

ALMA MATER STUDIORUM UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

SEDE DI FORLÌ

Corso di laurea in
INGEGNERIA MECCANICA L-9

**Valutazione dell'inserimento di un
impianto cogenerativo presso struttura ricettiva**

IMPIANTI INDUSTRIALI

Relatore: Augusto Bianchini

Correlatore: Marco Siboni

Autore: Grassi Matteo
Matricola: 0000916155

Anno accademico 2022/2023

ABSTRACT

In questo elaborato verrà trattata la cogenerazione, nella prima parte verrà descritto cos'è un cogeneratore, qual è il suo principio di funzionamento e quali sono le diverse tipologie di cogeneratori in circolazione, verranno descritti inoltre i vari ambiti in cui è possibile utilizzare questa tipologia di impianti e il perché essi risultano convenevoli. Nella seconda parte verrà svolta un'analisi sui costi di una struttura ricettiva con l'inserimento di un impianto cogenerativo, sarà descritto anche il metodo secondo il quale viene scelta la dimensione dell'impianto cogenerativo.

INDICE

1	INTRODUZIONE:.....	5
1.1	La cogenerazione	5
1.2	Gli impianti di cogenerazione	7
1.3	Equazioni descrittive del sistema cogeneratore	9
1.4	Rami di utilizzo dei cogeneratori	11
2	TIPOLOGIE DI COGENERATORI.....	12
2.1	Cogeneratori ad alto rendimento.....	21
2.2	Scelta di un cogeneratore.....	25
3	VALUTAZIONE ECONOMICA	29
4	CONCLUSIONI	32
	BIBLIOGRAFIA	33

1 INTRODUZIONE:

1.1 La cogenerazione

La cogenerazione è la produzione combinata di energia elettrica ed energia termica con un'unica fonte di energia primaria di partenza. Questi impianti vengono usati dunque per fornire sia elettricità che calore e garantisce un maggior rendimento rispetto alle due produzioni separate. (Degioannini, 2019)

La cogenerazione si basa sul 2° principio della termodinamica, il quale afferma che è impossibile convertire integralmente energia termica in lavoro meccanico, per cui in ogni processo di generazione di energia meccanica viene prodotta contemporaneamente energia termica. Pertanto un impianto di cogenerazione si può ottenere da ogni impianto motore inserendo una sezione di utilizzo della potenza termica, oppure un impianto di cogenerazione si può ottenere da ogni impianto termico aggiungendo a monte una sezione di generazione di potenza meccanica.

In una centrale termoelettrica viene bruciato del combustibile in una fornace che porta in ebollizione dell'acqua che così produrrà del vapore, il quale metterà poi in moto una turbina che, azionando un generatore produrrà energia elettrica. Durante questo procedimento solo il 30-55% dell'energia iniziale viene effettivamente convertita perché una gran parte dell'energia termica iniziale viene persa, dispersa come calore nell'ambiente.

Con l'impianto di cogenerazione invece gran parte dell'energia termica persa in una normale centrale termoelettrica viene recuperata e riutilizzata. Il rendimento energetico di un impianto di cogenerazione è difatti superiore rispetto a quello di una centrale termoelettrica, intorno al 65-90%.

La cogenerazione ha quindi numerosi vantaggi: ovviamente grazie ad un netto miglioramento del rendimento si hanno grandi vantaggi economici, oltre a questi ci sono anche grandi vantaggi riguardanti la salvaguardia dell'ambiente, vengono difatti ridotte le emissioni di sostanze inquinanti causate dalla produzione di energia termoelettrica, questo causa una diminuzione dell'inquinamento atmosferico e termico, inoltre vengono diminuite le perdite di trasmissione e distribuzione dell'energia per il sistema elettrico nazionale.

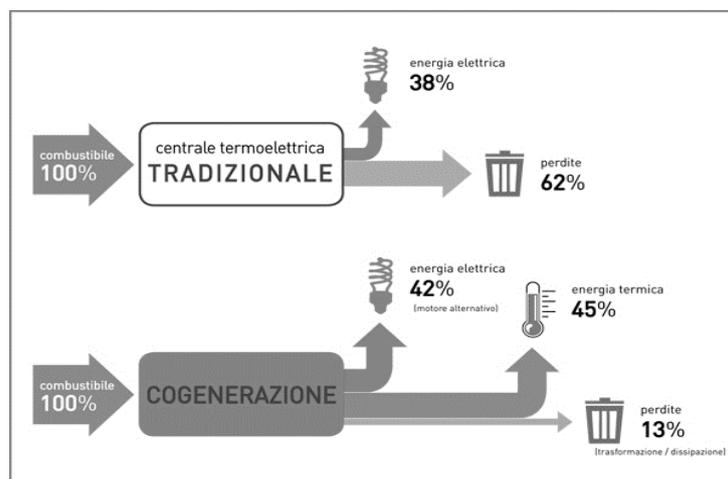


Immagine 1: differenza impianto di generazione di energia elettrica tradizionale da impianto cogenerativo

Dall'immagine 1 possiamo notare la differenza in termini di energia prodotta tra un impianto di generazione tradizionale e in impianto cogenerativo. Nel primo caso solo il 38% del combustibile verrà trasformato in energia elettrica, si avranno perciò il 62% di perdite. Nel secondo caso invece con l'utilizzo di un cogeneratore avremo il 42% di energia elettrica e, grazie ad un impianto di recupero si otterrà anche il 45% di energia termica, le perdite in questo caso sono solamente del 13% che è un valore nettamente inferiore rispetto al 62% dell'impianto tradizionale.

1.2 Gli impianti di cogenerazione

Un cogeneratore è formato da tre elementi principali: un “motore primo”, un generatore (a sua volta formato da motore ed alternatore) uno o più scambiatori di calore. I “motori primi” che possono essere utilizzati sono: motori alternativi a combustione interna, turbine a gas, turbine a vapore e impianti a ciclo combinato. Il motore ha diversi tipi di possibilità di alimentazione, possiamo avere combustibili fossili, rifiuti solidi o biogas e biomasse, in Europa la maggior parte dei cogeneratori sono alimentati da un carburante dal costo contenuto. Il motore serve ad alimentare il generatore. Il generatore serve a trasformare l’energia meccanica del motore in energia elettrica. Esso ha in ingresso l’energia meccanica generata dal motore e grazie ad un alternatore che sfrutta il principio di energia elettromagnetica la tramuta in energia elettrica. Lo scambiatore di calore trasferisce energia termica tra due fluidi a temperature diverse, negli impianti di cogenerazione gli scambiatori di calore sfruttano il calore del liquido di raffreddamento motore ed il calore dei gas di scarico per produrre energia termica sotto forma di acqua calda o vapore. Gli indici principali che determinano le prestazioni di un cogeneratore sono il rendimento elettrico e termico.

$$\eta_{el} = \frac{Pe}{m_c PCI}$$

$$\eta_t = \frac{P_t}{m_c PCI}$$

[1.2.1]

Il rendimento elettrico (η_{el}) è dato dal rapporto tra la potenza elettrica (Pe) e la portata di combustibile (m_c) per il suo potere calorifico inferiore (PCI). Il rendimento termico (η_t) invece è dato dal rapporto tra la potenza termica (P_t) e la portata di combustibile (m_c) per il suo potere calorifico inferiore (PCI).

