

**Oggetto** Costo di generazione dell'energia elettrica da biomassa solida per la definizione dei prezzi minimi garantiti

**Contratto** Delibera ARERA 129/2023

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

**N. pagine** 27 **N. pagine fuori testo** /

**Data** 15/07/2024

*Indice*

<b>1</b>	<b>SOMMARIO</b> .....	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>PREMESSA</b> .....	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>PRESTAZIONI DI GENERAZIONE DEGLI IMPIANTI ALIMENTATI DA BIOMASSA SOLIDA LEGNOSA</b> .....	<b>4</b>
<b>4</b>	<b>COSTO DI APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE DEL COMBUSTIBILE</b> .....	<b>8</b>
4.1	Costo di acquisto della biomassa (cippato legnoso) - <i>cBIO</i> .....	9
4.2	Costo di autotrasporto della biomassa - <i>cAT</i> .....	10
4.3	Costo di gestione e smaltimento ceneri di combustione - <i>cCEN</i> .....	12
4.4	Costo di tracciabilità di filiera della biomassa - <i>cTRA</i> .....	13
<b>5</b>	<b>COSTO DI GESTIONE E MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO</b> .....	<b>14</b>
5.1	Costo del personale - <i>cpers</i> .....	14
5.2	Altri costi variabili di gestione degli impianti - <i>cO&amp;M, var</i> .....	15
5.3	Costi di manutenzione straordinaria - <i>cMAN, xord</i> .....	16
5.4	Costi di manutenzione ordinaria - <i>cMAN, ord</i> .....	16
<b>6</b>	<b>RICAVI DALLA PRODUZIONE DI CALORE</b> .....	<b>18</b>
<b>7</b>	<b>CONCLUSIONI</b> .....	<b>20</b>
<b>8</b>	<b>APPENDICE: ESEMPI DI ESERCIZIO ANNUALE DEGLI IMPIANTI</b> .....	<b>23</b>
<b>9</b>	<b>BIBLIOGRAFIA</b> .....	<b>26</b>

**STORIA DELLE REVISIONI**

Numero revisione	Data	Protocollo	Lista delle modifiche e/o dei paragrafi modificati
0	15/07/2024	24007690	Prima emissione

**1 SOMMARIO**

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

**2 PREMESSA**

ARERA ha incaricato RSE di eseguire uno studio in merito ai costi di produzione dell'energia elettrica generata da biomassa solida.

Il presente studio rappresenta una evoluzione dello studio trasmesso all'Autorità nel mese di dicembre 2023 in quanto tiene conto di elementi resi disponibili dopo la deliberazione 601/2023/R/eel e in quanto include anche gli impianti rilevanti di produzione da biomasse solide.

I costi oggetto di interesse ai fini dello studio sono i costi di acquisto del combustibile, i costi fissi e variabili di esercizio e gli eventuali ricavi dalla vendita di calore derivante dalla produzione cogenerativa. 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.

### 3 PRESTAZIONI DI GENERAZIONE DEGLI IMPIANTI ALIMENTATI DA BIOMASSA SOLIDA LEGNOSA

Le prestazioni di generazione di un impianto possono essere riassunte attraverso i parametri di efficienza di generazione. L'efficienza elettrica netta media dell'impianto ( $\overline{\eta}_E$ ) rappresenta il rapporto tra produzione utile di energia elettrica a fronte del costo energetico del combustibile in ingresso, ovvero il consumo di biomassa legnosa, lungo un orizzonte temporale definito. Questo parametro è quindi calcolato come indicato di seguito (Eq. 1):

$$\overline{\eta}_E = \frac{E}{F} [MWh, e/ton] \quad \text{Eq. 1}$$

Dove:

- $\overline{\eta}_E$  : Efficienza elettrica netta di generazione – media nel periodo di riferimento [MWh, e/ton]  
 $E$  : Produzione netta di energia elettrica nel periodo di riferimento [MWh, e]  
 $F$  : Consumo di biomassa solida nel periodo di riferimento [ton]

Il valore di questo parametro dipende dalla taglia, qualità definita dalla potenza nominale installata, e dalla tipologia impiantistica, che distingue le installazioni predisposte per la cogenerazione (CHP) o per la sola produzione elettrica (*power only*).

Per il calcolo del costo di generazione è quindi opportuno distinguere prima di tutto tra impianti di taglia differente. La taglia di un impianto è definita dalla sua potenza nominale ( $P$ ), espressa in MW,e. Attraverso comunicazioni con operatori del settore è risultata evidente una differenza significativa tra le installazioni di taglia ridotta ( $P < 3$  MW,e), con potenza nominale media di circa 1 MW,e, installazioni di taglia intermedia ( $3 \text{ MW,e} \leq P < 10 \text{ MW,e}$ ), con potenza nominale media di circa 5 MW,e, e installazioni di grande taglia ( $P \geq 10 \text{ MW,e}$ ). Gli impianti riconducibili ad ognuna di queste categorie sono caratterizzati da rendimenti sensibilmente diversi a causa delle significative differenze tecnologiche ed effetti di scala.

Nel caso dei generatori a biomassa legnosa, basati sulla tecnologia del ciclo Rankine (a vapor d'acqua o fluido organico) con spillamenti dalle turbine a vapore, la produzione di calore comporta anche una proporzionale perdita di generazione di energia elettrica. Si distinguono quindi i seguenti parametri di efficienza elettrica:

- Efficienza elettrica in cogenerazione -  $\eta_E^{CHP}$ . Questo rendimento caratterizza le prestazioni di generazione dell'impianto in cogenerazione, ossia in corrispondenza di una determinata produzione termica.
- Efficienza elettrica di sola produzione elettrica (*power only*) -  $\eta_E^0$ . Questo rendimento caratterizza le prestazioni di generazione dell'impianto per il regime di sola produzione elettrica, ossia senza contestuale produzione di calore.

La relazione tra i rendimenti nei due regimi di funzionamento è, ingenerale, espressa dalla seguente relazione (Eq. 2):

$$\eta_E^{CHP} = \eta_E^0 - \beta \eta_{TH} [MWh, e/ton] \quad \text{Eq. 2}$$

Dove:

- $\eta_E^{CHP}$  : Efficienza elettrica in cogenerazione [MWh, e/ton]  
 $\eta_E^0$  : Efficienza elettrica di sola produzione elettrica [MWh, e/ton]  
 $\beta$  : Fattore di perdita di potenza elettrica [MWh, e/MWh, t]  
 $\eta_{TH}$  : Efficienza termica [MWh, t/ton]

A causa delle caratteristiche tecniche dei generatori a biomassa, la produzione elettrica e quella termica sono considerabili come una alternativa all'altra, almeno parzialmente; è quindi necessario definire un parametro prestazionale aggiuntivo, ossia il fattore di perdita di potenza (o coefficiente  $\beta$ ). Questo coefficiente si definisce come il rapporto tra l'energia elettrica persa per ogni unità energetica di calore contestualmente prodotta. Il valore di  $\beta$  dipende dalla tecnologia di generazione considerata, e può essere stimato, ad esempio, attraverso le metodologie elencate nelle linee guida per l'applicazione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 settembre 2011 "Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)" [1].

L'effettivo regime di produzione di un impianto cogenerativo è definito dall'intervallarsi dei regimi *CHP* e *power only* in funzione della richiesta termica e delle condizioni del mercato elettrico. A pari consumo di combustibile ( $F$ ), sarà possibile favorire maggiormente la produzione elettrica o la produzione termica in funzione del regime di gestione dell'impianto; ciò porta alla definizione del metodo di calcolo di  $\overline{\eta_E}$  (Eq. 3):

$$F = \frac{E}{\overline{\eta_E}} = \frac{E + \beta H}{\eta_E^0} \implies \overline{\eta_E} = \eta_E^0 \frac{1}{1 + \beta \frac{H}{E}} \quad \text{Eq. 3}$$

Dove:

- $\overline{\eta_E}$  : Efficienza elettrica netta di generazione – media nel periodo di riferimento [MWh, e/ton]
- $\eta_E^0$  : Efficienza elettrica di sola produzione elettrica [MWh, e/ton]
- $H$  : Produzione di energia termica utile nel periodo di riferimento [MWh, t].
- $E$  : Produzione netta di energia elettrica nel periodo di riferimento [MWh, e]
- $\beta$  : Fattore di perdita di potenza elettrica [MWh, e/MWh, t]

Il rapporto tra l'energia termica e l'energia elettrica prodotte ( $H/E$ ) corrisponde, in generale, a quanto contabilizzato dai sistemi di misura dell'impianto.

Le prestazioni delle unità di produzione di energia da biomassa solida, suddivise nelle tre categorie di taglia, sono state valutate attraverso la definizione di tre casi di riferimento, illustrati di seguito. Ai fini della presente relazione sono riportati anche dei valori esemplificativi del rapporto  $H/E$ , identificati dalla notazione  $H^*/E^*$ , valutati attraverso la produzione termica tipica registrati dagli impianti alimentati da biomasse solide.

- La configurazione impiantistica più diffusa corrisponde a impianti di potenzialità elettrica pari a circa 1 MW,e in regime cogenerativo. Attraverso comunicazioni con operatori del settore è stata stimata l'efficienza elettrica media ( $\overline{\eta_E}$ ) nella misura di 0,270 MWh,e/ton; allo stesso modo è stata stimata l'efficienza termica netta nel periodo di riscaldamento ( $\eta_{TH}$ ) nella misura di 1,320 MWh,t/ton. Quest'ultimo valore è allineato a quanto riportato da AIRU e dall'associazione FIPER per gli impianti collegati a reti di teleriscaldamento [2, 3]. Per questa tipologia d'impianto si considera un fattore di perdita di potenza  $\beta$  pari al 10%, valore stimato attraverso dati di costruttori di generatori di tipologia analoga [4]. Il valore del rapporto di produzione tipico tra energia termica ed elettrica ( $H^*/E^*$ ) è stato stimato nella misura di 1,62 MWh,t/MWh,e sulla base della produzione annuale dichiarata dagli operatori di impianti in questa categoria di taglia. Applicando l'Eq. 3 è possibile calcolare il valore di  $\eta_E^0$ , pari a 0,314 MWh,e/ton. L'efficienza totale dell'impianto, definita come la somma delle efficienze termica ed elettrica in regime *CHP*, è pari a 1,502 MWh/ton.
- Gli impianti di dimensioni intermedie ( $P$  di riferimento pari a 5 MW,e) sono più raramente progettati per l'assetto cogenerativo. Attraverso comunicazioni con operatori del settore è stato possibile stimare l'efficienza di generazione in regime *power only* ( $\eta_E^0$ ) nella misura di 0,570 MWh,e/ton. Per stimare le prestazioni in regime cogenerativo si propone di utilizzare la stessa efficienza totale valutata per gli impianti di dimensioni minori, che viene però ridotta del 20%; questa decurtazione di rendimento è necessaria per valutare in modo adeguato la riduzione della densità di domanda

termica in corrispondenza dei siti di installazione degli impianti di taglia maggiore. Per questa tipologia d'impianto si considera un fattore di perdita di potenza  $\beta$  pari al 17%, valore tipico per i generatori basati su ciclo Rankine a vapor d'acqua con potenza nominale medio-bassa [1]. Il valore del rapporto di produzione tipico tra energia termica ed elettrica ( $H^*/E^*$ ) è stato stimato nella misura di 0,43 MWh,t/MWh,e. Attraverso le ipotesi elencate è possibile calcolare l'efficienza termica  $\eta_{TH}$ , che risulta pari a 0,637 MWh,t/ton. L'efficienza elettrica media ( $\bar{\eta}_E$ ) nel periodo di riferimento è quindi pari a 0,531 MWh,e/ton.

