

Oggetto Rapporto costo di generazione elettrica da biogas

Contratto delibera ARERA 129/2023

La parziale riproduzione di questo documento è permessa solo con l'autorizzazione scritta di RSE.

N. pagine 12 **N. pagine fuori testo** /

Data 15/07/2024

Indice

1	SOMMARIO	3
2	PREMESSA	3
3	COSTI VARIABILI	3
3.1	Costo di alimentazione del biodigestore.....	3
3.2	Costo di gestione del digestato.....	6
4	COSTI FISSI	7
4.1	Costi O&M.....	7
4.2	Costi del personale	8
5	RICAVI DALLA PRODUZIONE DI CALORE	8
6	CONCLUSIONI	11
	BIBLIOGRAFIA	12

STORIA DELLE REVISIONI

Numero revisione	Data	Protocollo	Lista delle modifiche e/o dei paragrafi modificati
0	15/07/2024	24007688	Prima emissione

1 SOMMARIO

Il documento contiene i risultati di un'analisi dei costi di esercizio sostenuti dalla generazione elettrica in impianti alimentati da biogas.

2 PREMESSA

ARERA ha incaricato RSE di eseguire uno studio in merito ai costi di produzione dell'energia elettrica generata da biogas. I costi oggetto di interesse ai fini dello studio sono i costi associati alla materia prima, come pure i costi fissi e variabili di esercizio. Si ritiene opportuno evidenziare come alcuni costi siano influenzati dalla taglia e in funzione della possibilità o meno di produzione combinata energia elettrica-calore. Lo scopo del presente documento è quello di fornire un metodo di valutazione del costo di produzione dell'energia elettrica con aggiornamento periodico dello stesso. I valori numerici presentati hanno solo valore esemplificativo. Il metodo di valutazione proposto verrà considerato da ARERA per la definizione dei prezzi minimi garantiti, ai sensi dell'articolo 3-ter del decreto legge 57/23.

3 COSTI VARIABILI

Tale valore è rappresentativo di tutti i costi di approvvigionamento e gestione della biomassa di alimentazione del biodigestore (ivi compresi il costo della materia prima, delle lavorazioni e della logistica ad esse collegate), i costi di gestione e smaltimento del digestato.

3.1 Costo di alimentazione del biodigestore

Nella generazione elettrica l'uso del biogas è in larga parte associabile ad attività agricole che alimentano i biodigestori con apposite colture, sottoprodotti di lavorazione dell'industria agroalimentare, letami e liquami zootecnici. La matrice che alimenta i biodigestori può variare sensibilmente secondo la stagionalità e la disponibilità di scarti o colture dedicate in sito. Al fine del presente studio, si è ritenuto opportuno considerare in modo unificato tutta la generazione energetica da biogas agricolo come derivante dallo sfruttamento di una matrice, statisticamente rappresentativa, tipica dell'alimentazione dei biodigestori.

A tal proposito, si assume una percentuale del 40% di effluenti zootecnici, percentuale che garantisce il conseguimento delle condizioni di sostenibilità descritte dall'articolo 29 della direttiva europea RED II (2018/2001) [1], tenuto conto delle successive modifiche ed integrazioni apportate dalla direttiva RED III (2023/2413)(DIRETTIVA (UE) 2023/2413 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 18 ottobre 2023 che modifica la direttiva (UE) 2018/2001, il regolamento (UE) 2018/1999 e la direttiva n. 98/70/CE per quanto riguarda la promozione dell'energia da fonti rinnovabili e che abroga la direttiva (UE) 2015/652 del Consiglio, s.d.). Per questa quota di effluenti zootecnici si prendono a riferimento i liquami bovini.

Il 60% dell'alimentazione è invece tipicamente costituito da colture e sottoprodotti di varie lavorazioni, le quali tendono ad assumere prezzi allineati in proporzione alla loro resa energetica; in ragione della sua rilevanza nell'uso, si ritiene pertanto di poter assumere l'insilato di mais come secondo componente della matrice tipica adottata.

Al fine di individuare il costo sostenuto da un produttore per ottenere l'insilato di mais, occorre partire dal trinciato di mais. Il prezzo del trinciato di mais è quotato sulle piazze di contrattazione i cui dati sono pubblicati dalle camere di commercio. Viene assunto come riferimento il listino dei prezzi all'ingrosso pubblicato settimanalmente dalla Camera di commercio di Mantova [2] e Bologna [3] che, nel periodo estivo e fino a settembre/ottobre, quota prima il primo raccolto e successivamente il secondo. Ai fini del presente calcolo, e di futuri aggiornamenti, si considera la media di tutti i listini che quotano il trinciato di mais nell'anno precedente. A titolo esemplificativo la Tabella 1 riporta l'elaborazione dei dati 2023.

