



## PRINCIPALI OSSERVAZIONI ALLA DELIBERAZIONE 132/2024/R/eel

### **PREMESSA**

La Delibera ARERA 132/2024/R/eel dà attuazione all'articolo 3-ter del decreto-legge 29 maggio 2023, n. 57, definendo la remunerazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di produzione alimentati da biogas e biomasse solide che beneficino di incentivi in scadenza entro il 31 dicembre 2027 ovvero che, entro il medesimo termine, rinuncino agli incentivi. In tale ambito peraltro la stessa Delibera precisa che il provvedimento è finalizzato a determinare la copertura dei costi di esercizio sostenuti anche dai produttori che hanno già terminato il periodo di incentivazione e che alla data di entrata in vigore della legge siano in esercizio.

A seguito della pubblicazione sul sito ARERA il testo è stato oggetto di attenta valutazione da parte degli operatori del settore che, per una serie di motivi, non saranno in grado di riconvertire i propri impianti a biometano e dovranno, quindi, proseguire la loro attività in assetto elettrico cogenerativo.

In linea generale si accoglie positivamente il lavoro svolto da RSE e da ARERA che ha portato per la prima volta il sistema del biogas a disporre di un primo tentativo di modellizzazione dei costi di esercizio.

Il modello proposto è sostanzialmente corretto e ben impostato e costituisce un'ottima base per il futuro del comparto. Contiene, però, alcune assunzioni ed indicazioni che dovrebbero, a nostro giudizio, essere rimodulate o riviste per conseguire una maggiore rispondenza con l'assetto generale dei costi di esercizio da biogas elettrico.

In linea di principio si evidenzia come la natura del PMG che prevede alla sola remunerazione dei costi non considerando alcun utile di impresa richieda una attenta analisi dei costi stessi, per evitare il rischio di fuoriuscita dalla produzione di un consistente numero di impianti.

Coerentemente con il quadro normativo la delibera stabilisce le modalità di definizione della decorrenza iniziale della convenzione, ma nulla dice della durata. Pur comprendendo i vincoli normativi e la natura dello strumento, si evidenzia a livello generale che questo aspetto costituirà un limite ai fini della bancabilità degli interventi di efficientamento sugli impianti, fra i quali quelli finanziati dal bando Pratiche Ecologiche del PNRR.

Rispetto alla formulazione della Delibera emergono osservazioni a valere sui seguenti profili:

- **Profilo tecnico:** formule, coefficienti, assunzioni generali per il calcolo
- **Profilo generale ed amministrativo:** modalità di attuazione della misura, principi generali



Nel seguente testo si esporranno i principali rilievi, che nascono, come detto, dalle esigenze e dall'esperienza maturata dagli operatori del settore, in riferimento ai quali il sistema dispone di dettagliate informazioni di carattere tecnico, gestionale ed economico.

## OSSERVAZIONI DI CARATTERE TECNICO

### Costo combustibile

Per quanto riguarda il prezzo del mais si evidenzia la necessità di **fare riferimento alla quotazione dell'anno precedente rispetto all'anno di produzione dell'energia elettrica**, in quanto l'acquisizione della biomassa e la sua messa in trincea per la sua conservazione avviene nei mesi di agosto e settembre e in parte in ottobre per il secondo raccolto, per poi essere usata nei mesi successivi. Nell'anno di produzione dell'energia elettrica pertanto si usa la biomassa acquisita l'anno precedente; la produzione della biomassa è antecedente di oltre sei mesi se non oltre rispetto alla produzione di energia elettrica.

Inoltre, è da considerare che la pubblicazione delle quotazioni non ricorre tutti i mesi dell'anno o secondo una regola prestabilita. Il ricorso alla quotazione del mais dell'anno precedente consente quindi di assegnare alla voce Pcomb un valore non più assoggettabile a revisione consentendo quindi un consolidamento della previsione di ricavo in corso d'anno.

Le medesime considerazioni valgono in riferimento al costo del trasporto di modo che il valore del PMG di un anno sarebbe determinabile con certezza in riferimento ai dati di costo dell'anno precedente che rappresentano i costi per l'alimentazione dell'anno di produzione.

Infine, per quanto concerne il costo del trasporto e potrebbe essere considerata una differenziazione geografica che tenga conto dell'orografia del territorio in cui è situato l'impianto (ad esempio il costo è maggiore per impianti in zone montane).