- Gli impianti di dimensioni maggiori ( $P$  di riferimento pari a 15 MW,e) sono nella quasi totalità dei casi progettati per la sola produzione elettrica. Partendo da comunicazioni con operatori del settore è stato definito un valore tipico di efficienza *power only* ( $\eta_E^0$ ) pari a 0,700 MWh,e/ton. Questi impianti sono localizzati in posizioni isolate rispetto a centri abitati, rendendo più difficoltosa la connessione a reti di trasporto calore. Per questo motivo si ipotizza che per gli impianti di taglia più grande la produzione termica sia nulla ( $\eta_{TH}$  e  $H^*/E^*$  pari a zero).

In Tabella 1 si riportano, in forma schematizzata, i dati di riferimento per la definizione delle prestazioni degli impianti. Si noti che il rendimento medio  $\bar{\eta}_E$  per gli impianti non cogenerativi è uguale al rendimento in sola generazione elettrica  $\eta_E^0$ .

**Tabella 1: Parametri di prestazione degli impianti a biomassa legnosa.**

$P$ (rif.)	$\eta_E^0$	$\eta_{TH}$	$\beta$	$H^*/E^*$	$\bar{\eta}_E$ (calcolato con l'Eq. 3)
[MW,e]	[MWh,e/ton]	[MWh,t/ton]	[MWh,e/MWh,t]	[MWh,t/MWh,e]	[MWh,e/ton]
1	0,314	1,320	0,100	1,620	0,270
5	0,570	0,637	0,170	0,430	0,531
15	0,700	0,000	0,170	0,000	0,700

A titolo di riferimento numerico, i rendimenti medi  $\bar{\eta}_E$  indicati corrispondono a efficienze di circa 11%, 21% e 27% ipotizzando per la biomassa di riferimento un potere calorifico inferiore (PCI) medio di 2,566 MWh/ton, valore tipico per un cippato di qualità compresa tra B e A2 [5]. Questi valori, da considerarsi in termini di produzione netta e prestazioni medie annuali, risultano pienamente in linea con quanto riportato dalla letteratura tecnico-scientifica del settore [6, 7].

Per il calcolo dell'efficienza di generazione degli impianti, diversamente da quanto indicato nella precedente versione dello studio, si applica una interpolazione lineare. L'interpolazione è eseguita rispetto ai parametri di riferimento indicati in Tabella 1, ovvero  $\eta_E^0$ ,  $\eta_{TH}$ ,  $\beta$  e  $H^*/E^*$ . Il parametro derivato  $\bar{\eta}_E$  è poi calcolato, a solo titolo esemplificativo, attraverso l'Eq. 3 a partire dai parametri di riferimento linearizzati. In Tabella 2 si riporta la formula di linearizzazione dei parametri di riferimento:

**Tabella 2: Formula di calcolo dei parametri di prestazione degli impianti a biomassa legnosa.**

$P$ (intervallo)	$\eta_E^0$ (formula di calcolo)	$\eta_{TH}$ (formula di calcolo)	$\beta$ (formula di calcolo)	$H^*/E^*$ (formula di calcolo)
[MW,e]	[MWh,e/ton]	[MWh,e/ton]	[MWh,e/MWh,t]	[MWh,t/MWh,e]
$P < 1$	$\eta_E^0 = 0,314$	$\eta_{TH} = 1,320$	$\beta = 0,100$	$H^*/E^* = 1,620$
$1 \leq P < 5$	$\eta_E^0 = 0,064 P + 0,250$	$\eta_{TH} = -0,171 P + 1,491$	$\beta = 0,018 P + 0,083$	$H^*/E^* = -0,298 P + 1,918$
$5 \leq P < 15$	$\eta_E^0 = 0,013 P + 0,505$	$\eta_{TH} = -0,064 P + 0,956$	$\beta = 0,170$	$H^*/E^* = -0,043 P + 0,645$
$P \geq 15$	$\eta_E^0 = 0,700$	$\eta_{TH} = 0,000$	$\beta = 0,170$	$H^*/E^* = 0$

Lo stesso andamento è riportato in forma grafica in Figura 1:

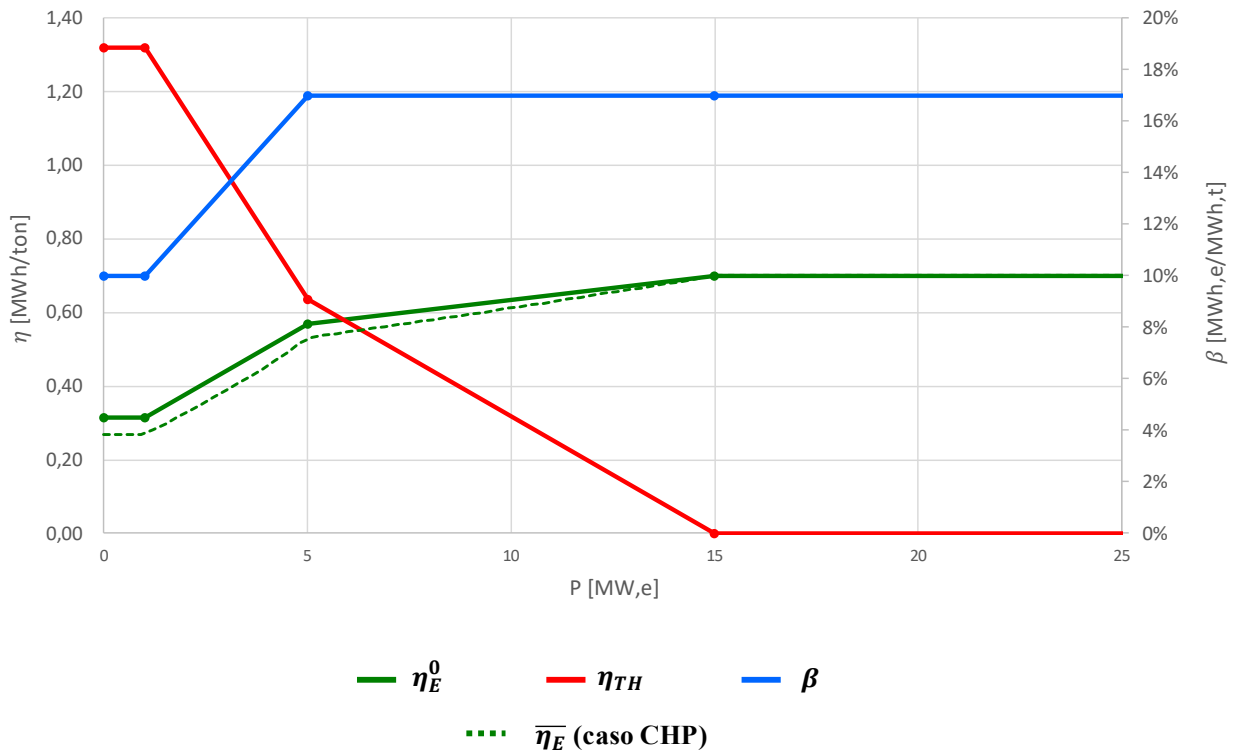


Figura 1: Andamento delle prestazioni degli impianti a biomassa legnosa.

#### 4 COSTO DI APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE DEL COMBUSTIBILE

Nel settore della generazione di energia elettrica l'uso della biomassa solida è in larga parte associabile alla combustione del cippato legnoso. Il termine cippato indica scaglie di legno sminuzzato delle dimensioni di alcuni centimetri ed è un prodotto ottenuto dalla frammentazione di legna di vario tipo utilizzando appositi trituratori. Dall'analisi di dati statistici riferiti alla produzione nazionale elettrica del 2021 per gli impianti incentivati, è stato rilevato che questo combustibile rappresenta circa il 70% della biomassa solida consumata per la generazione energetica; la restante parte dei consumi è costituita dal recupero, su base locale, di scarti della produzione agricola e agroalimentare, prevalentemente dalla lavorazione del riso, delle olive e dell'uva. Al fine del presente studio, si è ritenuto opportuno considerare in modo unificato tutta la generazione energetica come derivante dallo sfruttamento di cippato da legna vergine, che risulta essere la fonte energetica con valore economico e commerciale più elevato. Lo sfruttamento di biomassa di natura differente, in particolare quella basata su sottoprodotti da lavorazioni agroalimentari, dà luogo a costi per unità di energia simili a quelli del cippato o di poco inferiori; questo confronto è stato eseguito considerando i dati pubblicati e regolarmente aggiornati dall'associazione Granaria Milano [8]. Se a ciò si aggiunge che l'utilizzo di scarti e sottoprodotti è ritenuta una pratica efficiente dal punto di vista della sostenibilità, un eventuale piccolo vantaggio economico derivante dall'equiparare il costo di tali fonti a quello del cippato può essere ritenuto accettabile. La generazione di elettricità partendo da questa fonte energetica sarà, quindi, valorizzata in modo equivalente alla generazione da cippato legnoso. Quanto riportato non può essere esteso al caso di combustione di rifiuti all'interno degli stessi impianti. Per la sola frazione di energia prodotta attraverso rifiuti non può essere corrisposto un costo di approvvigionamento e gestione uguale a quanto indicato per il cippato di legno vergine. In questo unico caso, quindi, si consiglia la differenziazione del prezzo di approvvigionamento del combustibile. Il costo di approvvigionamento e gestione del combustibile comprende tutte le voci di costo che sono direttamente attribuibili alla quantità di biomassa consumata dall'impianto. Le voci di costo considerate sono le seguenti:

- Costo di acquisto della biomassa (cippato legnoso) -  $c_{BIO}$ , Cap. 4.1;
- Costo di autotrasporto della biomassa -  $c_{AT}$ , Cap. 4.2;
- Costo di gestione e smaltimento ceneri di combustione -  $c_{CEN}$ ; Cap. 4.3;
- 
- Costo di tracciabilità di filiera della biomassa -  $c_{TRA}$ , Cap. 0.