Tabella 1: Elaborazione dei listini settimanali dei prezzi all'ingrosso pubblicati nel 2023 quotanti il trinciato di mais

Listino dei prezzi all'ingrosso CCIAA Mantova [2]			Listino dei prezzi all'ingrosso CCIAA Bologna [3]
	1° raccolto	2° raccolto	
22-giu			50,00 €/t
29-giu			50,00 €/t
06-lug			50,00 €/t
13-lug			50,00 €/t
20-lug	50,00 €/t		50,00 €/t
27-lug	50,00 €/t		47,50 €/t
03-ago	50,00 €/t		47,50 €/t
10-ago	50,00 €/t		
17-ago	50,00 €/t		
24-ago	50,00 €/t		47.50 €/t
31-ago	50,00 €/t		47.50 €/t
07-set			47.50 €/t
14-set		45,00 €/t	42.50 €/t
21-set		45,00 €/t	42.50 €/t
28-set		40,00 €/t	42.50 €/t
05-ott		40,00 €/t	
12-ott		40,00 €/t	
	46,67 €/t		47,31€/t
	47,00€/t		

Le piazze di Mantova e Bologna sono state identificate per la rilevanza nel commercio del trinciato di mais.

Tuttavia, i prezzi pubblicati sui listini sono relativi alla "pianta in piedi": per ottenere un prezzo rappresentativo dell'insilato vanno pertanto aggiunti i costi di trinciatura, raccolta e insilamento, che sono a carico dell'acquirente. Tali costi sono quantificati, dai tariffari delle aziende contoterziste [4], in 750 €/ha per il "cantiere completo" (trinciatura, con finezza adeguata all'uso, e movimentazione in sito); tenendo conto di una resa di 50 t/ha, risulta un costo di lavorazione (c_{lav}) di 15 €/t, che comprende anche la perdita di massa che si verifica durante questi processi. Dall'analisi degli elementi raccolti presso i produttori di energia elettrica da biogas, è emerso che il costo di approvvigionamento dei liquami bovini si può considerare agganciato al prezzo del trinciato di mais: più in dettaglio si ritiene ragionevole ipotizzare che sia pari al 10% del prezzo del trinciato di mais. Al fine del calcolo esemplificativo basato sui valori 2023 si considerano pertanto 4,70 €/t.

Si considera inoltre che la metà dell'alimentazione del biodigestore provenga da autoproduzione. Il costo di tale materia prima viene comunque assunto pari al prezzo di mercato precedentemente illustrato in virtù del principio economico del "costo opportunità". Infatti, a tale materia prima si associa un costo derivante dal

fatto che l'impiego nel biodigestore rappresenta un mancato sfruttamento dell'opportunità di monetizzazione sul mercato. Tuttavia, non viene considerato su questa quota il prezzo del trasporto, essendo la movimentazione in sito già conteggiata nel costo di lavorazione e nel costo del personale secondo la fase del processo produttivo.

I costi legati al trasporto della materia prima, valutati in €/t, sono stati calcolati in base alle seguenti ipotesi relative alle distanze da e per lo stabilimento con ritorno a vuoto. Tali valori comprendono sia il costo legato al combustibile che il costo del personale. Il costo legato al trasporto del combustibile viene considerato facendo l'ipotesi che un autotreno che, trasportando 20 tonnellate di materia prima, percorra una distanza di 50 km fra andata e ritorno, con un consumo di 3 km/l [5]. Il costo del personale viene valutato considerando un impiego di durata pari a 2,5 ore con un costo di 50 €/h secondo le tariffe del Confartigianato; si ritiene opportuno che il costo del personale venga aggiornato al valore più recente disponibile. Il costo del combustibile (gasolio) viene pubblicato dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica [6] ed è aggiornato mensilmente. Il costo del gasolio è calcolato al netto dell'IVA e inclusivo di accise, per le quali si applica una scontistica accessibile a veicoli di massa complessiva a pieno carico superiore a 7,5 tonnellate secondo quanto indicato dall'Agenzia delle Dogane e dei Monopoli [7]. Nell'1 si riporta il metodo di calcolo della porzione del costo di produzione legato al trasporto del cippato:

$$c_{tr} = \frac{p_{gas} L_{aut}}{1000 m_{aut} c_{Saut}} + \frac{p_{pers} t_{aut}}{m_{aut}} \quad [€/t] \quad \text{Eq. 1}$$

Dove:

- p_{gas} : Costo del gasolio per autotrazione comprensivo di accise (dati MASE) [€/1000 litri]
- m_{aut} : Capacità di carico di riferimento dell'autotreno, pari a 20 [t]
- c_{Saut} : Consumo specifico di gasolio, pari a 3 [km/l]
- L_{aut} : Chilometraggio di riferimento andata-ritorno, pari a 50 [km]
- p_{pers} : Tariffa oraria del lavoro dipendente impiegato nel trasporto pari a 50 [€/h], da aggiornarsi sulla base dell'indice di rivalutazione monetaria FOI [8]
- t_{aut} : Tempo impegnato per il trasporto, pari a 2,5 [ore]

A titolo esemplificativo, si riporta lo sviluppo della precedente equazione applicando i dati di prezzo del gasolio riferiti a Ottobre 2023. Il costo netto medio del combustibile per autotrazione è risultato pari a 932,13 €/1000 litri, a cui si aggiungono accise, già scontate, per un valore di 403,22 €/1000 litri. Applicando l'equazione 1 risulta un costo specifico del trasporto pari a 7,4 €/ton.

