esazione della componente, proponendo due modalità: la prima mista ex-ante/ex-post, dove l'esenzione della componente avverrebbe per i soli termoelettrici con l'intera produzione immessa in rete, mentre con gli altri utenti si agirebbe tramite un sistema di restituzioni successivo al regolare pagamento (valutato sulla base delle immissioni in rete); la seconda completamente ex-post, dove il sistema di restituzioni sarebbe applicato in forma omogenea a tutti gli utenti. Nei casi del sistema ex-post, il GSE è stato individuato come il possibile soggetto compensatore tra il *mix* di contributi e restituzioni verso gli utenti termoelettrici, e il fondo gas gestito dal CSEA che si occupa di raccogliere la somma dei gettiti delle componenti.

La proposta della modalità ex-post tuttavia mostra alcune lacune sul piano operativo: il DCO non fornisce infatti riferimenti alle tempistiche di rimborso delle partite economiche agli utenti che ne avrebbero diritto, lasciando al GSE, pur senza riferimenti diretti, libertà nella sua definizione. All'allungarsi delle tempistiche di rimborso infatti, gli utenti con diritto a riceverlo sosterebbero una disparità di flussi di cassa rispetto al momento del pagamento della componente RE/RE_T , con incentivo degli operatori termoelettrici ad incrementare le entrate attraverso una maggiorazione del prezzo di offerta sul mercato elettrico (l'incasso delle fatture GME avviene a distanza di una settimana da quella della vendita dell'energia). La componente variabile di trasporto gas e gli oneri aggiuntivi hanno come termine di pagamento i primi giorni del secondo mese successivo a quello di prelievo del gas: una adeguata tempistica di restituzione della RE/RE_T non dovrebbe dunque allungarsi oltre tale scadenza onde evitare comportamenti degli operatori a difesa dei *cash flow* ma peggiorativi per il prezzo elettrico.

⁵ La quantificazione di tale maggiorazione dipende dalla tipologia di impianto e deve tenere in considerazione il differenziale di costo variabile e l'efficienza dell'impianto stesso.