Tutte le voci di costo sopra elencate sono definite in termini di euro per tonnellata di combustibile consumata. Le voci di costo sopra elencate devono essere convertite attraverso il valore di efficienza di generazione (calcolato come indicato nel Cap. 3) al fine di riproporzionare i valori alla produzione di energia elettrica. La formula di conversione del costo è indicata di seguito (Eq. 4):

$$c_F = \frac{c_{BIO} + c_{AUT} + c_{CEN} + c_{TRA}}{\bar{\eta}_E} \quad [€/MWh, e] \quad \text{Eq. 4}$$

Dove:

- $c_F$  : Costo totale di approvvigionamento e gestione della biomassa [€/MWh, e]
- $c_{BIO}$  : Costo di acquisto della biomassa [€/ton]
- $c_{AUT}$  : Costo di autotrasporto della biomassa [€/ton]
- $c_{CEN}$  : Costi di gestione e smaltimento ceneri di combustione [€/ton]
- $c_{TRA}$  : Costo di tracciabilità di filiera della biomassa [€/ton]
- $\eta_E$  : Efficienza elettrica netta di generazione – media annuale [MWh, e/ton]. Nel caso di impianti non cogenerativi questo valore coincide con il rendimento *power only*  $\eta_E^0$ .



#### 4.1 Costo di acquisto della biomassa (cippato legnoso) - $C_{BIO}$

Il cippato, preso come fonte energetica di riferimento, è un combustibile fortemente influenzato dai costi di trasporto, avendo un contenuto energetico per unità di volume piuttosto basso rispetto ai combustibili fossili liquidi e solidi. Conseguentemente, il mercato che si viene a creare ha peculiarità molto diverse di territorio in territorio in base alla strutturazione delle imprese forestali presenti e alla conformazione del territorio che ne influenza la logistica. La rilevazione dei prezzi del cippato legnoso viene effettuata in modo sistematico e con aggiornamenti frequenti da parte del Sistema delle CCIAA a livello provinciale o sopra provinciale.

Come riferimento per la definizione del prezzo standard della fonte energetica si ritiene opportuna la consultazione del portale della Camera di Commercio di Milano Monza Brianza Lodi [9]; la fonte di prezzo indicata raccoglie un campione rilevante di consumatori e produttori professionali che operano nel settore dei biocombustibili, da cui è possibile ricavare dati standardizzati estendibili a livello nazionale. Il prezzo di riferimento per la valutazione del costo di acquisto della biomassa, espresso in €/ton, sarà calcolato come valor medio ponderato tra le seguenti voci:

- Capitolato biocombustibili solidi, item 80: merce franco partenza - cippato di legno vergine con corteccia ad uso industriale – origine da segheria con umidità t.q. del 40%. L'unità di misura per questa indicazione di prezzo è €/mst; per ricondurre il valore all'unità di misura di riferimento (€/ton) si utilizza di un fattore di conversione convenzionale pari a 0,265 ton/mst, come riportato a piè pagina nello stesso listino pubblicato dalla CCIAA. Questo termine è pesato nella misura del 40% per la valutazione del costo di riferimento;
- Capitolato biocombustibili solidi, item 90: merce franco partenza - cippato di legno vergine con corteccia ad uso industriale – origine da pino con umidità t.q. del 50%. Questo termine è pesato nella misura del 20% per la valutazione del costo di riferimento;
- Capitolato biocombustibili solidi, item 100: merce franco partenza - cippato di legno vergine con corteccia ad uso industriale – origine da manutenzione patrimonio boschivo con umidità t.q. del 45%. Questo termine è pesato nella misura del 40% per la valutazione del costo di riferimento.

La valutazione del peso relativo di ognuna delle voci di costo è stata eseguita seguendo indicazioni sull'origine della biomassa solida fornite dal GSE e da operatori del settore. Per ognuna delle voci indicate si richiede la rilevazione del prezzo minimo e massimo, da cui si ricaverà il prezzo medio di riferimento. In Tabella 3 si riporta, esclusivamente a titolo esemplificativo, un rilevamento e relativo calcolo puntuale del prezzo di riferimento della fonte energetica considerata.

**Tabella 3 - Esempio di rilevazione dei prezzi dalla CCIAA di Milano Monza Brianza Lodi.**

Indicazione nel listino prezzi della CCIAA	U.M.	da euro	a euro	media (in €/ton)	Peso relativo
Item 80 – da segheria u.t.q. 40%	€/mst	18,00	22,00	75,47	40%
Item 90 – da pino u.t.q. 50%	€/ton	40,00	50,00	45,00	20%
Item 100 – da manutenzione patrimonio boschivo u.t.q. 45%	€/ton	60,00	80,00	70,00	40%
<b>Prezzo medio di riferimento (<math>C_{BIO}</math>)</b>	<b>€/ton</b>	<b>67,19</b>			

La rilevazione del prezzo è eseguita per cippato con umidità (u.t.q.) nell'intorno del 40-50%. I biocombustibili solidi con questo contenuto idrico sono i più utilizzati per la produzione di energia elettrica

in quanto garantiscono il minimo prezzo di acquisto per unità energetica alimentata in centrale. Ciò è confermato da quanto riportato nel rapporto redatto dall'Associazione Italiana Energia Agroforestali (AIEL) sulla variazione del prezzo dei biocombustibili [10] e dall'Osservatorio Prezzi aggiornato mensilmente dalla stessa AIEL [5]. Il livello di contenuto idrico considerato è corrispondente a un mix di cippato di qualità compresa tra B e A2 secondo quanto riportato dalla normativa UNI EN ISO 17225-4 [11]. Seguendo queste osservazioni si è ritenuto opportuno considerare il cippato con contenuto di umidità nell'intervallo 40-50% come riferimento standard per stimare il costo medio della fonte energetica consumata.

Si riporta che la fonte di prezzo utilizzata come riferimento è stata confrontata, in fase di stesura della presente relazione, con i dati reperibili dai portali di CCIAA collocate in altre regioni caratterizzate da elevata produzione elettrica da biomassa legnosa, come ad esempio:

- CCIAA di Alessandria [12], con riferimento al listino settimanale dei prezzi all'ingrosso dei prodotti agricoli della provincia – Capitolo 1.6, item: cippato di legno ad uso energetico (franco partenza) - umidità massima 40/45%;
- CCIAA di Bolzano [13], con riferimento alla rilevazione mensile dei prezzi all'ingrosso – Capitolo 5 (sottoprodotti del legno) valor medio degli items da 5.1.1.040 a 5.1.1.090.

Data la limitata differenza osservata tra il prezzo riportato dalle fonti alternative rispetto a quanto indicato nel portale di riferimento, ovvero quello della CCIAA di Milano Lodi Monza Brianza, l'informazione reperibile da quest'ultima è da ritenersi sufficientemente accurata come indicazione del prezzo standard per la biomassa legnosa.

Come precedentemente anticipato, per il caso di combustione di rifiuti si consiglia una differenziazione del prezzo di approvvigionamento. Nella fattispecie, si consiglia di considerare  $c_{BIO}$  pari a zero in quanto è difficilmente standardizzabile per tutte le categorie di impianto un costo negativo di conferimento del rifiuto (cioè un ricavo) sia al fine di non penalizzare gli impianti adibiti al trattamento dei rifiuti.

## 4.2 Costo di autotrasporto della biomassa - $c_{AT}$

I prezzi del cippato indicati precedentemente non comprendono il costo del trasporto, che avviene generalmente per mezzo di autotreni o altri mezzi pesanti. I costi legati al trasporto della materia prima, valutati in €/ton e che comprendono sia il costo legato al combustibile che il costo del personale, sono stati calcolati in base alle ipotesi di seguito elencate:

- Si considera che il trasporto sia effettuato tramite autotreno. Si considera una capacità di carico ( $m_{AT}$ ) di 20 tonnellate di cippato legnoso con un consumo specifico ( $c_{SAT}$ ) di 3 km/l [14].
- La distanza percorsa per il trasporto ( $L_{AT}$ ) è considerata variabile in funzione della taglia dell'impianto. Per gli impianti di taglia ridotta (riferimento: 1 MW,e) si è preso in considerazione quanto indicato all'articolo 2, comma 1, lettere b) e c) del DM 2 marzo 2010 riguardante l'origine della biomassa caratterizzata da filiera corta; questa deve essere approvvigionata entro 70 km dalla posizione dell'impianto. Questo valore è, quindi, preso come riferimento per il trasporto del combustibile per impianti con limitata capacità produttiva, la cui filiera di approvvigionamento ha carattere locale e territoriale. Nel caso di impianti di taglia grande (riferimento: 10 MW,e), che generalmente sono approvvigionati attraverso una filiera interregionale, si considera invece una distanza di trasporto di 250 km. Il valore è stato definito a seguito di comunicazioni con operatori del settore e attraverso una analisi dei Contratti Quadro per la filiera delle bioenergie [15]. Per le altre taglie d'impianto è applicata una linearizzazione tra i valori di riferimento.

- Il costo del personale ( $p_{pers}$ ) viene valutato considerando un costo di 50 €/h secondo le tariffe del Confartigianato; si ritiene opportuno che il costo del personale venga aggiornato annualmente sulla base dell'indice ISTAT FOI medio annuale [16]. La durata temporale media del trasporto ( $t_{AT}$ ) è stata fissata al valore di 5 ore per il trasporto a breve raggio (70 km) e 8 ore per il trasporto a lungo raggio (250 km). Per le altre taglie d'impianto è applicata una linearizzazione tra i valori di riferimento.
- Il costo del combustibile ( $p_{gas}$ ) è definito a partire dalle pubblicazioni del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica [17] 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 [18].
- Dall'analisi dei Contratti Quadro di filiera per la biomassa emerge la presenza in Italia di impianti che richiedono un parziale approvvigionamento del combustibile attraverso trasporto navale a lungo raggio. Questa categoria di impianti è caratterizzata da taglie medio-grandi e coinvolge unicamente installazioni localizzate nella regione Sardegna. I costi del trasporto navale a lungo raggio sono stati quantificati attraverso comunicazioni con gli operatori nella misura di 50 €/ton; questo termine comprende i costi di nolo nave, i costi delle operazioni di carico e scarico nave e altri costi legati alla gestione della biomassa all'interno dei porti. Per gli impianti per cui è richiesto il trasporto navale a lungo raggio è emerso che, in media, l'approvvigionamento per via marittima coinvolge una frazione pari al 50% della biomassa consumata; questo valore è da intendersi come stima conservativa, ritenuta comunque sufficientemente rappresentativa della situazione attuale e futura per il territorio Sardo. A fronte di quanto riportato, si considera un fattore additivo addizionale ( $k_{3,AT}$ ) a compensazione degli extra costi del trasporto navale a lungo raggio. Questo coefficiente è diverso da zero unicamente per impianti di grandi dimensioni ( $P \geq 10$  MW,e) localizzati nel territorio della regione Sardegna; per queste installazioni,  $k_{3,AT}$  assume valore pari a 25 €/ton con aggiornamento annuale sulla base dell'indice ISTAT FOI medio annuale [16].