Per quanto riguarda la resa metanigena si adotta per il trinciato di mais ed i liquami bovini la tabella di producibilità pubblicata da CRPA che fissa i valori rispettivamente a 106,8 Nm³/t e 15,8 Nm³/t [9].

Infine, si considerano un rendimento medio del motore a combustione interna pari al 35% al netto degli ausiliari di impianto ed il potere calorifico inferiore del metano (PCI_{CH₄}) pari a 9,96 kWh/Nm³. L'assunzione di un valore di rendimento costante, indipendente dalla taglia di impianto è giustificato dall'adozione di motori modulari che lavorano in parallelo.

L'Eq. 2 descrive come i costi sopracitati compongono il costo di alimentazione dei biodigestori

$$c_A = \frac{(w_{im} \cdot (c_{MP_{im}} + c_{lav_{im}}) + w_{lb} \cdot c_{MP_{lb}}) + c_{tr} \cdot (1 - q_{AP})}{(w_{im} \cdot r_{CH_4_{im}} + w_{lb} \cdot r_{CH_4_{lb}}) \cdot PCI_{CH_4} \cdot \eta_e} \quad [€/MWh, e] \quad \text{Eq. 2}$$

Dove:

- w : Quota di alimentazione del biodigestore, 0,6 per l'insilato di mais, 0,4 per liquami bovini [–]
- c_{MP} : Costo di acquisto della materia prima [€/t], da aggiornare periodicamente

- c_{lavim} : Costo di lavorazione del trinciato di mais [€/t], da aggiornare periodicamente sulla base dell'indice FOI di rivalutazione monetaria [8]
- c_{tr} : Costo di trasporto, da aggiornare periodicamente [€/t]
- q_{AP} : Quota di alimentazione proveniente da autoproduzione, pari a 0,5 [-]
- r_{CH4} : Resa metanigena, 106,8 per l'insilato di mais e 15,8 per i liquami bovini Nm³/t
- im : Pedice relativo all'insilato di mais
- lb : Pedice relativo ai liquami bovini
- PCI_{CH4} : Potere calorifico inferiore del metano [MWh, t/Nm³]
- η_e : Efficienza elettrica netta dell'impianto, pari a 0,35 [-]

La Tabella 2 riporta il calcolo svolto sulla base dei dati 2023 riportati precedentemente ottenendo un costo di alimentazione pari a 174,19 €/MWh,e.

Tabella 2: Calcolo dei costi di alimentazione del biodigestore per il 2023

	w	resa metanigena	resa elettrica ¹	Prezzo materia prima		Costo lavorazione	Costo di trasporto sostenuto ²	Costo alimentazione
	%	Nm ³ /t	[kWh, e/t]	€/t		€/t	€/t	[€/MWh, e]
Insilato di mais	60,00	106,8		372,3	47,00	15	65,68	176,42
Liquami bovini	40,00	15,8		55,1	4,70		8,35	152,17
Media Pesata				245,41			42,75	174,24

In caso di impianti alimentati da biogas frutto della biodigestione della frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU) si ritiene di dover considerare nullo il costo di alimentazione c_A come espresso nell'Eq. 2 quindi comprensivo anche del costo di trasporto.

3.2 Costo di gestione del digestato

Lo spandimento del digestato che ha esaurito il suo potenziale metanigeno comporta un costo di gestione (c_{ex}) quantificabile in 5 €/t; si assume inoltre un residuo digestato pari all'80% in massa della materia prima immessa nel biodigestore. L'Eq.3 mostra come il costo del digestato è normalizzato per MWh,e.

$$c_{ex} = \frac{w_{dig} \cdot c_{dig}}{\bar{r}_E} \text{ [€/MWh, e]} \tag{Eq. 3}$$

Dove:

- w_{dig} : Quota massa digestato su biomassa immessa, 0,8 [-]
- c_{dig} : Costo di gestione del digestato [€/t] , da aggiornare periodicamente sulla base dell'indice FOI di rivalutazione monetaria [8]
- \bar{r}_E : resa elettrica media, 0,24541 [MWh, e/t] come da Tabella 2

In base ai dati citati il costo di gestione del digestato per il 2024 risulta essere 16,30 €/MWh,e.