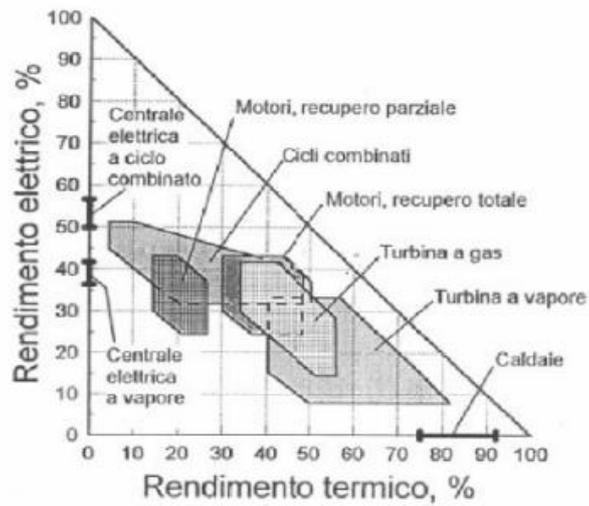


Immagine 2: range di utilizzo dei vari motori primi

L'immagine 2 mostra il range di rendimento elettrico e termico a seconda del motore primo scelto, nella fase di progetto questo grafico sarà utile per capire su quale tipologia di motore primo optare in base all'energia elettrica e termica utilizzata.

1.3 Equazioni descrittive del sistema cogeneratore

Per il principio di conservazione dell'energia in una qualunque trasformazione con scambio di lavoro e calore si ha:

$$h_0 + q + L = h \quad [1.4.1]$$

Con:

h_0 = entalpia condizioni di riferimento;

q = calore;

L = lavoro utile;

h = entalpia;

T_0 = temperatura di riferimento;

s_0 = entropia condizione di riferimento;

s = entropia;

e = exergia specifica di un fluido.

In caso di trasformazione isoterma si ha:

$$q = T_0(s - s_0) \quad [1.4.2]$$

Da cui:

$$L \equiv e = (h - h_0) - T_0(s - s_0) \quad [1.4.3]$$

L'exergia specifica di un fluido è la capacità di lavoro dell'unità di massa del fluido. In una qualunque apparecchiatura meccanica quindi si può ricavare la perdita specifica di lavoro per unità di massa di fluido che la attraversa (DL):

$$DL = (e_1 - e_2) - L \quad [1.4.4]$$

L'exergia specifica dell'energia termica (e_q) è:

$$e_q = (1 - T_0/T) \quad [1.4.5]$$

L'exergia è dunque la frazione di energia convertibile in qualsiasi altra forma, la frazione non convertibile invece viene chiamata anergia; pertanto, qualsiasi forma di energia è data dalla somma di energia ed anergia.

Energia meccanica e termica risultano essere energie pure, per l'energia potenziale specifica di un fluido quindi:

$$\text{anergia} = T_0(s - s_0)$$

$$\text{energia} = \text{exergia} + \text{anergia} = h - h_0 \quad [1.4.6]$$

Per l'unità di energia termica:

$$\text{anergia} = T_0/T \quad [1.4.7]$$

Per il calcolo del rendimento energetico del sistema abbiamo bisogno ricavare l'energia totale in uscita ed in entrata, l'energia in uscita è considerata solo quella utilizzata.

Definendo: n_e : numero portate in ingresso; G_{ei} : portate in ingresso; e_{ei} : exergia portate in ingresso; m_e : numero potenze termiche in ingresso; P_e : potenza meccanica ingresso; n_u : numero portate in uscita; G_{ui} : portate in uscita; e_{ui} : exergia portate in uscita; m_u : numero potenze termiche in uscita; P_u : potenza meccanica uscita;

Si può ricavare l'energia totale entrante (E_e) ed uscente (E_u):

$$E_e = \sum_{i=1}^{n_e} G_{ei} e_{ei} + \sum_{j=1}^{m_e} Q_{ej} e_{qej} + P_e$$

$$E_u = \sum_{i=1}^{n_u} G_{ui} e_{ui} + \sum_{j=1}^{m_u} Q_{uj} e_{quj} + P_u$$

[1.4.8]

La condizione ideale è quella in cui energia totale entrante ed uscente si equivalgono.

A questo punto possiamo quindi definire il rendimento energetico del sistema (η_e).

$$\eta_e = E_u/E_e \quad [1.4.9]$$

1.4 Rami di utilizzo dei cogeneratori

La cogenerazione è sempre stata utilizzata per migliorare l'efficienza dei sistemi di produzione di energia, all'inizio però dati gli alti costi l'uso era limitato alle grandi industrie.

Negli ultimi decenni con lo sviluppo della tecnologia ed un incremento notevole del costo della produzione dell'energia elettrica si sono diffusi sistemi di cogenerazione anche nelle medio-piccole industrie. Oggi la cogenerazione trova utilizzo sia in ambito industriale (come autoproduzione), sia in ambito civile.

L'energia termica può essere utilizzata sia per i processi industriali sia per il riscaldamento urbano attraverso reti di riscaldamento in ambito civile. Si ottiene il massimo vantaggio da un impianto di cogenerazione quando si ha un bisogno costante nel tempo di energia termica ed elettrica. Oltre all'utilizzo nelle industrie quindi gli impianti di cogenerazione possono essere utilizzati per esempio in: piscine, ospedali, centri sportivi, centri commerciali, abitazioni, hotel.

In campo industriale sono richieste maggiori potenze, gli impianti con una potenza inferiore ad 1MW sono considerati di piccola cogenerazione, quelli sotto i 50kW sono considerati invece di micro-cogenerazione. (Degioannini, 2019)

2 TIPOLOGIE DI COGENERATORI

Ci sono diversi tipi di assetti cogenerativi che variano a seconda delle esigenze energetiche richieste all'impianto, vediamo in cosa differiscono:

- Motori endotermici alternativi:

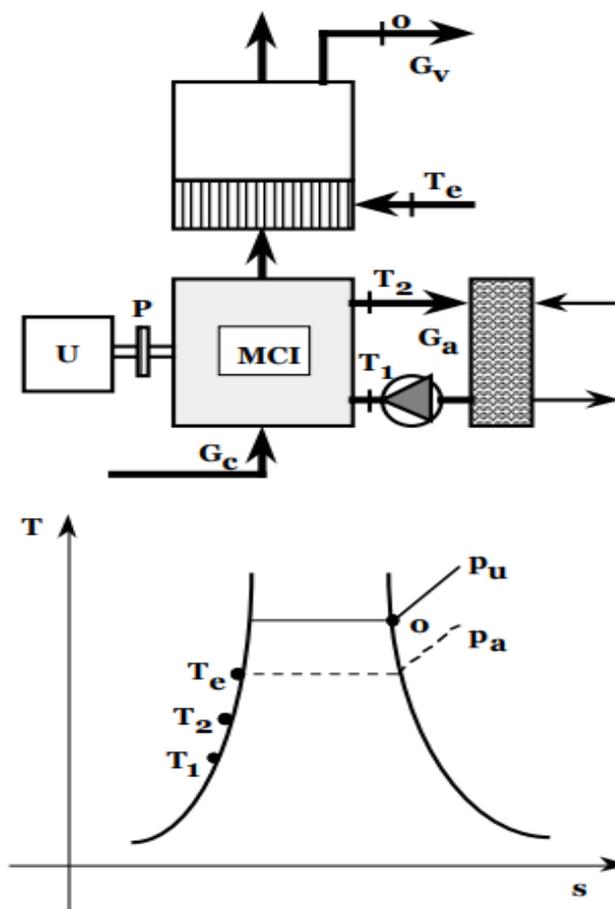


Immagine 3: ciclo per motore a combustione interna con relativo diagramma entropico.

Il cogeneratore a motore endotermico è costituito da un motore a quattro tempi turbocompresso alimentato collegato ad un alternatore. I MCI ad accensione comandata nell'impiego stazionario sono solitamente alimentati a gas naturale, biogas e gas di discarica. Per installazioni stazionarie di piccola taglia può essere utilizzato anche il GPL. In un motore nato per l'alimentazione a benzina, il GPL causa una riduzione di potenza di circa il 10%, mentre il gas naturale del 15%. (Bartolo, 2010)

I MCI ad accensione spontanea per impiego stazionario possono essere alimentati a gasolio, olio combustibile o a gas naturale. I MCI cogenerativi vengono divisi in due categorie principali: motori a gas naturale a ciclo Otto e motori a gas naturale a ciclo Diesel. Nei motori a gas naturale a ciclo Otto il gas viene iniettato nei condotti di aspirazione e con l'aria crea una miscela con rapporto vicino a quello stechiometrico, il gas presenta un potere antidetonante superiore rispetto a quello della benzina. (Bartolo, 2010)

Nei motori a gas naturale a ciclo Diesel invece viene una percentuale di gasolio (1-10%) per causare l'autoaccensione della miscela, il gas naturale può essere iniettato a bassa pressione nel collettore di aspirazione o ad alta pressione direttamente nel cilindro. Il primo metodo è quello usualmente utilizzato poiché per iniettare il gas naturale ad alta pressione c'è bisogno di un compressore e quindi si ha un notevole aumento di manutenzione e costi.

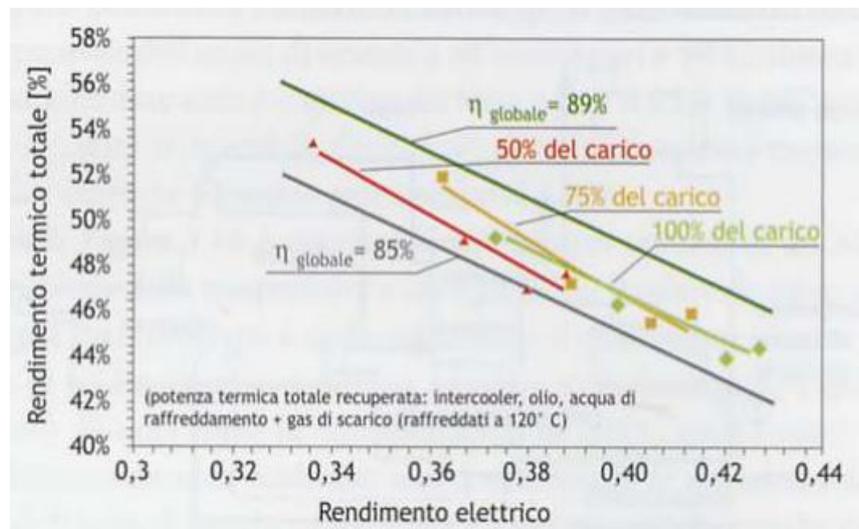


Immagine 4: legame tra rendimento termico ed elettrico nel caso di recupero termico per produzione di acqua calda.

Nell'immagine 4 è mostrato il grafico del legame tra il rendimento termico ed elettrico per motori a diversa taglia con variazione del carico. Risulta interessante notare come il rendimento termico raggiunga valori maggiori quando si lavora a carichi parziali, questo perché si ha una maggiore disponibilità di calore nei fumi per la minor efficienza del motore. Questo impianto non è in grado di produrre un'alta potenza, viene difatti classificato come impianto di microgenerazione, portare questi motori ad alte potenze sarebbe molto pericoloso per quanto riguarda la detonazione, difatti in questi motori il rapporto di compressione non supera il valore di 12:1.

Data la sua bassa potenza esso viene utilizzato principalmente per uso cittadino.

Questi motori presentano un rapporto costante tra potenza meccanica e termica resa a differenza delle altre tipologie di cogeneratori.

Facendo riferimento all'immagine 3 la potenza meccanica (P) è:

$$P = (2/T)p_{mi} S c n z \eta_m \eta_a \eta_{el} \quad [2.1]$$

Con:

- T=numero di tempi nel ciclo;
- p_{mi} =pressione media indicata;
- S=sezione pistoni;
- c=corsa pistoni;
- n=numero di giri;
- z=numero di cilindri;
- η_m =rendimento meccanico;
- η_a =rendimento relativo agli ausiliari;
- η_{el} =rendimento elettrico.

La potenza termica (Q) invece è:

$$Q = [G_v(h_0 - c_l T_e) + G_a c_l (T_2 - T_1)] \eta_d \quad [2.2]$$

Con:

- η_d =rendimento di dispersione termica;
- c_l =calore specifico.

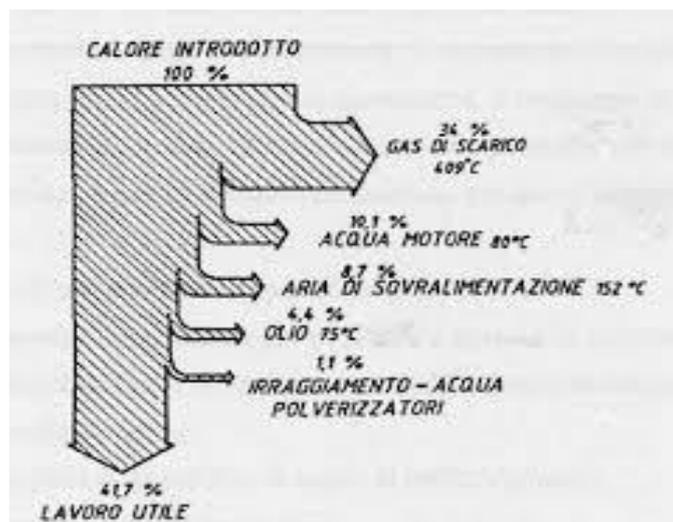


Immagine 5: Diagramma di Stankey relativo al bilancio di energia a pieno carico per un motore a combustione interna ad accensione per compressione a 4 tempi sovralimentato.