### Costi di manutenzione

#### Errore materiale

Articolo 2, comma 2.2, punto 2), lettera e), secondo punto, il parametro b O&M è palesemente errato se confrontato con il parametro che deriverebbe dallo studio RSE da cui è stato ricavato. Il valore corretto di tale parametro risulta essere di 197.000 euro/MW anno. Si richiede che già in sede di prima applicazione della delibera sia utilizzato il valore corretto.

#### Costi di manutenzione straordinaria

A prescindere dal refuso sul coefficiente angolare della funzione di regressione, si evidenzia che i valori proposti per O&M sono significativamente sottostimati. Negli ultimi anni i costi di gestione sono fortemente aumentati ed inoltre le aziende debbono sostenere spese per attività in passato non previste (amministrazione, certificazione, corsi, qualifiche, analisi, gestione sistemi abbattimento emissioni, ecc). Alcune spese sono aumentate in modo decisamente maggiore rispetto all'inflazione per effetto di dinamiche più complesse (es. assicurazioni, energia, ecc).

Appare, inoltre, che la metodologia di calcolo dei costi di manutenzione non tenga conto dei costi di manutenzione straordinaria una-tantum per il mantenimento in esercizio efficiente dell'impianto.

Come già rappresentato nelle fasi di contribuzione preliminarmente all'elaborazione del testo della delibera, la natura del provvedimento è quella di consentire il mantenimento in funzione di impianti che o hanno terminato la vita utile o la stanno per terminare. Perché sia garantito il mantenimento in esercizio di detti impianti è essenziale che questi possano affrontare degli interventi di manutenzione straordinaria e indispensabili al mantenimento in esercizio efficiente degli impianti: senza tali interventi la misura in questione potrebbe non avere effetti o avere effetti molto ridotti in quanto gli impianti non potrebbero proseguire il loro esercizio.

Si richiama dunque il fatto che i parametri che incidono sui costi di manutenzione straordinaria sono una una-tantum e sono correlati ai costi sostenuti a fine vita del regime di incentivazione al fine del mantenimento in esercizio efficiente dell'impianto e racchiudono gli interventi di sostituzione dei principali elementi di impianto quali: *i teli dei digestori, manutenzione pompe e componentistica varia, riqualificazione sistema di generazione elettrica.*

I costi degli interventi di manutenzione devono contemplare un rifacimento della sezione di generazione e una riqualificazione strutturale della parte di digestione anaerobica che secondo dati raccolti presso produttori e costruttori portano ai seguenti valori medi per la taglia di 999 kW:

- sezione di generazione – 700.000 euro;
- sezione di digestione anaerobica – 300.000 euro (l'adeguamento della sezione di digestione anaerobica per far fronte alla condizione di uso di almeno il 40% in peso di effluenti zootecnici, richiederebbe l'aggiunta, in media di 1,5 vasche di digestione (rispetto alle 3 / 4 mediamente esistenti) con la necessità di copertura delle vasche di digestato per conseguire il rispetto delle condizioni di sostenibilità.

I costi di manutenzione straordinaria per la taglia di 999 kW si attestano ad un valore pari a circa 1.000.000 di euro. Per la taglia di 500 kW si può assumere una riduzione proporzionale alla potenza portando il valore del costo di manutenzione a 500.000 euro. La manutenzione straordinaria è un passaggio non rinunciabile al fine di poter proseguire la produzione in piena efficienza. I predetti parametri non saranno oggetto di aggiornamento annuale ed entrano quindi come dato iniziale per il calcolo dei costi di produzione supponendo che vengano ripianati su un periodo di 15 anni.

Dato atto della natura del PMG a copertura dei soli costi di esercizio, i maggiori oneri manutentivi devono, in ogni caso, essere considerati. La differenza dai circa 31 €/MWh proposti (per 1 MW) ed i circa 60 €/MWh effettivamente necessari per la stessa taglia pone il sistema in totale squilibrio mettendone a rischio la reale applicabilità, anche in considerazione dell'approccio utilizzato a break even che non considera, per metodologia, una corretta minima remunerazione dell'imprenditore.

$$\frac{a_{O\&M} + b_{O\&M} \cdot P}{8.000 \cdot P}$$

Si evidenzia inoltre che la formula che stima i costi annui totali O&M in valore assoluto, dividendoli poi per l'energia lorda erogata, ma andando effettivamente a remunerare i costi sull'energia netta immessa, genera una distorsione.