Ai fini di futuri aggiornamenti, si ritiene che c_{dig} debba essere aggiornato coerentemente con il tasso di inflazione.

Nel caso di impianti alimentati da biogas da FORSU, si ritiene che il costo di gestione del digestato si possa considerare assimilabile a quello da biogas agricolo. Infatti, dai dati disponibili emerge una resa metanigena

¹ La resa elettrica è l'energia elettrica potenzialmente prodotta da un'unità di massa di materia prima. È uguale alla resa metanigena moltiplicata per il potere calorifico inferiore del metano ed il rendimento netto di conversione elettrica dell'impianto

² È il costo medio di trasporto della materia prima che considera una quota autoprodotta, assunta del 50%, per la quale il costo di trasporto è assunto nullo.

media della FORSU pari a 85.3 Nm³/ton ed una percentuale di digestato di poco superiore al 80%, in massa, della biomassa immessa [10] che si riflettono in una produzione di digestato specifica (massa di digestato per energia elettrica generata) inferiore di circa il 16% al biogas agricolo. Conseguentemente assumere c_{ex} per il caso FORSU uguale al caso agricolo si dimostra ragionevole in quanto copre aumenti del costo specifico c_{dig} fino al 19% che possono eventualmente derivare dalla gestione più complessa di questo tipo di digestato.

4 COSTI FISSI

Questa categoria contabile è rappresentativa dei costi sostenuti dagli impianti per la generazione elettrica da biogas per i costi operativi (O&M) e il costo del personale; ogni costo fisso è ricondotto all'unità di energia elettrica prodotta.

4.1 Costi O&M

Tali costi comprendono le ordinarie operazioni di gestione dell'impianto, la manutenzione ordinaria, la manutenzione straordinaria, spese di varia natura come l'approvvigionamento di materie prime, diverse dalla biomassa come eventuali additivi per la biodigestione, assicurazione, godimento di beni terzi ecc. Sulla base dei dati forniti dai produttori, costi O&M sono stimabili attraverso la correlazione lineare rappresentata in Figura 2. Tale correlazione è incorporata nell'Eq.3 che riporta il costo all'unità di energia elettrica prodotta considerando 8000 ore di funzionamento equivalente annuo.

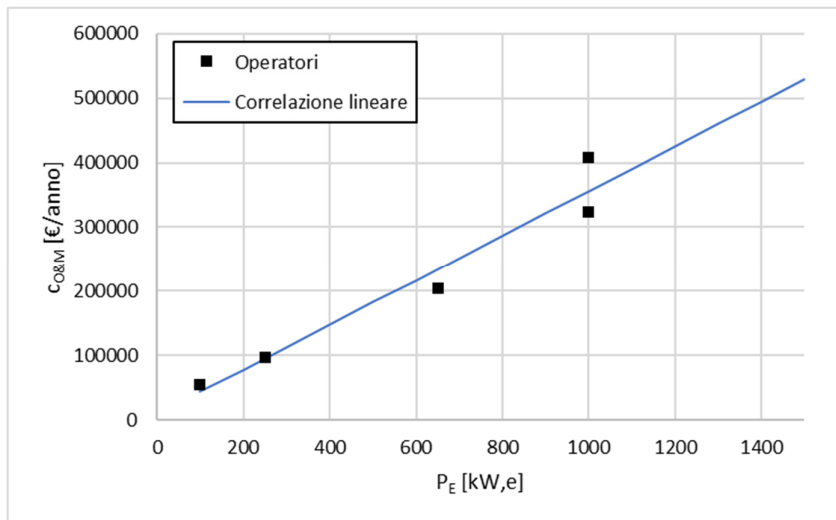


Figura 2: Correlazione tra costi O&M annui e potenza elettrica installata

$$c_{O\&M} = \frac{a_{O\&M} + b_{O\&M} \cdot P_e}{P_e \cdot h_{EQ,e}} \text{ [€/MWh, e]} \tag{Eq. 3}$$

Dove:

- $a_{O\&M}$: Coefficiente di regressione, 9129,50 [€/anno]
- $b_{O\&M}$: Coefficiente di regressione, 346780 [€/ (MW, e · anno)]
- P_e : Potenza elettrica nominale netta dell'impianto [MW, e]
- $h_{EQ,e}$: Ore di produzione elettrica equivalente annuale, 8000 [h/anno]

Ai fini dell'aggiornamento periodico dei costi, i coefficienti di regressione $a_{O\&M}$ e $b_{O\&M}$ possono essere aggiornati coerentemente con il tasso di inflazione valutato per mezzo dell'indice FOI di rivalutazione monetaria [8].