Dall'immagine 5 si può comprendere quali siano le fonti di calore utilizzabili in un impianto cogenerativo, si può notare il fatto che i gas di scarico rappresentano la fonte termodinamica più pregiata poiché hanno temperature nettamente superiori rispetto alle altre fonti. Il calore recuperabile vale circa 25% rispetto al calore totale. Questi motori hanno gamme di potenze molto ampia, possono variare da potenze di 1kW sino a 500kW.(Carfagna & Sorrentino, 2017)

- Turbine a gas:

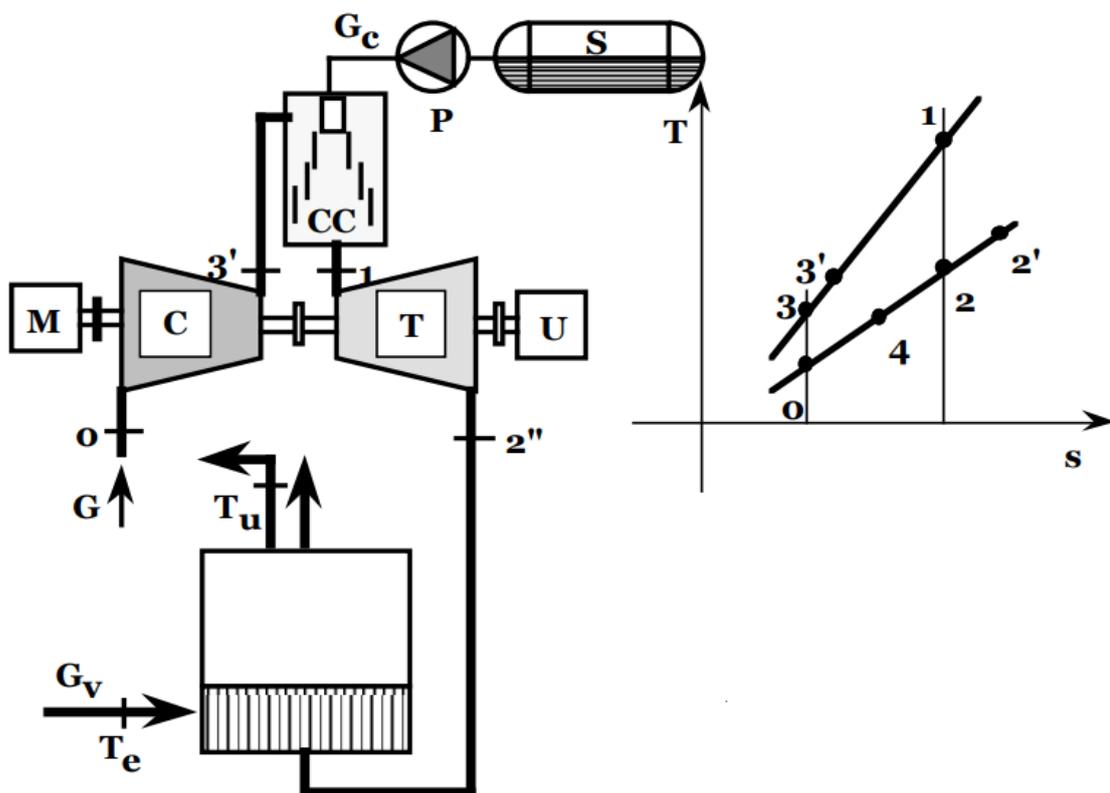


Immagine 6: ciclo per turbina a gas con caldaia a recupero con relativo diagramma entropico.

Dal punto di vista termodinamico il funzionamento delle turbine a gas è descritto dal ciclo Bryton, un'alta temperatura di combustione è equivalente di alta efficienza (Carfagna & Sorrentino, 2017).

Un fattore limitante per le turbine a gas è che i materiali che la costituiscono sono sottoposti ad alte temperature e pressioni e quindi rischiano di danneggiarsi, per ovviare a questo problema si sono introdotti sistemi di raffreddamento sofisticati che permettono alla turbina di resistere a temperature superiori a 1500°.

Per l'immagine 6 la potenza meccanica (P) vale:

$$P = Gc_p(T_1 - T_2)\eta_{it}\eta_{mt}\eta_a\eta_{el} - Gc_p \frac{T_3 - T_0}{\eta_{ic}\eta_{mc}\eta_{el}} \quad [2.3]$$

Con:

η_{it} : rendimento rispetto alla isoentropica della turbina;

η_{ic} : rendimento rispetto alla isoentropica del condensatore;

η_{mt} : rendimento meccanico della turbina;

η_{mc} : rendimento meccanico del compressore.

La potenza termica (Q) risulta essere:

$$Q = G_v(h_u - c_l T_e) = Gc_p(T_2' - T_4)\eta_d \quad [2.4]$$

Utilizzate principalmente in ambito industriale, qui i gas di scarico possono raggiungere temperature tra i 450° e i 600°. Il rapporto Q/P vale circa: Q/P~2, l'eccesso d'aria della miscela combustibile favorisce un aumento del rapporto Q/P. La taglia per le turbine a gas vara da unità in grado di produrre meno di 1kW sino a sistemi in grado di produrre centinaia di kW. (Carfagna & Sorrentino, 2017)

Molto diffuse negli impianti di piccola e media generazione sono le microturbine a gas. Per microturbine a gas si intendono impianti in grado di erogare una potenza inferiore ai 200kW ma superiori ai 30kW. I vantaggi principali di questa tipologia di turbine a gas sono: alta densità di potenza rispetto ad ingombro e peso, valori di emissioni in ambiente limitati ed un basso numero di parti in movimento che portano ad un abbassamento dei costi di manutenzione. Possono essere alimentate mediante numerosi combustibili come gas naturale o gas propano, inoltre possono utilizzare fonti di energia rinnovabile nel caso in cui vengano alimentate da biogas.