Nell'Eq. 5 si riporta il metodo di calcolo completo del costo di produzione legato al trasporto del cippato legnoso ( $c_{AT}$ ):

$$c_{AT} = \frac{2 p_{gas} L_{AT}}{m_{AT} c_{SAT}} + \frac{p_{pers} t_{AT}}{m_{AT}} + k_{3,AT} = k_{1,AT} p_{gas} + k_{2,AT} + k_{3,AT} [\text{€/ton}] \quad \text{Eq. 5}$$

Dove:

- $c_{AT}$  : Costo di autotrasporto della biomassa [€/ton]
- $p_{gas}$  : Costo del gasolio per autotrazione comprensivo di accise (dati MASE) [€/l]
- $L_{AT}$  : Chilometraggio di riferimento della singola tratta (in funzione di  $P$ ) [km]
- $m_{AT}$  : Capacità di carico di riferimento dell'autotreno, fissata a 20 [ton]
- $c_{SAT}$  : Consumo specifico di gasolio, fissato a 3 [km/l]
- $p_{pers}$  : Tariffa oraria del lavoro dipendente specializzato (aggiornamento ISTAT), pari a 50 [€/h]
- $t_{AT}$  : Tempo impegnato per il trasporto (in funzione di  $P$ ) [h]
- $k_{1,AT}$  : Costante moltiplicativa per il calcolo di  $c_{AT}$  (calcolata in funzione di  $P$ ) [l/ton].
- $k_{2,AT}$  : Costante addizionale per il calcolo di  $c_{AT}$  (calcolata in funzione di  $P$ ) [€/ton].
- $k_{3,AT}$  : Costante addizionale di compensazione costi di trasporto navale a lungo raggio [€/ton]

In Tabella 4 si riporta lo sviluppo dell'andamento lineare dei coefficienti  $k_1$  e  $k_2$  in funzione della taglia dell'impianto ( $P$ ).

**Tabella 4: Formula di calcolo dei coefficienti moltiplicativo e addizionale per il costo di autotrasporto.**

$P$ (intervallo)	$k_{1,AT}$ (formula di calcolo)	$k_{2,AT}$ (formula di calcolo)
[MW,e]	[l/ton] ( $P$ in MW,e)	[€/ton] ( $P$ in MW,e)
$P < 1$	$k_{1,AT} = 2,33$	$k_{2,AT} = 12,50$
$1 \leq P < 10$	$k_{1,AT} = 0,667 P + 1,67$	$k_{2,AT} = 0,833 P + 11,67$
$P \geq 10$	$k_{1,AT} = 8,33$	$k_{2,AT} = 20,00$

Come precedentemente anticipato, per la frazione di energia prodotta attraverso la combustione di rifiuti si consiglia di considerare  $c_{AT}$  pari a zero.

### 4.3 Costo di gestione e smaltimento ceneri di combustione - $c_{CEN}$

La gestione e lo smaltimento delle ceneri derivanti dalla combustione della biomassa costituisce una voce di costo significativa per gli impianti. Per le valutazioni della qualità di combustibile si è fin ora fatto riferimento a cippato di qualità intermedia tra B e A2 secondo la normativa UNI EN ISO 17225-4 [11]. Questo materiale è, secondo la normativa, caratterizzato da un contenuto di ceneri ( $cen_{\%}$ ) minore dell'1,5% rispetto alla massa tal quale. Ai fini di una valutazione realistica sulla produzione di ceneri è stato considerato un combustibile solido avente caratteristiche fondamentali cautelative, e nella fattispecie avente contenuto di ceneri maggiore rispetto a quanto stimato dalla normativa di riferimento. Inoltre, attraverso comunicazioni con gli operatori è emerso che gli impianti di taglia maggiore hanno la possibilità di utilizzare un combustibile meno raffinato e quindi con contenuto di inerti più elevato; al fine del calcolo del costo di generazione è stato determinato un contenuto effettivo di ceneri pari al 2% per gli impianti con  $P < 1$  MW,e e al 4% per impianti con  $P \geq 15$  MW,e (si ipotizza una interpolazione lineare per i valori intermedi di potenza nominale).

Si è inoltre stimata la tariffa di smaltimento delle ceneri ( $p_{CEN}$ ) nella misura di 250 € per tonnellata di cenere. Si consiglia l'aggiornamento di questo valore con cadenza annuale sulla base dell'indice ISTAT FOI medio annuale [16]. Nell'Eq. 6 si riporta il metodo di calcolo per il costo di smaltimento delle ceneri:

$$c_{CEN} = cen_{\%} p_{CEN} [\text{€/ton}] \quad \text{Eq. 6}$$

Dove:

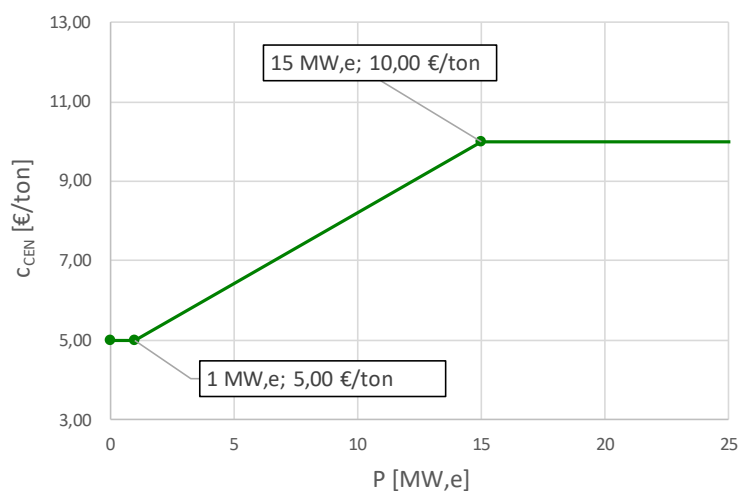
- $c_{CEN}$  : Costo di gestione e smaltimento ceneri di combustione [€/ton]
- $cen_{\%}$  : Contenuto di ceneri del cippato legnoso variabile in base alla taglia [%]
- $p_{CEN}$  : Costo specifico di smaltimento delle ceneri – fissato a 250 [€/ton<sub>CEN</sub>]

In Tabella 5 si riporta l'andamento linearizzato del costo di gestione e smaltimento delle ceneri di combustione calcolato applicando le condizioni precedentemente elencate:

**Tabella 5: Formula di calcolo del costo di gestione e smaltimento delle ceneri.**

<b><math>P</math> (intervallo)</b>	<b><math>c_{CEN}</math> (formula di calcolo)</b>
<b>[MW,e]</b>	<b>[€/ton] (<math>P</math> in MW,e)</b>
$P < 1$	$c_{CEN} = 5,00$
$1 \leq P < 15$	$c_{CEN} = 0,357 P + 4,64$
$P \geq 15$	$c_{CEN} = 10,00$

Lo stesso andamento linearizzato è riportato in forma grafica in Figura 2:



**Figura 2: Andamento linearizzato del costo di gestione e smaltimento delle ceneri.**

#### 4.4 Costo di tracciabilità di filiera della biomassa - $c_{TRA}$

Per gli impianti a biomassa che accedono alla tariffa incentivante attraverso il meccanismo GRIN [19] è di fatto imposto l'obbligo di tracciamento e certificazione della filiera di origine del biocombustibile legnoso; l'obbligo è particolarmente rilevante per gli impianti di produzione di energia elettrica da biomassa a filiera corta (articolo 19, comma 1, del DM 06 luglio 2012). La caratterizzazione della filiera della biomassa è definita attraverso l'articolo 2, comma 1, lettere b) e c) del DM 2 marzo 2010. Le modalità di certificazione della filiera di origine della biomassa sono invece definite attraverso le circolari del Ministero dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste (MASAF) [20].

A fronte degli obblighi di certificazione dell'origine della biomassa, si considera un costo aggiuntivo ( $c_{TRA}$ ) pari a 10 €/ton a copertura delle attività di certificazione ed eventuali extracosti di approvvigionamento. Si consiglia l'aggiornamento di questo valore con cadenza annuale sulla base dell'indice ISTAT FOI medio annuale [16]. Questo costo aggiuntivo è attribuibile solo agli impianti a biomassa che effettivamente devono sottostare alla richiesta di tracciamento della filiera.

## 5 COSTO DI GESTIONE E MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO

In questo paragrafo sono specificati i costi di gestione e manutenzione degli impianti alimentati da biomassa solida legnosa. Sono inclusi in questo capitolo sia le voci di costo variabili, che dipendono dall'effettivo volume di produzione dell'impianto, che i costi fissi. Le voci di costo considerate sono le seguenti:

- Costo del personale -  $c_{pers}$ , Cap. 5.1;
- Altri costi variabili di gestione degli impianti -  $c_{O\&M,var}$ , Cap. 5.2;
- Costi di manutenzione straordinaria -  $c_{MAN,xord}$ , Cap. 5.3;
- Costi di manutenzione ordinaria -  $c_{MAN,ord}$ , Cap. 5.4;

### 5.1 Costo del personale - $c_{pers}$

Per la stima del costo del personale impiegato nella gestione ordinaria dell'impianto ( $c_{PERS}$ ) si considera un costo orario unitario orario ( $p_{pers}$ ) di 50 €/h (importo medio orario degli operai, tariffario Confartigianato) e 1650 ore lavorate mediamente all'anno per dipendente ( $h_{pers}$ ). Si consiglia l'aggiornamento di questo valore con cadenza annuale sulla base dell'indice ISTAT FOI medio annuale [16]. A titolo esemplificativo sono state considerate 6500 ore di produzione elettrica equivalente, valore che si ipotizza essere indipendente dalla taglia dell'impianto. Questo valore rispecchia l'attuale situazione media del parco di generazione italiano, come riportato dai dati GSE [21], AIRU [2] e FIPER [3]. Si ritiene tuttavia necessario specificare che questo livello di produzione elettrica difficilmente potrà corrispondere ad uno sfruttamento efficace del calore contestualmente prodotto; l'energia termica è, infatti, richiesta solo per un periodo limitato durante l'anno, almeno se si fa riferimento al calore prodotto per riscaldamento. La produzione elettrica in modalità di dissipazione termica, che si verifica generalmente nelle stagioni calde, è da ritenersi una pratica poco sostenibile sia a livello ambientale che economico, soprattutto per impianti di taglia limitata caratterizzati da bassa efficienza termodinamica.