4.2 Costi del personale

Per la stima del costo del personale (c_{pers}) si considera un rapporto del Politecnico di Milano del 2013[11], i cui dati sono stati rivisti alla luce dei dati ISTAT sull'inflazione[8], che indica i costi di personale per un impianto biogas quantificabili su base annua in 70 €/kW,e per un impianto da 540 kW,e, e 39 €/kW,e per un impianto da 1450 kW,e. Tali valori, in considerazione dell'inflazione (dati storici ISTAT sull'indice FOI di rivalutazione monetaria [8]), vengono aggiornati a 86,03 €/kW,e e 47,93 €/kW,e al 2023. Tra questi due valori si assume di interpolare linearmente. Sono inoltre stati raccolti dati da parte di alcuni operatori. Tutti i dati a disposizione sono riportati all'unità di energia elettrica prodotta considerando 8000 ore annue di funzionamento equivalente. La Figura 2 mostra sia il modello del Politecnico di Milano, che riportato all'unità di energia ha un andamento lineare, ed i dati ricevuti dagli operatori. Viene pertanto proposta la regressione iperbolica sempre mostrata in figura e esplicitata dall'Eq. 5.

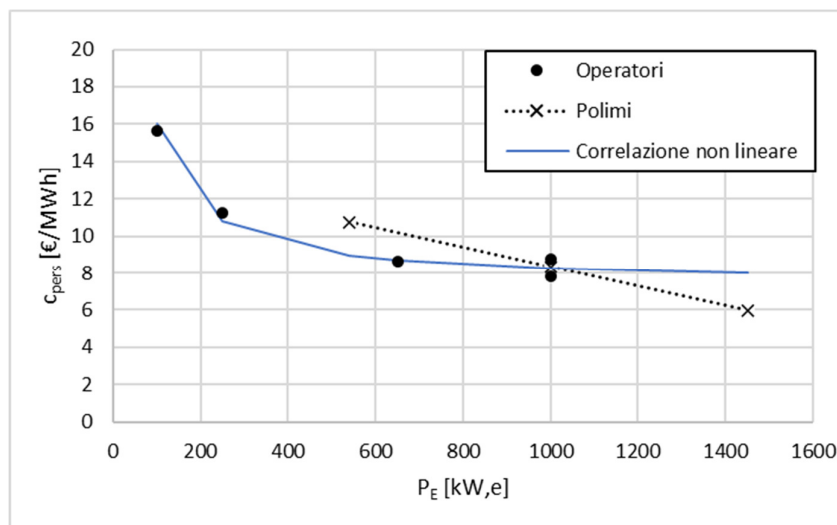


Figura 1: correlazione tra costo del personale e potenza elettrica installata

$$c_{pers} = a_{pers} + \frac{b_{pers}}{P_e} \text{ [€/MWh, e]} \quad \text{Eq. 5}$$

Dove:

- P_e : Potenza elettrica nominale netta dell'impianto [MW, e]
- b_{pers} : Coefficiente di regressione, 0,863 (± 0.336 con confidenza al 95%) [€/h]
- a_{pers} : Coefficiente di regressione, 7,38 (± 1.33 con confidenza al 95%) [€/MWh, e]

Ai fini dell'aggiornamento periodico dei costi, i coefficienti di regressione a_{pers} e b_{pers} possono essere aggiornati in base all'indice di rivalutazione monetaria FOI [8]

5 RICAVI DALLA PRODUZIONE DI CALORE

Alcuni impianti di produzione di elettricità da biogas sono adibiti anche alla contestuale produzione di energia termica; i ricavi (o costi evitati) conseguenti alla produzione di questo secondo vettore energetico devono essere scorporati dai costi di produzione dell'energia elettrica per evitare una doppia remunerazione della produzione. In generale, il ricavo da calore dovrà essere scorporato dai costi di produzione dell'energia elettrica in misura pari a quanto indicato nella seguente equazione (Eq. 1):

$$r_H = \frac{H}{E} p_H [\text{€/MWh}, e] \quad \text{Eq. 1}$$

Dove:

- r_H : Ricavo specifico dalla produzione di calore [$\text{€/MWh}, e$]
- E : Produzione netta di energia elettrica nel periodo di riferimento [MWh, e]
- H : Produzione di energia termica utile nel periodo di riferimento [MWh, th].
- p_H : Valutazione economica dell'unità energetica di calore [$\text{€/MWh}, th$]

La definizione del calore utile (H) è valutata in modo differenziato in funzione dell'utenza finale servita dall'unità di produzione termica:

- Nel caso di produzione di calore derivato, ossia prodotto in impianti di trasformazione energetica e ceduto/venduto a terzi tramite una rete di trasporto, la quantità di calore utile H è pari al calore ceduto all'utenza servita (al netto, quindi, delle perdite di trasporto). A titolo esemplificativo si riporta che le perdite di trasporto delle reti di teleriscaldamento in Italia risultano in media pari al 18% rispetto all'energia prodotta in centrale[12]. L'efficienza di trasporto della rete di distribuzione del calore ($\eta_{rete,th}$) è ipotizzata pari a 82%.
- Nel caso di utilizzo diretto di calore, ossia prodotto in impianti di trasformazione energetica e utilizzato direttamente in sito, a beneficio del produttore stesso o di altri soggetti a brevissima distanza, la quantità di calore utile H è pari all'energia termica prodotta in centrale, essendo in questo caso trascurabili le perdite di trasporto.