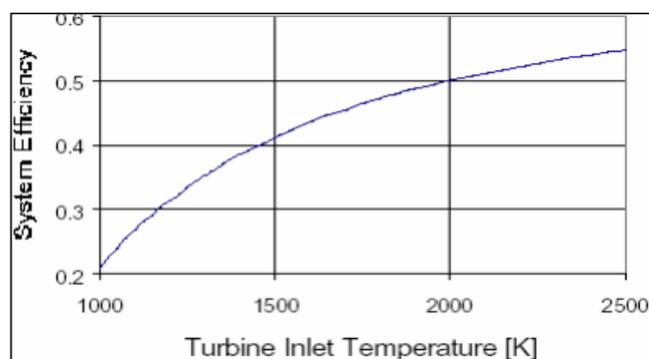


Immagine 7: influenza della TIT sul rendimento del ciclo

La TIT (Turbin Inlet Temperature) è la temperatura ingresso turbina, dall'immagine 7 si può notare come per avere un alto valore di efficienza del sistema sia necessaria una TIT elevata. La tecnica del "film cooling" consiste nel far passare l'aria spillata dal compressore attraverso dei canali interni alle palette delle turbine, l'aria poi verrà scaricata tramite piccoli fori sulla superficie delle palette. Le palette saranno così ricoperte da un sottile strato di pellicola isolante formato dall'aria che permetterà una TIT maggiore così da ottenere un'efficienza del sistema maggiore. (Bartolo, 2010)

- Turbine a vapore:

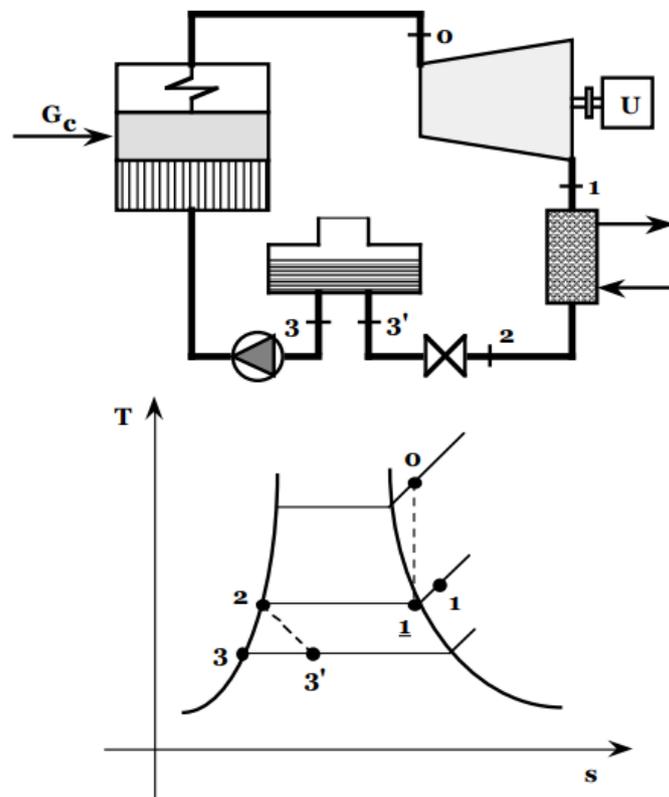


Immagine 8: ciclo per turbina a vapore con relativo diagramma entropico

Il ciclo termodinamico a cui fanno riferimento le turbine a vapore è il ciclo Rankine.

La potenza meccanica (P) e potenza elettrica (Q) relativa all'immagine 8 sono:

$$P = G(h_0 - h_1)\eta_m\eta_a\eta_{el} \quad [2.5]$$

$$Q = G(h_1 - h_2)\eta_d \quad [2.6]$$

Gli impianti di cogenerazione a vapore possono utilizzare qualsiasi tipo di combustibile, sia chimico che nucleare. Si possono avere 2 principali tipologie impiantistiche utilizzate in ambito cogenerativo: impianti a contropressione o a condensazione e spillamento.

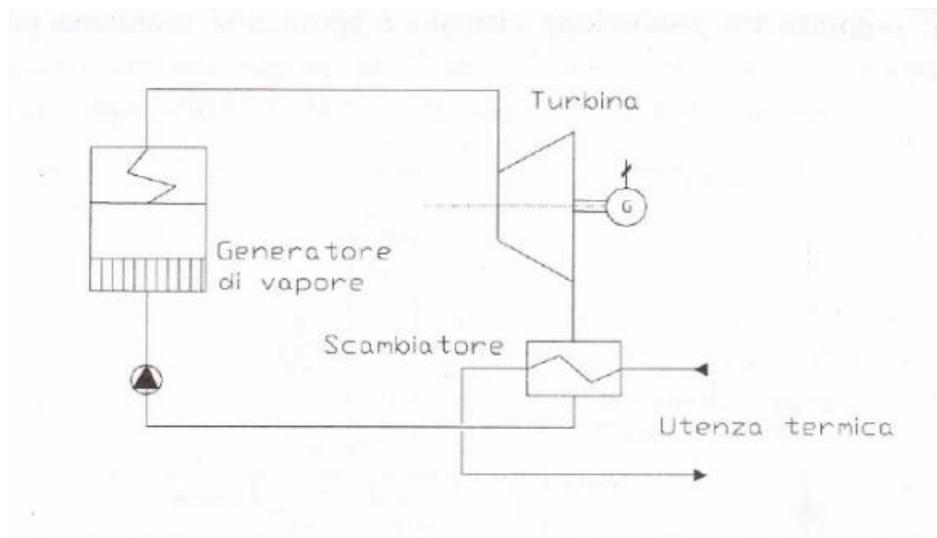


Immagine 9: impianto a contropressione

Questa tipologia di turbina è caratterizzata da un rapporto univoco e rigido tra potenza elettrica e termica generata, poiché l'intera portata di vapore prodotto espande in turbina sino a valori di pressione e temperatura richiesti dall'utenza, questa caratteristica è un limite per quanto riguarda la flessibilità dell'impianto. (Monticelli, 2020)

Il fluido viene riscaldato tramite scambiatore a superficie, questa tipologia di impianti risulta essere economica dato che si avremo un corpo macchina più piccolo.

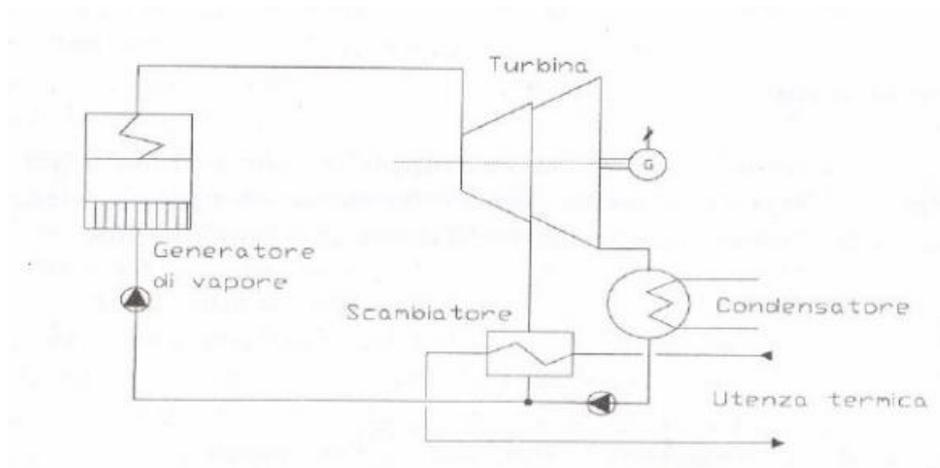


Immagine 10: impianto a condensazione e spillamento

In questa tipologia di turbina il calore richiesto per l'utenza termica viene spillato nel corpo di bassa pressione della turbina al livello di pressione e temperatura richiesta, mentre il vapore restante può espandersi in turbina sino ad un livello di pressione più basso compatibile con la temperatura del fluido esterno che asporterà calore dal condensatore. (Monticelli, 2020)

Quest'ultima tipologia di impianto dunque risulta avere un'ampia possibilità di regolazione. I prelevi di vapore alla turbina possono avvenire:

-In modo controllato: se vi sono richieste variabili di portate, questa disposizione è più complessa e più costosa.