Il metodo di calcolo della porzione di costo di produzione elettrica associabile al personale ( $c_{pers}$ ) è ultimamente riportato in Eq. 7:

$$c_{pers} = \frac{h_{pers} p_{pers} N_{pers}}{P h_{EQ,E}} [\text{€/MWh}, e] \quad \text{Eq. 7}$$

Dove:

- $c_{PERS}$  : Costo del personale ricondotto all'unità energetica prodotta [€/MWh, e]  
 $h_{pers}$  : Ore lavorative annuali per dipendente, pari a 1650 [h/anno]  
 $p_{pers}$  : Tariffa oraria del lavoro dipendente specializzato, ISTAT [€/h]  
 $N_{pers}$  : Numero di personale impiegato nella gestione dell'impianto [-]  
 $P$  : Potenza elettrica nominale netta dell'impianto [MW, e]  
 $h_{EQ,E}$  : Ore di produzione elettrica equivalente annuale [h/anno]

Il numero di personale impiegato nella gestione di un impianto dipende dalla taglia dello stesso; da comunicazioni con gli operatori, risulta che per un impianto di taglia ridotta ( $P = 1$  MW,e) sia opportuno considerare  $N_{pers} = 4$ , per un impianto di taglia intermedia ( $P = 5$  MW,e) si considera  $N_{pers} = 13$  e per impianti di taglia maggiore ( $P = 15$  MW,e) si considera  $N_{pers} = 25$ . In questo numero è da ritenersi compreso anche il personale amministrativo. In Tabella 6 si riporta l'andamento linearizzato del costo del personale calcolato applicando le condizioni precedentemente elencate:



Tabella 6: Formula di calcolo del costo di costo di personale.

$P$ (intervallo)	$c_{pers}$ (formula di calcolo)
[MW,e]	[€/MWh,e] ( $P$ in MW,e)
$P < 1$	$c_{pers} = 50,77$
$1 \leq P < 5$	$c_{pers} = -4,442 P + 55,21$
$5 \leq P < 15$	$c_{pers} = -1,185 P + 38,92$
$P \geq 15$	$c_{pers} = 21,15$

Lo stesso andamento linearizzato è riportato in forma grafica in Figura 3:

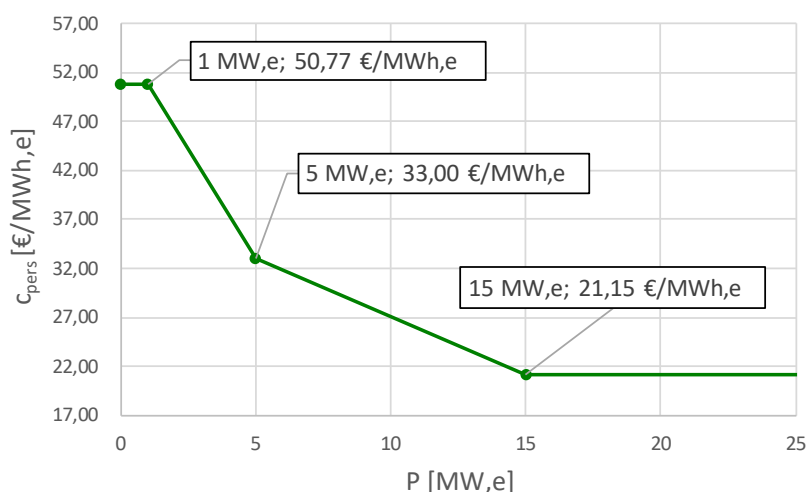


Figura 3: Andamento linearizzato del costo del personale.

## 5.2 Altri costi variabili di gestione degli impianti - $c_{O\&M,var}$

Ai costi precedentemente elencati si aggiungono altri costi necessari alle normali operazioni d'impianto. Queste voci di costo riguardano i seguenti aspetti:

- Costo di stoccaggio e movimentazione della biomassa all'interno del sito. La movimentazione della biomassa richiede l'utilizzo di macchinari pesanti, con consumi non trascurabili di combustibili fossili (generalmente gasolio).
- Costo del combustibile fossile richiesto per le procedure di avvio dell'impianto. L'avvio degli impianti a biomassa deve avvenire tramite utilizzo di combustibili fossili, generalmente gasolio. L'uso di combustibili fossili è tanto maggiore quanto cresce la necessità di interrompere l'operazione dell'impianto, sia per fermi programmati che imprevisti.
- Composti consumabili e additivi chimici richiesti per l'abbattimento degli inquinanti e per il trattamento delle acque in ingresso o uscita dal processo.
- Altri costi di struttura e di gestione diversi da quanto precedentemente indicato.

Non potendo determinare in modo puntuale tali voci di costo, anche sulla base degli elementi messi a disposizione degli operatori, si ritiene opportuno introdurre una stima onnicomprensiva pari a 10 €/MWh; questo valore non è differenziato in base alla taglia d'impianto. Si consiglia l'aggiornamento di questo valore con cadenza annuale sulla base dell'indice ISTAT FOI medio annuale [16].

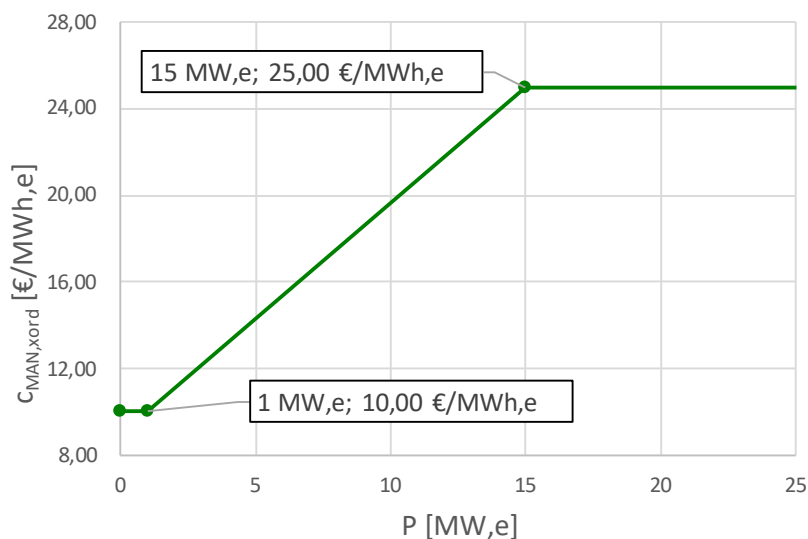
### 5.3 Costi di manutenzione straordinaria - $c_{MAN,xord}$

I costi di manutenzione straordinaria comprendono tutte quelle spese che non rientrano nella normale gestione di un impianto ma sono spese/accantonamenti annui destinati ad affrontare gli “imprevisti” sotto forma di guasti e sostituzioni. Tali costi dipendono dalla taglia dell’impianto. Sulla base dei dati forniti dagli operatori, è stato possibile approssimare questi costi nella misura di 10 €/MWh,e per gli impianti con  $P < 1$  MW,e e di 25 €/MWh,e per impianti con  $P \geq 15$  MW,e (si ipotizza una interpolazione lineare per i valori intermedi di potenza nominale). Si consiglia l’aggiornamento di questo valore con cadenza annuale sulla base dell’indice ISTAT FOI medio annuale [16]. In Tabella 7 si riporta l’andamento linearizzato dei costi di manutenzione straordinaria calcolato applicando le condizioni precedentemente elencate:

**Tabella 7: Formula di calcolo dei costi di manutenzione straordinaria.**

<b>P (intervallo)</b>	<b><math>c_{MAN,xord}</math> (formula di calcolo)</b>
<b>[MW,e]</b>	<b>[€/MWh,e] (P in MW,e)</b>
$P < 1$	$c_{MAN,xord} = 10$
$1 \leq P < 15$	$c_{MAN,xord} = 1,071 P + 8,93$
$P \geq 15$	$c_{MAN,xord} = 25$

Lo stesso andamento linearizzato è riportato in forma grafica in Figura 4:



**Figura 4: Andamento linearizzato dei costi di manutenzione straordinaria.**

### 5.4 Costi di manutenzione ordinaria - $c_{MAN,ord}$

Questa voce comprende i costi di assicurazione, contratti di service e altri costi fissi necessari per le attività di manutenzione programmata dell’impianto. Tali costi dipendono dalla taglia dell’impianto. Sulla base dei dati forniti dagli operatori, è stato possibile approssimare questi costi nella misura di 5 €/MWh,e per gli impianti con  $P < 1$  MW,e e di 20 €/MWh,e per impianti con  $P \geq 15$  MW,e (si ipotizza una interpolazione lineare per i valori intermedi di potenza nominale). Si consiglia l’aggiornamento di questo valore con cadenza

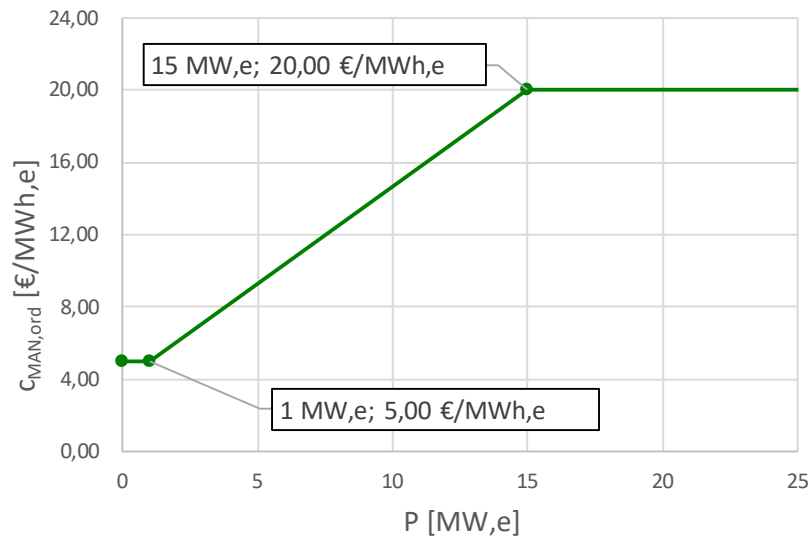


annuale sulla base dell'indice ISTAT FOI medio annuale [16]. In Tabella 8 si riporta l'andamento linearizzato dei costi di manutenzione ordinaria calcolato applicando le condizioni precedentemente elencate:

**Tabella 8: Formula di calcolo dei costi di manutenzione ordinaria.**

<b>P (intervallo)</b>	<b><math>c_{MAN,ord}</math> (formula di calcolo)</b>
<b>[MW,e]</b>	<b>[€/MWh,e] (P in MW,e)</b>
$P < 1$	$c_{MAN,ord} = 5$
$1 \leq P < 15$	$c_{MAN,ord} = 1,071 P + 3,93$
$P \geq 15$	$c_{MAN,ord} = 20$

Lo stesso andamento linearizzato è riportato in forma grafica in Figura 5:



**Figura 5: Andamento linearizzato dei costi di manutenzione ordinaria.**

## 6 RICAVI DALLA PRODUZIONE DI CALORE

Molti impianti di produzione di elettricità da biomassa solida 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. 8):

$$r_H = \eta_{rete,TH} \frac{H}{E} p_H [\text{€/MWh}, e] \quad \text{Eq. 8}$$

Dove:

- $r_H$  : Ricavo specifico dalla produzione di calore [€/MWh, e]
- $\eta_{rete,TH}$  : Efficienza della rete trasporto calore [-]
- $H$  : Produzione di energia termica in centrale nel periodo di riferimento [MWh, t].
- $E$  : Produzione netta di energia elettrica nel periodo di riferimento [MWh, e]
- $p_H$  : Valutazione economica dell'unità energetica di calore [€/MWh, t]

La definizione del calore utile 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 [2]. 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. L'efficienza di trasporto e distribuzione del calore ( $\eta_{rete,TH}$ ) è quindi pari al 100%.