Lo sviluppo dell'Eq. 1 6 può essere generalizzato in funzione dei parametri di prestazione dell'impianto generazione (Eq. 7). Inoltre, al fine di una opportuna definizione del prezzo minimo garantito che incoraggi la pratica virtuosa del recupero di calore si ritiene necessario limitare r_H quando questo ecceda una frazione minima fissata.

$$r_H = p_H \cdot \min \left(\frac{H \eta_{rete,th}}{E}; \frac{\eta_{rete,th} \eta_{th} h_{EQ,th}}{\eta_e h_{EQ,e}} \right) [\text{€/MWh}, e] \quad \text{Eq. 7}$$

Dove:

- r_H : Ricavo specifico dalla produzione di calore [$\text{€/MWh}, e$]
- p_H : Valutazione economica dell'unità energetica di calore [$\text{€/MWh}, th$]
- E : Produzione netta di energia elettrica nel periodo di riferimento [MWh, e]
- H : Produzione di energia termica utile nel periodo di riferimento [MWh, th].
- $\eta_{rete,th}$: Efficienza di trasporto della rete di distribuzione del calore [-]; 0,82 per calore derivato, 1 per utilizzo diretto
- η_{th} : Efficienza termica dell'impianto [-], si considera 0.4 come media per un motore a combustione interna
- $h_{EQ,th}$: Ore di produzione termica equivalente nel periodo di riferimento [$h/anno$], si considerano 2500 h
- η_e : Efficienza elettrica netta dell'impianto [-], si considera 0.35 come media per un motore a combustione interna
- $h_{EQ,e}$: Ore di produzione elettrica equivalente nel periodo di riferimento [$h/anno$], si considerano 8000 h

L'efficienza di trasporto della rete di distribuzione del calore ($\eta_{rete,TH}$) è ipotizzata pari a 82% nel caso di calore derivato e 100% nel caso di uso in sito dell'energia termica.

Per la generazione elettrica è stata considerata una produzione equivalente di 8000 h/anno (come indicato al Cap. 4), mentre per la produzione termica si considera una produzione equivalente di 2500 h/anno, valore limitato al solo periodo termico convenzionale e riferibile alla zona climatica E. Questi valori sono ipotizzati come indipendenti dalla taglia dell'impianto.

L'efficienza del motore a combustione interna è stata assunta pari al 35% (coerentemente con il Capitolo 3) per la produzione elettrica e a 40% per quanto concerne la produzione termica.

Il valore economico del calore (p_H) è valutato attraverso il metodo del costo evitato di generazione dello stesso vettore energetico utilizzando fonti alternative. La fonte energetica alternativa di riferimento è il gas naturale, mentre l'impianto alternativo considerato è la caldaia a gas. Il calcolo di p_H è eseguito attraverso la seguente formula (Eq. 8):

$$p_H = \frac{p_g + p_{extra,g}}{k_g \eta_g} [\text{€/MWh}, t] \quad \text{Eq. 8}$$

Dove:

- p_H : Valutazione economica dell'unità energetica di calore [€/MWh, th]
- p_g : Prezzo di riferimento del gas naturale [€/MWh]
- $p_{extra,g}$: Extracosto di fornitura gas per utenze industriali [€/MWh]
- η_g : Rendimento standard della caldaia, pari a 0,95 [-]
- k_g : Coefficiente di conversione tra PCI e PCS, pari a 0,9 [-]

Le voci di costo sono valutate e/o aggiornate seguendo le modalità indicate di seguito:

- La metodologia di aggiornamento proposta è la medesima applicata all'articolo 6 del TIVG; si utilizza quindi l'indice ICIS PSV Day-Ahead, calcolato come media aritmetica, espressa in €/MWh, delle quotazioni giornaliere *Bid e Offer* pubblicate. Le quotazioni giornaliere sono presenti nell'ultima pubblicazione del report ICIS "European Spot Gas Markets" antecedente il giorno di rilevamento. Le informazioni riguardanti la metodologia di calcolo sono disponibili sul portale ICIS [13]. Il valore dell'indice di riferimento, espresso in €/MWh, è pubblicato sul portale web dell'Autorità [14] ed è aggiornato mensilmente. A titolo esemplificativo, si riporta in Tabella 3 la rilevazione e definizione del prezzo di riferimento per il periodo di massimizzazione (15 maggio 2023 – 30 settembre 2023):

Tabella 3: Rilevazione dei prezzi di riferimento del gas naturale [20].