Questa relativa alle manutenzioni è la incongruenza principale del modello nella rappresentazione dei reali costi di esercizio. È, quindi, necessario rivedere sia il termine noto che il coefficiente angolare:

	ARERA	Proposta
Termine noto	56.162	37.000
Coefficiente angolare	197.000	435.000

I valori osservati nella media degli impianti in termini di costi annui variano, infatti, fra circa 60.000 €/anno per i 100 kWe fino a 350.000-400.000 €/anno per i 999 kWe al netto dei citati interventi di manutenzione straordinaria.

## Calcolo dei ricavi

### Ricavo connesso all'utilizzo del calore

Si comprende l'approccio concettuale adottato per la decurtazione del calore finalizzato ad evitare la doppia remunerazione, perfettamente lineare da un punto di vista tecnico, ma occorre valutare che tale approccio potrebbe risultare penalizzante proprio per le aziende più virtuose che hanno investito per la valorizzazione del calore. Inoltre, in moltissimi casi proprio il calore è stato utilizzato per compensazioni ambientali con il territorio: diversi sono gli esempi di calore ceduto a Enti Pubblici o vicini a valori bassissimi o nulli.

Per quanto concerne la componente associata ai ricavi derivanti dalla vendita del calore prodotto, nel caso di impianti cogenerativi, si sottolinea la necessità che siano meglio specificati i termini di applicazione:

- il richiamo ad impianti cogenerativi dovrebbe fare riferimento unicamente all'utilizzo del calore in forma utile per lo svolgimento di attività che non sono in alcun modo riconducibili o in alcun modo connesse al funzionamento degli impianti di produzione di biogas. Nei documenti di chiarimento del GSE sulle modalità di applicazione delle disposizioni di cui al decreto ministeriale 5 settembre 2011 emerge chiaramente che ogni consumo connesso alla produzione sia da ricondurre ad un servizio ausiliario che non costituisce forma utile di utilizzo dell'energia. Il GSE chiarisce infatti che "al par. 2.3 delle Linee Guida è riportato che non costituisce calore utile quello utilizzato per i consumi interni dell'impianto quale il calore contenuto nelle correnti inviate al degasatore, gli spurghi di caldaia, il calore utilizzato per la preparazione della carica di combustibile e comunque tutto il calore finalizzato alla produzione di energia dell'impianto di cogenerazione. Sono, ad esempio, consumi interni dell'unità: il calore

inviato al degasatore (sia sotto forma di flussi diretti di vapore, sia mediante preriscaldi di acqua di alimento allo stesso), il calore impiegato per il trattamento dell'aria comburente, il calore impiegato per la produzione e il trattamento del combustibile. L'Operatore deve escludere dal computo dell'energia termica utile cogenerata tali

- quantità di calore, anche nel caso in cui queste vengano fornite da altri dispositivi presenti in centrale termica.”. Pertanto, ogni utilizzo del calore generato per scopi aziendali (funzionamento dell'azienda) non deve essere considerato come forma utile qualora le attività aziendali che utilizzino il calore interagiscano con i flussi di biomassa/vettori energetici in ingresso o in uscita dall'impianto;
- in collegamento a quanto detto al punto precedente, la formula richiama il rendimento di una rete di distribuzione del calore, il che riconduce al concetto di utenti terzi dal produttore che utilizzino il calore prodotto. La componente di ricavo del calore dovrà pertanto casomai essere considerata solo qualora la produzione del calore sia distribuita a soggetti terzi diversi dal produttore.

Fermo restando quanto sopra indicato, si ritiene che il provvedimento debba andare nella direzione di garantire il funzionamento degli impianti secondo un assetto efficiente; da questo punto di vista, l'utilizzo del calore rappresenta un elemento di efficienza dell'intero processo.