Al fine di favorire la produzione di energia termica in regime cogenerativo, si propone l'introduzione di una soglia massima per il termine  $r_H$ , calcolata come riportato nella seguente equazione (Eq. 9):

$$r_H = \eta_{rete,TH} p_H \min\left(\frac{H}{E}; \frac{H^*}{E^*}\right) [\text{€/MWh}, e] \quad \text{Eq. 9}$$

Dove:

- $r_H$  : Ricavo specifico dalla produzione di calore [€/MWh, e]
- $\eta_{rete,TH}$  : Efficienza della rete trasporto calore [-]
- $H/E$  : Rapporto contabilizzato tra energia termica prodotta in centrale ed energia elettrica nel periodo di riferimento [MWh, t/MWh, e].
- $H^*/E^*$  : Rapporto di riferimento tra energia termica prodotta in centrale ed energia elettrica nel periodo di riferimento, valutato come indicato nel Cap. 3 [MWh, t/MWh, e].
- $p_H$  : Valutazione economica dell'unità energetica di calore [€/MWh, t]

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. 10):

$$p_H = \frac{p_g + p_{extra,g}}{k_g \eta_g} [\text{€/MWh}, t] \quad \text{Eq. 10}$$

Dove:

- $p_H$  : Valutazione economica dell'unità energetica di calore [€/MWh, t]
- $p_g$  : Prezzo di riferimento del gas naturale [€/MWh]
- $p_{extra,g}$  : Extracosto di fornitura gas per utenze industriali [€/MWh]
- $\eta_g$  : 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 [22]. Il valore dell'indice di riferimento, espresso in €/MWh, è pubblicato sul portale web dell'Autorità [23] ed è aggiornato mensilmente. A titolo esemplificativo, si riporta in Tabella 9 la rilevazione e definizione del prezzo di riferimento per il periodo di massimizzazione (15 maggio 2023 – 30 settembre 2023):

**Tabella 9: Rilevazione dei prezzi di riferimento del gas naturale [23].**

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
<b>Massimizzazione</b>	<b>33,4132</b>

- Gli extracosti legati a trasporto, imposte e oneri ( $p_{extra,g}$ ) sono stati stimati 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 [24] relativamente all'anno 2022. Il valore considerato per  $p_{extra,g}$  risulta pari a 16,00 €/MWh. Il valore effettivo e il metodo di aggiornamento del parametro  $p_{extra,g}$  saranno valutati con metodologie definite dall'Autorità. In questa voce di costo sono considerate già 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 €/m<sup>3</sup>, valore valido per consumi inferiori a 1.200.000 m<sup>3</sup> annui [25].
- Il rendimento standard  $\eta_g$  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.

## 7 CONCLUSIONI

Di seguito si riporta una sintesi della valutazione esemplificativa dei costi di generazione elettrica da biomassa solida, effettuata mediante il metodo fin ora descritto, per le tre tipologie impiantistiche di riferimento:

- Impianti di taglia minore, con  $P$  di riferimento pari a 1 MW,e;
- Impianti di taglia intermedia, con  $P$  di riferimento pari a 5 MW,e;
- Impianti di taglia maggiore, con  $P$  di riferimento pari a 15 MW,e;

Le voci di costo relative all'approvvigionamento e gestione del combustibile sono state ricondotte all'unità di energia elettrica generata attraverso l'efficienza di produzione, come indicato nell'Eq. 4. Il costo totale di generazione ( $c_{TOT}$ ) è calcolato dalla somma di tutte le voci di costo a cui è sottratto il ricavo specifico derivante dalla produzione di calore:

$$c_{TOT} = c_F + c_{O\&M} - r_H [\text{€/MWh}, e] \quad \text{Eq. 11}$$

Dove:

- $c_{TOT}$  : Costo totale di generazione dell'energia elettrica [€/MWh, e]  
 $c_F$  : Costo di approvvigionamento e gestione del combustibile (Cap. 4) [MWh, e/ton]  
 $c_{O\&M}$  : Costo di gestione e manutenzione dell'impianto (Cap. 5) [MWh, e/ton]  
 $r_H$  : Ricavo specifico dalla produzione di calore (Cap. 6) [€/MWh, e]

L'efficienza degli impianti e il ricavo da calore è stato valutato utilizzando un rapporto  $H/E$  equivalente a quello di riferimento  $H^*/E^*$  (valutato come indicato nel Cap. 3):

**Tabella 10: Costi di generazione da biomassa solida per le tre tipologie impiantistiche di riferimento.**

Potenza nominale [MW, e]	Tipologia impianto CHP	Efficienza elettrica media [MWh, e/ton]	Costo biomassa [€/MWh, e]	Costo autotrasporto [€/MWh, e]	Costo cenere [€/MWh, e]	Costo tracciabilità [€/MWh, e]	Costo personale [€/MWh, e]	Costo O&M variabili [€/MWh, e]	Costo man. ordinaria [€/MWh, e]	Costo man. straordinaria [€/MWh, e]	Ricavo specifico calore [€/MWh, e]	Costo totale generazione [€/MWh, e]
$P$	-	$\bar{\eta}_E$	$c_{BIO}$	$c_{AT}$	$c_{CEN}$	$c_{TRA}$	$c_{pers}$	$c_{O\&M, var}$	$c_{MAN, xord}$	$c_{MAN, ord}$	$r_H$	$c_{TOT}$
1	Non CHP	0,314	214,17	49,78	15,94	31,88	50,77	10,00	10,00	5,00	0,00	387,53
	Derivato	0,270	248,75	57,81	18,51	37,02					76,77	361,26
	Diretto										93,63	344,41
5	Non CHP	0,570	117,87	39,49	11,28	17,54	33,00	10,00	14,29	9,29	0,00	252,76
	Derivato	0,531	126,49	42,38	12,10	18,83					20,38	245,99
	Diretto										24,85	241,52
15	Non CHP	0,700	95,98	44,47	14,29	14,29	21,15	10,00	25,00	20,00	0,00	245,18
	Derivato											
	Diretto											

I calcoli sono eseguiti escludendo la compensazione del trasporto marittimo. In Figura 6 si riporta graficamente l'andamento dei costi di generazione al variare della taglia dell'impianto.

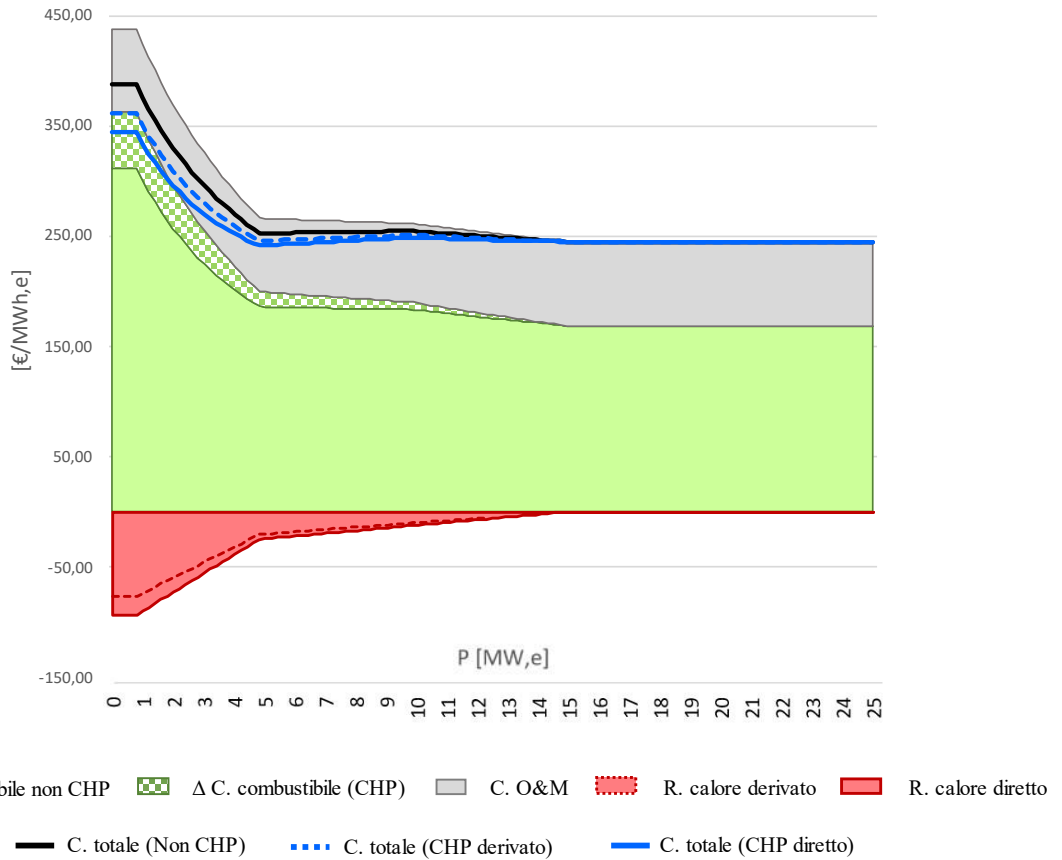
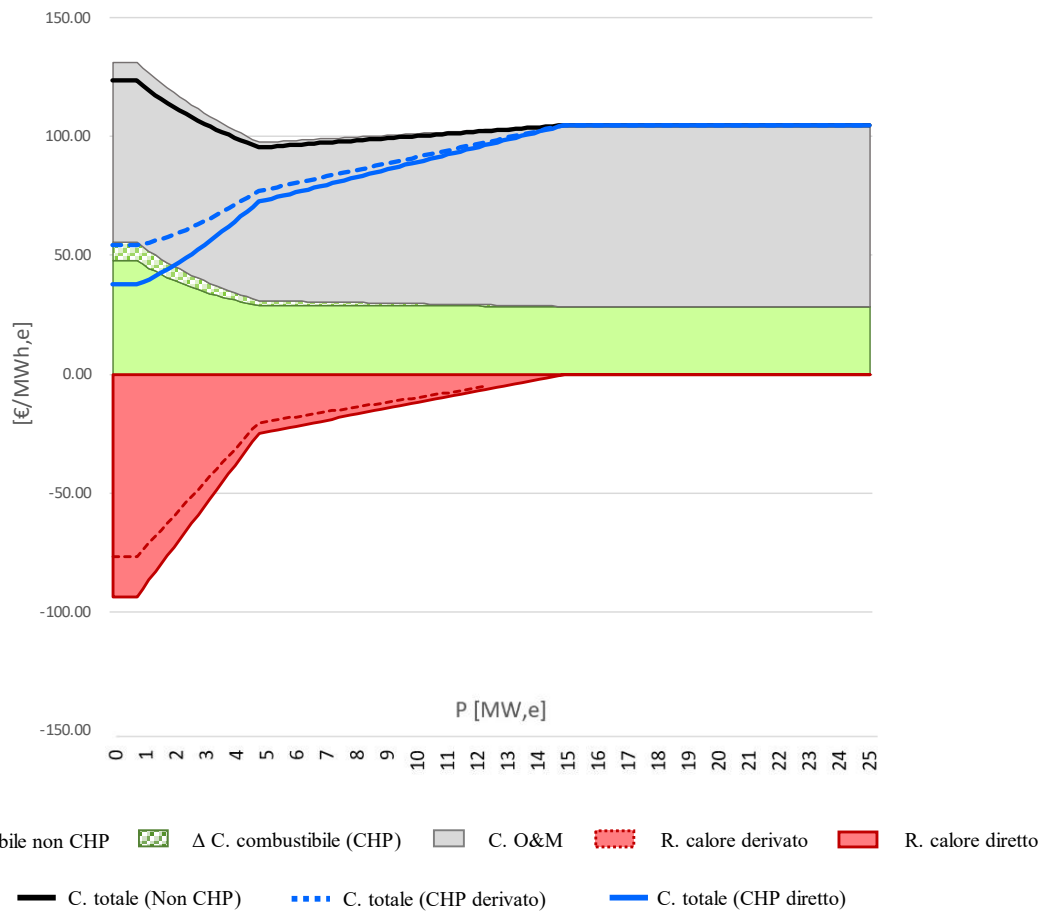