Mese/periodo	Componente $C_{MEM,m}$ (PSV medio) [€/MWh]
Maggio 2023	37,0454
Giugno 2023	33,2085
Luglio 2023	31,4185
Agosto 2023	33,1400
Settembre 2023	34,0698
Massimizzazione	33,4132

- Gli extracosti legati a trasporto, imposte e oneri ($p_{extra,g}$) sono stati valutati sulla base di quanto riportato dalla relazione annuale ARERA "Stato dei servizi 2023" in merito ai costi sostenuti per la fornitura di gas per utenze industriali relativamente all'anno 2022 [15]. Il valore considerato per $p_{extra,g}$ risulta pari a 16,00 €/MWh. In questa voce di costo sono considerate comprese anche le accise. Per la definizione del valore delle accise versate per la fornitura di gas naturale si fa riferimento all'Articolo 26 del D. L. 26 ottobre 1995, n. 504 (T.U.A.). Per il gas naturale utilizzato per alimentare processi industriali, ovvero il caso in esame, l'imposta è quantificata in 0,012498 €/m³, valore valido per consumi inferiori a 1.200.000 m³ annui [16]. Il valore effettivo e il metodo di aggiornamento del parametro $p_{extra,g}$ saranno valutati con metodologie definite dall'Autorità.

- Il rendimento standard η_g è da intendersi come valor medio stagionale; quanto indicato, ossia il 95% riferito al PCI del combustibile stesso, corrisponde alle prestazioni di una caldaia a condensazione. Questo valore non è soggetto a variabilità temporale.

Si riporta che il valore di p_H calcolato per il periodo di massimizzazione è risultato pari a 57,79 €/MWh,t, a cui segue un ricavo specifico dalla produzione di calore r_H di 20,64 €/MWh,e 16,92 €/MWh,e rispettivamente per l'utilizzo diretto ed il calore derivato.

6 CONCLUSIONI

Di seguito si riporta una sintesi della valutazione esemplificativa dei costi di generazione elettrica da biogas effettuata mediante il metodo sopra descritto. La Tabella 4 riporta a titolo esemplificativo 3 taglie di impianto (100 kW,e, 1 MW,e e 2 MW,e) in versione esclusivamente elettrica e cogenerativa ad utilizzo diretto del calore o calore derivato per un totale di 2500 ore equivalenti termiche e 8000 ore equivalenti elettriche.

$$c_{TOT} = c_A + c_{ex} + c_{pers} + c_{O\&M} - r_H \quad \text{Eq. 9}$$

Tabella 4: Riepilogo dei costi di generazione per tre taglie di impianto

€/MWh,e	Costo di alimentazione	Costo di gestione digestato	Costi O&M	Costo del personale	Ricavo da produzione di calore	Costo di generazione	Costo di generazione da FORSU
	c_A	c_{ex}	$c_{O\&M}$	c_{pers}	r_H	c_E	
P = 100 kW,e	174,24	16,30	54,76	16,01	0	261,31	87,07
P = 1 MW,e	174,24	16,30	44,49	8,24	0	243,27	69,03
P = 2 MW,e	174,24	16,30	43,92	7,81	0	242,27	68,03
P = 100 kW,e CHP diretto	174,24	16,30	54,76	16,01	20,64	240,67	66,43
P = 1 MW,e CHP diretto	174,24	16,30	44,49	8,24	20,64	222,63	48,39
P = 2 MW,e CHP diretto	174,24	16,30	43,92	7,81	20,64	221,63	47,39
P = 100 kW,e CHP derivato	174,24	16,30	54,76	16,01	16,92	244,38	70,14
P = 1 MW,e CHP derivato	174,24	16,30	44,49	8,24	16,92	226,35	52,11
P = 2 MW,e CHP derivato	174,24	16,30	43,92	7,81	16,92	225,35	51,11

Si mette infine in luce come il rapporto tra il calore (H) ed elettricità (E) prodotta sia una grandezza fondamentale (Eq.6), si è inoltre evidenziato come questo rapporto equivalga al rapporto tra il prodotto, di efficienza termica ed ore equivalenti termiche, e il prodotto tra efficienza elettrica ed ore equivalenti elettriche.

Tale rapporto, con i numeri considerati in questa relazione tipici della realtà odierna della generazione da biogas, è quantificato in 0,357. Tuttavia, in ottica di un migliore sfruttamento della fonte di energia primaria è auspicabile che questo rapporto cresca. Si ritiene che un valore di 0.40-0.41 sia un obiettivo raggiungibile. Ritenendo poco verosimile un incremento dei rendimenti ipotizzati in questa relazione per una tecnologia

ampiamente matura come i motori a combustione interna, tale incremento può essere perseguito solamente agendo sulle ore di funzionamento equivalenti.