-In modo incontrollato: viene regolata la portata di vapore estratta tramite una valvola ma le condizioni di vapore spillato non possono essere variate.

- Ciclo combinato:

Gli impianti a ciclo combinato recuperano il calore contenuto nei fumi di scarico delle turbine a gas per convertirlo in ulteriore energia elettrica. (Monticelli, 2020)

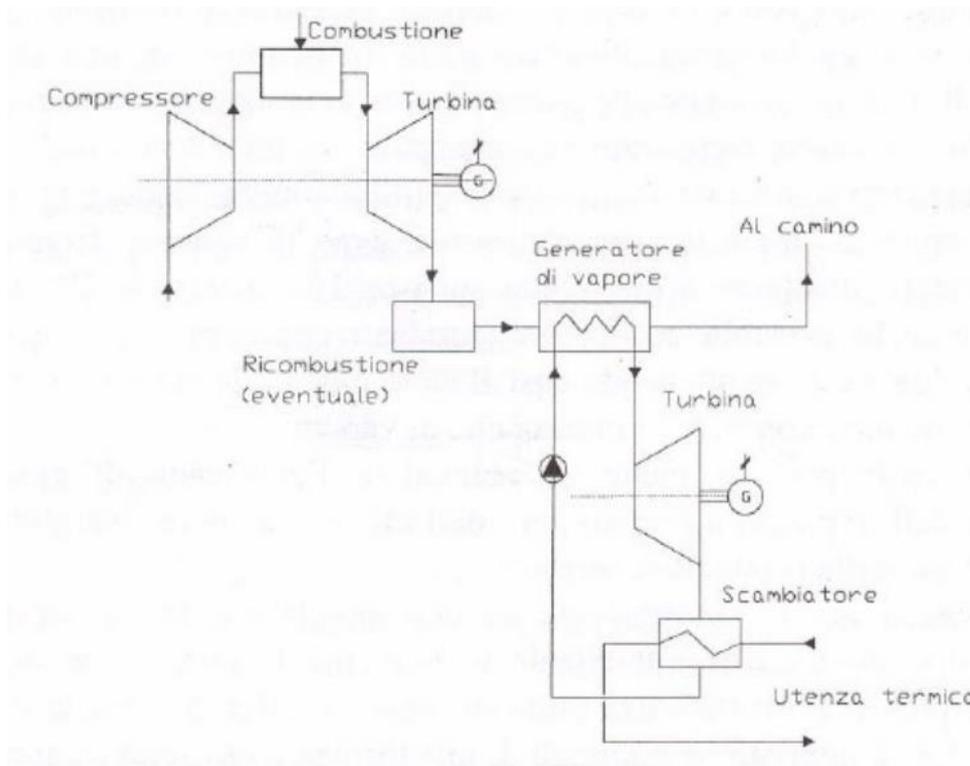


Immagine 11: impianto a ciclo combinato

L'impianto è composto da un impianto turbogas accoppiato ad un ciclo a vapore d'acqua, può essere interposta una camera a combustione per aumentare il livello termico dei fumi di scarico del turbogas. Dato il fatto che in questo genere di impianto i gas di scarico del turbogas vengono riutilizzati per produrre ulteriore energia elettrica questa tipologia di impianti è particolarmente indicata ove è richiesta un alto valore di produzione elettrica e calore a bassa temperatura.

2.1 Cogeneratori ad alto rendimento

Il parametro per la valutazione dell'alto rendimento per una certa unità di cogenerazione è il risparmio di energia primaria (PES). La condizione da rispettare è $PES \geq 10\%$ e $PES > 0\%$ per la microgenerazione. Il calcolo del PES viene svolto seguendo vari passaggi:

- 1 Individuare l'unità di cogenerazione e riconoscerne i confini: l'impianto di cogenerazione viene diviso in schema e tramite sistema di misura installati si conosce tutto il flusso di energia in ingresso e uscita. La suddivisione dell'impianto deve consentire anche la determinazione dell'energia elettrica e del calore non prodotti in regime di cogenerazione. In particolare si andrà a determinare: energia di alimentazione consumata ($F_{unit\grave{a}}$), energia elettrica/meccanica prodotta ($E_{unit\grave{a}}$) e il calore utile prodotto (H_{chp}). Una unità di cogenerazione può essere divisa virtualmente in due parti: parte CHP, parte non CHP. La parte CHP produce tutto il calore utile, la parte non CHP produce tutto il calore disperso senza alcun impiego prodotti dell'unità di cogenerazione.
- 2 Determinare il rendimento globale dell'unità: tramite i valori dei 3 parametri trovati in precedenza si ricava il valore del rendimento (η) come segue:

$$\eta = \frac{E_{unit\grave{a}} + H_{chp}}{F_{unit\grave{a}}} \quad [3.1]$$

Il rendimento ha dei valori di soglia che sono 80% per unità con turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore e unità con turbina a condensazione con estrazione di vapore, per le altre tipologie invece la soglia è del 75%.

- 3 Calcolare l'energia elettrica da cogenerazione: se l'unità di cogenerazione ha un rendimento globale maggiore o uguale al rendimento di soglia tutta l'energia prodotta nel periodo di riferimento viene considerata da cogenerazione, nel caso in cui invece l'unità di cogenerazione ha un valore del rendimento globale inferiore al valore di soglia si determina il rapporto Energia/Calore (C) dell'unità.

$$E_{chp} = H_{chp} \times C \quad [3.2]$$

Il valore ottenuto dalla precedente formula va confrontato con l'energia elettrica prodotta nel periodo di riferimento, il valore minore tra i due viene assunto pari all'energia elettrica da cogenerazione.

$$\begin{aligned} E_{chp} + E_{non\ chp} &= E_{unità} \\ F_{chp} + F_{non\ chp} &= F_{unità} \end{aligned}$$

[3.3]

- 4 Calcolo del PES: infine si arriva al calcolo finale del PES con la seguente formula:

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{CHPH_{\eta}}{RefH_{\eta}} + \frac{CHPE_{\eta}}{RefE_{\eta}}} \right) \times 100 \quad [3.4]$$

CHPH_η: rendimento termico della produzione mediante cogenerazione.
 CHPE_η: rendimento elettrico della produzione mediante cogenerazione.
 RefH_η: rendimento di riferimento per la produzione separata di calore.
 RefE_η: rendimento di riferimento per la produzione di elettricità.

$$\begin{aligned} CHPH_{\eta} &= \frac{H_{chp}}{F_{chp}} \\ CHPE_{\eta} &= \frac{E_{chp}}{F_{chp}} \end{aligned}$$

[3.5]

Il rendimento di riferimento per la produzione separata dell'energia elettrica è determinato dal tipo di combustibile impiegato e dall'anno di entrata in esercizio dell'unità di cogenerazione.