Figura 6: Andamento dei costi di generazione da biomassa solida rispetto alla taglia dell'impianto.

Di seguito si riporta l'analisi dei costi di produzione nel caso di impianti alimentati da rifiuti:

Tabella 11: Costi di generazione da combustione di rifiuti per le tre tipologie impiantistiche di riferimento.

Potenza nominale [MW,e]	Tipologia impianto CHP	Efficienza elettrica media [MW,h,e/ton]	Costo biomassa [€/MWh,e]	Costo autotrasporto [€/MWh,e]	Costo cenere [€/MWh,e]	Costo tracciabilità [€/MWh,e]	Costo personale [€/MWh,e]	Costo O&M variabili [€/MWh,e]	Costo man. ordinaria [€/MWh,e]	Costo man. straordinaria [€/MWh,e]	Ricavo specifico calore [€/MWh,e]	Costo totale generazione [€/MWh,e]
P	-	$\bar{\eta}_E$	$c_{BIO}$	$c_{AT}$	$c_{CEN}$	$c_{TRA}$	$c_{pers}$	$c_{O\&M,var}$	$c_{MAN,xord}$	$c_{MAN,ord}$	$r_H$	$c_{TOT}$
1	Non CHP	0,314	0	0	15,94	31,88	50,77	10,00	10,00	5,00	0,00	123,58
	Derivato	0,270	0	0	18,51	37,02					76,77	54,56
	Diretto										93,63	37,70
5	Non CHP	0,570	0	0	11,28	17,54	33,00	10,00	14,29	9,29	0,00	95,39
	Derivato	0,531	0	0	12,10	18,83					20,38	77,12
	Diretto										24,85	72,65
15	Non CHP	0,700	0	0	14,29	14,29	21,15	10,00	25,00	20,00	0,00	104,73
	Derivato											
	Diretto											



**Figura 7: Andamento dei costi di generazione da rifiuti rispetto alla taglia dell’impianto.**

I calcoli riportati in questo capitolo fanno riferimento alla situazione attuale per la gestione di un impianto cogenerativo alimentato da biomassa legnosa. La logica di gestione tipicamente applicata consiste nella massimizzazione della produzione elettrica; gli impianti, infatti, operano per una porzione consistente dell’attività in regime termico dissipativo, diminuendo il fattore di risparmio di energia primaria e i benefici ambientali ottenibili. Si auspica la tendenza al graduale aumento del rapporto tra energia termica ed elettrica prodotte; questo è ottenibile attraverso l’incremento della produzione di calore oppure, se quest’ultima non è una strada percorribile poiché la domanda termica è totalmente saturata o indisponibile, attraverso la minimizzazione dell’energia prodotta in regime dissipativo. In Tabella 13 si riportano i parametri di prestazione che caratterizzano l’attuale modalità di gestione come considerata nella presente relazione e una possibile evoluzione virtuosa raggiungibile nell’immediato futuro. Nel Cap. 8 è riportato un confronto tra gli esercizi annuali ottenibili con le due modalità di gestione.

**Tabella 12: Modalità di gestione degli impianti cogenerativi a biomassa legnosa.**

P (rif.) [MW,e]	h <sub>EQ,E</sub> [ore/anno]		H/E [MWh,t/MWh,e]	
	Attuale	Efficiente	Attuale	Efficiente
-				
1	6500	5000	1,620	2,106 (+ 30%)
5	6500	5500	0,430	0,516 (+ 20%)

## 8 APPENDICE: ESEMPI DI ESERCIZIO ANNUALE DEGLI IMPIANTI

Si riporta in Tabella 13 un esempio di calcolo dei costi riconosciuti e ricavi totali annuali per le tre tipologie di impianto di riferimento. Tutti i casi sono valutati considerando lo stesso livello di produzione equivalente elettrica ( $h_{EQ,E}$ ).

**Tabella 13: Simulazione su base annua dei costi e dei ricavi elettrici per le tre tipologie impiantistiche di riferimento.**

Potenza nominale [MW <sub>e</sub> ]	Tipologia impianto CHP	Energia elettrica prodotta [MWh <sub>e</sub> /anno]	Calore prodotto in centrale MWh <sub>t</sub> /anno]	Costi combustibile riconosciuti [€/anno]	Costi O&M riconosciuti [€/anno]	Scorporo del costo evitato per la generazione di calore [€/anno]	Ricavi derivanti dalla produzione di energia elettrica [€/anno]
1	Non CHP	6.500	0	2.026.425	492.500	0	<b>2.518.925</b>
	Derivato		10.530	2.354.706		499.021	<b>2.348.184</b>
	Diretto					608.563	<b>2.238.643</b>
5	Non CHP	32.500	0	6.051.120	2.163.571	0	<b>8.214.691</b>
	Derivato		13.975	6.493.457		662.281	<b>7.994.747</b>
	Diretto					807.660	<b>7.849.368</b>
15	Non CHP	97.500	0	16.479.812	7.425.000	0	<b>23.904.812</b>
	Derivato						
	Diretto						

Al fine di valutare in modo completo la redditività delle diverse soluzioni impiantistiche presentate è però doveroso considerare anche i ricavi potenziali derivanti dalla vendita del calore. Il valore effettivo di vendita del calore è stato stimato attraverso il “Metodo tariffario teleriscaldamento per il periodo transitorio 1° gennaio 2024 – 31 dicembre 2024” (MTL-T, Deliberazione 638/2023/R/tlr). Il sopracitato metodo definisce una distinzione di valorizzazione del calore sulla base della tipologia di utenza servita, distinguendo tra i comuni metanizzati e non metanizzati. Applicando le ipotesi di calcolo del metodo MTL-T sono stati individuati i seguenti prezzi indicativi di vendita del calore:

- Prezzo di riferimento di vendita del calore in aree metanizzate: **113,85 €/MWh<sub>t</sub>**. Il calcolo è stato eseguito sulla base del PSV medio rilevato nel periodo di massimizzazione (indicato in Tabella 9).
- Prezzo di riferimento di vendita del calore in aree non metanizzate: **128,51 €/MWh<sub>t</sub>**. Il calcolo è stato eseguito sulla base del costo di acquisto del pellet in autobotte rilevato dall’associazione AIEL per settembre 2023 [25].

Si noti che il prezzo di vendita sopra riportato è riferito all’energia effettivamente ceduta all’utenza, e deve essere quindi depurato delle perdite termiche della rete di trasferimento del calore. Le perdite di rete sono state valutate in modo analogo a quanto riportato nel Cap. 6. In si riporta un esempio di calcolo complessivo dei ricavi derivanti dalle attività di vendita dell’energia elettrica, valutata come indicato in Eq. 11, e dell’energia termica. I risultati dell’analisi sono riportati in Tabella 14 (gestione tipica) e Tabella 15 (gestione efficiente). Dai casi d’esempio riportati si può notare che gli impianti in configurazione cogenerativa risultano potenzialmente più remunerativi rispetto al caso di produzione elettrica semplice nonostante il minor ricavo elettrico e l’aumento dei costi operativi causati dalla riduzione del rendimento dei generatori.