Laddove la domanda termica fosse limitata, per esempio dalla durata della stagione di riscaldamento, e non fosse possibile innalzare $h_{EQ,th}$ oltre il valore ipotizzato di 2500 h, il rapporto H/E può essere portato nel range di 0,40-0,41 solamente per mezzo di una riduzione delle ore di funzionamento elettrico fin nell'intervallo 7150-6970 h. Tale, contenuta, riduzione delle ore di funzionamento elettrico può inoltre essere considerata virtuosa a livello sistemico in quanto ci si aspetta che sia raggiunta per mezzo di una modulazione della produzione che maggiormente segua la richiesta della rete.

BIBLIOGRAFIA

- [1] DIRETTIVA (UE) 2018/ 2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO - dell'11 dicembre 2018 - sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.
- [2] Camera di Commercio di Mantova, «Listino dei prezzi all'ingrosso». Consultato: 14 dicembre 2023. [Online]. Disponibile su: <http://www.borsamerici.mn.it/listino/archlistini.jsp?l=100&list=690&anno=>
- [3] Camera di Commercio Industria Artigianato e Agricoltura di Bologna, «Listino settimanale dei prezzi all'ingrosso: Archivio anni precedenti ». Consultato: 11 luglio 2024. [Online]. Disponibile su: <https://www.bo.camcom.gov.it/borsa-merci/archivio-anni-precedenti>
- [4] Unione Nazionale Contoterzisti Agromeccanici e Industriali, «Tariffari». Consultato: 14 dicembre 2023. [Online]. Disponibile su: <https://www.contoterzisti.it/tariffari.php>
- [5] E. Mulholland, P.-L. Ragon, e F. Rodríguez, «CO2 emissions from trucks in the European Union: An analysis of the 2020 reporting period», 2020. [Online]. Disponibile su: www.theicct.org
- [6] Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, «Statistiche energetiche e minerarie, Prezzi medi mensili dei carburanti e combustibili». Consultato: 15 dicembre 2023. [Online]. Disponibile su: <https://dgsaie.mise.gov.it/prezzi-mensili-carburanti?pid=2>
- [7] Agenzia delle Dogane e dei Monopoli, «Benefici gasolio autotrazione». Consultato: 15 dicembre 2023. [Online]. Disponibile su: <https://www.adm.gov.it/portale/dogane/operatore/accise/benefici-per-il-gasolio-da-autotrazione>
- [8] ISTAT, «Indice dei Prezzi al Consumo per le Rivalutazioni Monetarie». Consultato: 14 dicembre 2023. [Online]. Disponibile su: <https://www.istat.it/it/archivio/30440>
- [9] C. Fabbri e S. Piccinini, «Bovini da latte e biogas», Reggio Emilia, 2012.
- [10] M. Soldano, L. Nicola, e P. Sergio, «Il potenziale metanigeno (bmp) della forsu», in *ECOMONDO designing a better world*, Rimini, 2019.
- [11] R. Marchesi *et al.*, «Costi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili», Milano. [Online]. Disponibile su: <https://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/RappPolitecnicoRinn.pdf>
- [12] AIRU - Associazione Italiana Riscaldamento Urbano, «Annuario 2018-2022», 2022.
- [13] «European Spot Gas Market (ESGM)» ICIS - Independent Commodity Intelligence Services», European Spot Gas Market (ESGM),» ICIS - Independent Commodity Intelligence Services. Consultato: 26 febbraio 2024. [Online]. Disponibile su: <https://www.icis.com/compliance/reports/european-spot-gas-market/>
- [14] ARERA, «Valore CMEMM - Servizio di tutela della vulnerabilità». Consultato: 26 febbraio 2024. [Online]. Disponibile su: <https://www.arera.it/area-operatori/prezzi-e-tariffe/valore-cmemm-vulnerabili>
- [15] ARERA, «Relazione annuale 2023 sullo stato dei servizi e sull'attività svolta». Consultato: 26 febbraio 2024. [Online]. Disponibile su: <https://www.arera.it/chi-siamo/relazione-annuale/relazione-annuale-2023>
- [16] ufficio D. E. e A. ADM - Agenzia delle Dogane e dei Monopoli, «Aliquote di imposta vigenti nel settore delle accise», 2024. Consultato: 28 febbraio 2024. [Online]. Disponibile su: <https://www.adm.gov.it/portale/documents/20182/43975520/Aliquote-ACCISE-naz-01012024.pdf/29bbbc39-bde5-e5fe-82d6-1e92f908063b?t=1704732616555>