Categoria	Tipo di combustibile	Anno di costruzione			
		Antecedente al 2012	2012-2015	Dal 2016	
Solidi	S1	Carbon fossile compresa antracite, carbone bituminoso, carbone sub-bituminoso, coke, semicoke, coke di petrolio	44,2	44,2	44,2
	S2	Lignite, mattonelle di lignite, olio di scisto	41,8	41,8	41,8
	S3	Torba, mattonelle di torba	39,0	39,0	39,0
	S4	Biomassa secca fra cui legna e altri tipi di biomassa solida compresi pellet e mattonelle di legno, trucioli di legno essiccati, scarti in legno puliti e asciutti, gusci e noccioli d'oliva e altri noccioli	33,0	33,0	37,0
	S5	Altri tipi di biomassa solida compresi tutti i tipi di legno non inclusi in S4 e liquame nero e marrone.	25,0	25,0	30,0
	S6	Rifiuti urbani e industriali (non rinnovabili) e rifiuti rinnovabili/biodegradabili	25,0	25,0	25,0
Liquidi	L7	Olio combustibile pesante, gasolio, altri prodotti petroliferi	44,2	44,2	44,2
	L8	Bioliquidi compresi biometano, bioetanolo, biobutanolo, biodiesel e altri bioliquidi	44,2	44,2	44,2
	L9	Liquidi residui, compresi rifiuti biodegradabili e non rinnovabili (inclusi sego, grasso e trebbie)	25,0	25,0	29,0
Gassosi	G10	Gas naturale, GPL, GNL e biometano	52,5	52,5	53,0
	G11	Gas di raffineria, idrogeno e gas di sintesi	44,2	44,2	44,2
	G12	Biogas da digestione anaerobica, gas da impianti di trattamento di acque reflue e gas di scarico	42,0	42,0	42,0
	G13	Gas di cokeria, gas di altoforno, gas da estrazioni minerarie e altri gas di recupero (escluso il gas di raffineria)	35,0	35,0	35,0
Altri	O14	Calore di scarto (compresi i gas di scarico ad alta temperatura e i prodotti da reazioni chimiche esotermiche)			30,0
	O15	Energia nucleare			33,0
	O16	Energia solare termica			30,0
	O17	Energia geotermica			19,5
	O18	Altri combustibili non menzionati			30,0

Tabella 1: tabella del rendimento di riferimento per la produzione separata dell'energia elettrica, dipendente dalla tipologia di combustibile impiegato e dall'anno di costruzione

I valori di riferimento per la produzione separata di calore dipendono anch'essi dal tipo di combustibile impiegato e dall'utilizzo che viene fatto del calore.

Categoria	Tipo di combustibile:	Anno di costruzione						
		Antecedente al 2016			Dal 2016			
		Acqua calda	Vapore (1)	Utilizzo diretto dei gas di scarico (2)	Acqua calda	Vapore (1)	Utilizzo diretto dei gas di scarico (2)	
Solidi	S1	Carbon fossile compresa antracite, carbone bituminoso, carbone sub-bituminoso, coke, semicoke, coke di petrolio	88	83	80	88	83	80
	S2	Lignite, mattonelle di lignite, olio di scisto	86	81	78	86	81	78
	S3	Torba, mattonelle di torba	86	81	78	86	81	78
	S4	Biomassa secca fra cui legna e altri tipi di biomassa solida compresi pellet e mattonelle di legno, trucioli di legno essiccati, scarti in legno puliti e asciutti, gusci e noccioli d'oliva e altri noccioli	86	81	78	86	81	78
	S5	Altri tipi di biomassa solida compresi tutti i tipi di legno non inclusi in S4 e liquame nero e marrone.	80	75	72	80	75	72
	S6	Rifiuti urbani e industriali (non rinnovabili) e rifiuti rinnovabili/biodegradabili	80	75	72	80	75	72
Liquidi	L7	Olio combustibile pesante, gasolio, altri prodotti petroliferi	89	84	81	85	80	77
	L8	Bioliquidi compresi biometanolo, bioetanolo, biobutanolo, biodiesel e altri bioliquidi	89	84	81	85	80	77
	L9	Liquidi residui, compresi rifiuti biodegradabili e non rinnovabili (inclusi sego, grasso e trebbie)	80	75	72	75	70	67
Gassosi	G10	Gas naturale, GPL, GNL e biometano	90	85	82	92	87	84
	G11	Gas di raffineria, idrogeno e gas di sintesi	89	84	81	90	85	82
	G12	Biogas da digestione anaerobica, gas da impianti di trattamento di acque reflue e gas di discarica	70	65	62	80	75	72
	G13	Gas di cokeria, gas di altoforno, gas da estrazioni minerarie e altri gas di recupero (escluso il gas di raffineria)	80	75	72	80	75	72
Altri	O14	Calore di scarto (compresi i gas di scarico ad alta temperatura e i prodotti da reazioni chimiche esotermiche)	—	—	—	92	87	—
	O15	Energia nucleare	—	—	—	92	87	—
	O16	Energia solare termica	—	—	—	92	87	—
	O17	Energia geotermica	—	—	—	92	87	—
	O18	Altri combustibili non menzionati	—	—	—	92	87	—

Tabella 2: tabella del rendimento di riferimento per la produzione separata di calore, dipendente dalla tipologia di combustibile impiegato e dall'anno di costruzione

2.2 Scelta di un cogeneratore

Per poter sfruttare i benefici di un cogeneratore bisogna assicurarsi che l'utenza abbia un fabbisogno costante nel tempo di energia elettrica e di calore. L'impianto di cogenerazione deve essere correttamente dimensionato poiché, nel caso esso sia sovradimensionato funzionerà a carico parziale e l'energia elettrica non consumata verrà ceduta in rete, mentre l'energia termica verrà dissipata. Nel caso di sottodimensionamento dell'impianto invece bisognerà acquistare parte dell'energia non ottenendo il massimo risparmio. Nella scelta di un cogeneratore bisogna valutare i carichi elettrici e termici definendo un numero di punti di riferimento di potenza richiesta per numero di ore. Il caso preso in studio prevede di valutare la convenienza dell'inserimento di un impianto cogenerativo presso una struttura ricettiva, tale struttura è dotata di impianto fotovoltaico che andrà dunque ad abbassare il costo per l'energia elettrica.

Verrà preso in studio l'anno 2022.