**Tabella 14: Simulazione su base annua dell'esercizio economico per gli impianti cogenerativi, gestione tipica.**

Potenza nominale [MW,e]	Tipologia impianto CHP	Energia elettrica prodotta [MWh,e/anno]	Calore prodotto in centrale MWh,t/anno]	Costi totali della produzione [€/anno]	Ricavi derivanti dalla vendita di energia elettrica [€/anno]	Ricavi derivanti dalla produzione di energia termica (aree metanizzate) [€/anno]	Ricavi derivanti dalla produzione di energia termica (aree non metanizzate) [€/anno]	Ricavi totali (aree metanizzate) [€/anno]	Ricavi totali (aree non metanizzate) [€/anno]
1	Non CHP	6.500	0	<b>2.518.925</b>	2.518.925	0	0	<b>2.518.925</b>	<b>2.518.925</b>
	Derivato		10.530	<b>2.847.206</b>	2.348.184	983.049	1.109.632	<b>3.331.233</b>	<b>3.457.817</b>
	Diretto			<b>2.847.206</b>	2.238.643	1.198.841	1.353.210	<b>3.437.483</b>	<b>3.591.853</b>
5	Non CHP	32.500	0	<b>8.214.691</b>	8.214.691	0	0	<b>8.214.691</b>	<b>8.214.691</b>
	Derivato		13.971	<b>8.657.028</b>	7.994.747	1.304.664	1.472.660	<b>9.299.411</b>	<b>9.467.407</b>
	Diretto			<b>8.657.028</b>	7.849.368	1.591.054	1.795.927	<b>9.440.422</b>	<b>9.645.295</b>

Di seguito è invece riportata la stessa analisi eseguita con i parametri di prestazione modificati come indicato in Tabella 12, ovvero seguendo una logica di risparmio energetico e riduzione delle dissipazioni termiche:

**Tabella 15: Simulazione su base annua dell'esercizio economico per gli impianti cogenerativi, gestione efficiente.**

Potenza nominale [MW,e]	Tipologia impianto CHP	Energia elettrica prodotta [MWh,e/anno]	Calore prodotto in centrale MWh,t/anno]	Costi totali della produzione [€/anno]	Ricavi derivanti dalla vendita di energia elettrica [€/anno]	Ricavi derivanti dalla produzione di energia termica (aree metanizzate) [€/anno]	Ricavi derivanti dalla produzione di energia termica (aree non metanizzate) [€/anno]	Ricavi totali (aree metanizzate) [€/anno]	Ricavi totali (aree non metanizzate) [€/anno]
1	Non CHP	5.000	0	<b>2.013.788</b>	2.013.788	0	0	<b>2.013.788</b>	<b>2.013.788</b>
	Derivato		10.530	<b>2.342.069</b>	1.843.048	983.049	1.109.632	<b>2.826.097</b>	<b>2.952.680</b>
	Diretto			<b>2.342.069</b>	1.733.506	1.198.841	1.353.210	<b>2.932.347</b>	<b>3.086.717</b>
5	Non CHP	27.500	0	<b>7.115.893</b>	<b>7.115.893</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>7.115.893</b>	<b>7.115.893</b>
	Derivato		14.190	<b>7.565.035</b>	<b>6.892.564</b>	<b>1.324.736</b>	<b>1.495.317</b>	<b>8.217.300</b>	<b>8.387.881</b>
	Diretto			<b>7.565.035</b>	<b>6.744.949</b>	<b>1.615.532</b>	<b>1.823.557</b>	<b>8.360.480</b>	<b>8.568.506</b>

In Tabella 16 sono invece riportati i profitti, normalizzati rispetto ai costi totali, ottenuti dall'esercizio annuale degli impianti per tutte le casistiche analizzate. Questo aumento dei profitti relativi è però accompagnato da una corrispondente decrescita dei ricavi totali, come deducibile dai dati riportati in Tabella 14 e Tabella 15.



Si noti che il profitto per impianti non cogenerativi è sempre pari a zero dato che i costi riconosciuti sono pari al ricavo derivante dalla vendita della sola energia elettrica.

**Tabella 16: Profitti annuali (normalizzati rispetto ai costi) per tutti i casi analizzati.**

Potenza nominale [MW,e]	Tipologia impianto CHP	Profitti totali (arce metanizzate) [€/anno]		Profitti totali (arce non metanizzate) [€/anno]	
		Attuale	Efficiente	Attuale	Efficiente
-	-				
1	Non CHP	-	-	-	-
	Derivato	17,0%	20,7%	21,4%	26,1%
	Diretto	24,6%	29,9%	30,0%	36,5%
5	Non CHP	-	-	-	-
	Derivato	7,4%	8,6%	9,4%	10,9%
	Diretto	10,7%	12,5%	13,1%	15,2%

## 9 BIBLIOGRAFIA

- [1] «Linee guida per l'applicazione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 settembre 2011 – Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR),» Ministero dello Sviluppo Economico, 2012. [Online]. Available: [https://www.reteambiente.it/repository/normativa/16133\\_lineeguidacar.pdf](https://www.reteambiente.it/repository/normativa/16133_lineeguidacar.pdf). [Consultato il giorno Febbraio 2024].
- [2] «AIRU - Associazione Italiana Riscaldamento Urbano - Annuario 2018-2022,» [Online]. Available: <https://www.airu.it/eventi-airu/#ANNUARIO>. [Consultato il giorno Febbraio 2024].
- [3] «Report impianti teleriscaldamento a biomassa,» FIPER, 2020. [Online]. Available: <https://www.fiper.it/wp-content/uploads/report-biomassa-fiper2020.pdf>. [Consultato il giorno Febbraio 2024].
- [4] «Soluzioni: biomassa,» TURBODEN, [Online]. Available: <https://www.turboden.com/it/soluzioni/1051/biomassa>. [Consultato il giorno Febbraio 2024].
- [5] «Energia dal Legno - Prezzo del cippato a settembre 2023,» Associazione Italiana Energie Agroforestali - AIEL, [Online]. Available: <https://energiadalleghno.it/prezzo-del-cippato-a-settembre-2023/>. [Consultato il giorno Febbraio 2024].
- [6] «Technology Data for Generation of Electricity and District Heating,» Danish Energy Agency, [Online]. Available: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-generation-electricity-and>. [Consultato il giorno Febbraio 2024].
- [7] A. Algieri; P. Morrone, «Energy analysis of Organic Rankine Cycles for biomass applications,» *Thermal Science*, 2015.
- [8] «Granaria Milano - ultima rilevazione dei prezzi,» Associazione Granaria Milano, [Online]. Available: <https://www.granariamilano.it/>. [Consultato il giorno Febbraio 2024].
- [9] «Portale PiuPrezzi - Microportale Energetici e Affini,» CCIAA Milano Lodi Monza Brianza, [Online]. Available: <https://shop.piuprezzi.it/product/prezzi-milano/ingrosso/energetici-e-affini/ingrosso-capitolo-singolo-energetici-e-affini/>. [Consultato il giorno Febbraio 2024].
- [10] «Agri for Energy - Mercati & Prezzi, Edizione Marzo 2023,» [Online]. Available: [https://www.aielenergia.it/public/pubblicazioni/196\\_A4E\\_1-2021\\_M\\_P\\_ia.pdf](https://www.aielenergia.it/public/pubblicazioni/196_A4E_1-2021_M_P_ia.pdf). [Consultato il giorno Febbraio 2024].
- [11] «UNI EN ISO 17225-4:2021 Biocombustibili solidi - Classificazione e specifiche del combustibile - Parte 4: Classificazione del cippato di legno,» UNI, [Online]. Available: <https://store.uni.com/uni-en-iso-17225-4-2021>. [Consultato il giorno Febbraio 2024].
- [12] «Camera di Commercio Alessandria - Pioppi, legna da ardere e cippato,» [Online]. Available: [http://www.al.camcom.gov.it/PriceLists/Pub/Item?id\\_level\\_2=8](http://www.al.camcom.gov.it/PriceLists/Pub/Item?id_level_2=8). [Consultato il giorno Febbraio 2024].
- [13] «RILEVAZIONE DEI PREZZI DEL COMMERCIO ALL'INGROSSO,» Camera di commercio, industria, artigianato e agricoltura di Bolzano - Istituto di ricerca economica, [Online]. Available: <https://www.wifo.bz.it/it/temi/rilevazioni-dei-prezzi/prezzi-all-ingrosso.html>. [Consultato il giorno Febbraio 2024].
- [14] «CO2 emissions from trucks in the European Union: An analysis of the 2020 reporting period,» 2023 INTERNATIONAL COUNCIL ON CLEAN TRANSPORTATION, [Online]. Available: <https://theicct.org/wp-content/uploads/2023/07/hdv-co2-emissions-eu-2020-reporting-2-jul23.pdf>. [Consultato il giorno Febbraio 2024].
- [15] «Fondi e finanziamenti - Contratti Quadro,» Ministero dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste (MASAF), [Online]. Available: <https://www.politicheagricole.it/flex/cm/pages/ServeBLOB.php/L/IT/IDPagina/13535>. [Consultato il giorno Febbraio 2024].

- [16] «Rivaluta - Rivalutazioni e documentazione su prezzi, costi e retribuzioni contrattuali,» ISTAT, [Online]. Available: <https://rivaluta.istat.it/Rivaluta/#>. [Consultato il giorno Febbraio 2024].
- [17] «Statistiche energetiche e minerarie: prezzi medi mensili dei carburanti e combustibili,» Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, [Online]. Available: <https://dgsaie.mise.gov.it/prezzi-mensili-carburanti?pid=2>. [Consultato il giorno Febbraio 2024].
- [18] «Benefici per il gasolio da autotrazione,» Agenzia delle Dogane e dei Monopoli, [Online]. Available: <https://www.adm.gov.it/portale/dogane/operatore/accise/benefici-per-il-gasolio-da-autotrazione>. [Consultato il giorno Febbraio 2024].
- [19] «Gestione incentivi GRIN,» GSE - Gestore Servizi Energetici, [Online]. Available: <https://www.gse.it/servizi-per-te/fonti-rinnovabili/gestione-incentivi/grin>. [Consultato il giorno Febbraio 2024].
- [20] «Filiere bioenergie,» Ministero dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, [Online]. Available: <https://www.politicheagricole.it/flex/cm/pages/ServeBLOB.php/L/IT/IDPagina/5261>. [Consultato il giorno Febbraio 2024].
- [21] «RAPPORTO STATISTICO 2021 - Energia da fonti rinnovabili in Italia,» GSE, [Online]. Available: [https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Rapporto%20Statistico%20GSE%20-%20FER%202021.pdf](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Rapporto%20Statistico%20GSE%20-%20FER%202021.pdf). [Consultato il giorno Febbraio 2024].
- [22] «European Spot Gas Market (ESGM),» ICIS - Independent Commodity Intelligence Services, [Online]. Available: <https://www.icis.com/compliance/reports/european-spot-gas-market/>. [Consultato il giorno Febbraio 2024].
- [23] «Valore CMEMm - Servizio di tutela della vulnerabilità,» ARERA - Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, [Online]. Available: <https://www.arera.it/area-operatori/prezzi-e-tariffe/valore-cmemm-vulnerabili>. [Consultato il giorno Febbraio 2024].
- [24] «Relazione annuale 2023 sullo stato dei servizi e sull'attività svolta - Vol. 1 pag. 74,» ARERA - Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, [Online]. Available: <https://www.arera.it/chiamo/relazione-annuale/relazione-annuale-2023>. [Consultato il giorno Febbraio 2024].
- [25] «Energia dal legno: prezzo del pellet a settembre 2023,» AIEL - Associazione italiana energie agroforestali, [Online]. Available: <https://energiadallegno.it/prezzo-del-pellet-a-settembre-2023/>. [Consultato il giorno Febbraio 2024].