Si richiede, pertanto, di non applicare la riduzione per il calore o, in subordine, di adottare un coefficiente riduttivo convenzionale da 1 a 1,5 euro/anno/MWh per tenere conto dell'utilizzo del calore: in caso di mancato utilizzo effettivo del calore tale coefficiente inciderà negativamente sul costo riconosciuto, mentre nel caso di utilizzo effettivo del calore il produttore potrà godere di un regime migliorativo tanto più quanto il calore sarà usato in forma efficiente per il proprio processo aziendale o per altri usi.

### **Individuazione della produzione netta**

Dal momento in cui il prezzo minimo garantito non è un regime incentivante si ritiene che la base di applicazione dello stesso sia da riferirsi all'intera produzione dell'impianto. Al limite, qualora ci si voglia riferire alla produzione netta, dovrà essere presa in considerazione l'effettiva produzione che rileva ai fini del mercato ottenuta dalla produzione lorda una volta decurtati gli effettivi consumi dei servizi ausiliari.

Nel regime di cessione totale alla rete, la produzione netta è pertanto pari all'energia effettivamente immessa in rete.

Le modalità di calcolo della produzione netta secondo le disposizioni di cui alla deliberazione 47/2013/R/efr dovrebbero trovare applicazione solo per i casi diversi dal regime di cessione totale e qualora non siano disponibili le misure dei servizi ausiliari di centrale.

## **OSSERVAZIONI DI CARATTERE GENERALE**

### **Sostenibilità**

Si rappresenta la necessità che siano rese note le modalità di riconoscimento della sostenibilità della produzione anche in riferimento ai periodi trascorsi. In linea generale le



predette condizioni dovranno essere il più semplici possibili e non penalizzanti rispetto all'assetto di funzionamento degli impianti in regime di produzione elettrica assunto dalla delibera. In particolare, in relazione alla possibilità per i produttori di esercitare, entro il 30 giugno 2024, la richiesta di applicazione dei prezzi minimi garantiti con effetti dal 28 luglio 2023, occorre prevedere per gli impianti a biogas di potenza oltre i 2MWt, una procedura semplificata per la verifica di conformità ai requisiti dell'articolo 3-ter del decreto-legge 57/23 laddove non fosse possibile una deroga. Tale procedura potrebbe essere definita dal GSE ed inserita all'interno della convenzione; ciò in attesa della piena attuazione dell'articolo 42 del dlgs. 199/21. Ciò al fine di non precludere l'accesso ai PMG per la produzione già realizzata.

A differenza delle biomasse legnose, per il biogas non viene considerata una voce di costo per la tracciabilità/sostenibilità. Voce non irrilevante che entra a far parte della voce PMGO&M. Si auspica, quindi, un forte snellimento dei carichi burocratici per gli impianti al fine di non aumentare ancora il costo di generazione dell'energia elettrica. In caso contrario i costi relativi dovranno essere considerati.

### **Contributo residuo unitario di sbilanciamento**

A prescindere da considerazioni generali sull'applicazione del contributo residuo unitario di sbilanciamento a fonti che per loro natura hanno una produzione continua nell'anno e che anzi potrebbero contribuire al bilanciamento della rete nazionale ove fossero chiamate a farlo, si osserva che tale contributo può essere in prospettiva una voce non irrilevante di costo, che non è stata considerata nel computo dei costi di esercizio.

### **Fiscalità**

L'attuale sistema di incentivazione degli impianti biogas prevede una tariffa onnicomprensiva che riassume in sé la componente incentivante e quella corrispettiva; ai fini della fiscalità agricola solo quest'ultima viene sottoposta ad imposizione. Su questi presupposti, ritenendo che la fiscalità sui ricavi dei produttori rappresenti un elemento di rilevante impatto sull'applicazione dei PMG, è opportuno che sia reso chiaro come l'istituto dei PMG contenga in sé una componente remunerativa di carattere contributivo alla copertura dei costi non coperti mediamente dal mercato.

### **Potenza nominale degli impianti**

Si rappresenta che il valore di potenza nominale degli impianti di produzione coinvolti dal processo di applicazione della delibera è spesso riferita al gruppo motore alternatore ed è diversa dal semplice valore di targa degli alternatori. Detto valori di potenza nominale è registrato sul portale Gaudi ed è alla base dei contratti di connessione. Onde evitare eccessivi appesantimenti burocratici connessi all'aggiornamento dell'anagrafica di Gaudi e delle connessioni si propone che sia assunta la medesima potenza nominale degli impianti attualmente presente in Gaudi.