DATA	CAMERE	PRESENZE
gennaio	48	99
febbraio	191	203
marzo	668	844
aprile	578	988
maggio	1029	1574
giugno	1443	2677
luglio	2046	4482
agosto	1908	3152
settembre	2160	3413
ottobre	2232	3527
novembre	2106	3327
dicembre	2032	3211

[Tabella 3: in questa tabella vengono riportati i dati mensili riguardante il numero di camere occupate ed il numero di presenze]

DATA	TYPE	kWh
gennaio	ENERGIA ELETTRICA	1180
febbraio	ENERGIA ELETTRICA	2150
marzo	ENERGIA ELETTRICA	3510
aprile	ENERGIA ELETTRICA	5960
maggio	ENERGIA ELETTRICA	7120
giugno	ENERGIA ELETTRICA	7300
luglio	ENERGIA ELETTRICA	7990
agosto	ENERGIA ELETTRICA	6720
settembre	ENERGIA ELETTRICA	4730
ottobre	ENERGIA ELETTRICA	3800
novembre	ENERGIA ELETTRICA	1860
dicembre	ENERGIA ELETTRICA	953

Tabella 4: in questa tabella vengono riportati i dati mensili riguardanti l'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico

DATA	TYPE	SMC	PCS (GJ/SMC)	COSTI (€)	kWh
gennaio	ENERGIA TERMICA	676	0,038846	540,92	7296
febbraio	ENERGIA TERMICA	1034	0,038846	827,17	11157
marzo	ENERGIA TERMICA	1424	0,038846	1139,07	15364
aprile	ENERGIA TERMICA	1232	0,038846	985,60	13294
maggio	ENERGIA TERMICA	2003	0,038846	1602,07	21609
giugno	ENERGIA TERMICA	1774	0,038846	1419,20	19142
luglio	ENERGIA TERMICA	2064	0,038846	1651,20	22272
agosto	ENERGIA TERMICA	2033	0,038846	1626,40	21937
settembre	ENERGIA TERMICA	1597	0,038846	1277,60	17233
ottobre	ENERGIA TERMICA	1553	0,038846	1242,40	16758
novembre	ENERGIA TERMICA	1426	0,038846	1140,80	15387
dicembre	ENERGIA TERMICA	1337	0,038846	1069,60	14427

Tabella 5: in questa tabella sono riportati i dati mensili riguardanti il consumo termico della struttura ricettiva presa in analisi

La sigla SMC sta per standard metro cubo di gas metano e corrisponde a 10,69kWh, la sigla PCS sta per potere calorifico superiore ed è un valore dipendente dal fornitore di energia, nel caso preso in studio si ha un valore di PCS=39,646MJ/SCM.

Per convertirlo in kWh/SMC basta dividerlo per 3,6, in questo caso si avrà dunque PCS=38,646MJ/SCM e convertito diventerà 10,735kWh/SCM.

DATA	TYPE	F1 (kWh)	F2 (kWh)	F3 (kWh)	kWh	COSTI (€)
gennaio	ENERGIA ELETTRICA	1676	1247	3478	6401	1600,25
febbraio	ENERGIA ELETTRICA	1342	1270	2036	4648	1162
marzo	ENERGIA ELETTRICA	2815	2652	4272	9739	2434,75
aprile	ENERGIA ELETTRICA	1868	3293	5498	10659	2664,75
maggio	ENERGIA ELETTRICA	3530	5158	7997	16685	4171,25
giugno	ENERGIA ELETTRICA	6193	7073	10961	24227	6056,75
luglio	ENERGIA ELETTRICA	7482	9327	12319	29128	7282
agosto	ENERGIA ELETTRICA	8468	8744	12904	30116	7529
settembre	ENERGIA ELETTRICA	5782	5389	8407	19578	4894,5
ottobre	ENERGIA ELETTRICA	3681	3755	6168	13604	3401
novembre	ENERGIA ELETTRICA	6898	5676	9407	21981	5495,25
dicembre	ENERGIA ELETTRICA	7232	6715	10417	24364	6091

Tabella 6: in questa tabella vengono riportati i consumi elettrici mensili della struttura ricettiva ed il loro costo, viene riportato sia il consumo elettrico in ogni fascia oraria sia quello totale

Per la scelta dell'impianto cogenerativo da utilizzare si considera la potenza termica necessaria all'impianto prendendo come riferimento il valore massimo di energia termica utilizzata, ovvero quello di luglio con 22.272 kWh. Considerando il fatto che nel mese di luglio l'energia termica viene esclusivamente utilizzata per il riscaldamento dell'acqua sanitaria ed una piccola parte nella cucina si stima un utilizzo giornaliero di 6h. Il mese di luglio è composto da 31 giorni per cui l'utilizzo mensile stimato di energia termica è di 186h. Dividendo l'energia termica necessaria alla struttura per il numero di ore di utilizzo si ottiene una potenza di 120 kW.

Unità cogenerativa con motore a combustione interna	
Combustibile	Gas Naturale
Potenza Elettrica	70 kW
Potenza Termica	114 kW
Efficienza Elettrica	34,30%
Efficienza Termica	55,90%
Costo impianto (con spese tecniche)	138000€

Tabella 7: caratteristiche dell'impianto cogenerativo preso in studio

Per lo studio utilizzeremo un impianto cogenerativo con motore a combustione interna con le caratteristiche riportate in tabella 7. Si considera valida la potenza termica di 114 kW poiché risulta di poco inferiore ai 120 kW stimati.

3 VALUTAZIONE ECONOMICA

Per analizzare il caso preso in studio si andrà a verificare la spesa ipotetica della struttura ricettiva con l'introduzione dell'impianto cogenerativo descritto in tabella 7.

DATA	SMC	kWh ELE.	kWh TER.	COSTO (€)	DIFF. kWh ELE.	COSTO (€)	TOT. (€)
gennaio	1220,943	4476,794	7296	976,75	-1924,21	481,05	1457,81
febbraio	1867,058	6845,887	11157	1493,65	2197,89	-219,79	1273,86
marzo	2571,075	9427,284	15364	2056,86	-311,72	77,93	2134,79
aprile	2224,673	8157,141	13294	1779,74	-2501,86	625,46	2405,20
maggio	3616,139	13259,19	21609	2892,91	-3425,81	856,45	3749,36
giugno	3203,376	11745,72	19142,45	2562,70	-12481,28	3120,32	5683,02
luglio	3727,039	13665,82	22271,71	2981,63	-15462,18	3865,54	6847,18
agosto	3671,062	13460,57	21937,2	2936,85	-16655,43	4163,86	7100,71
settembre	2883,761	10573,8	17232,52	2307,01	-9004,20	2251,05	4558,06
ottobre	2804,308	10282,47	16757,73	2243,45	-3321,53	830,38	3073,83
novembre	2574,98	9441,601	15387,33	2059,98	-12539,40	3134,85	5194,83
dicembre	2414,269	8852,329	14426,97	1931,42	-15511,67	3877,92	5809,33

Tabella 8: costi e consumi della struttura ricettiva con impianto cogenerativo

Nella seguente tabella sono riportati i consumi di gas naturale in SMC dell'impianto cogenerativo, con il relativo costo. Per lo svolgimento di questa analisi sono stati presi i valori di energia termica in kWh dalla tabella 5 e calcolato quanti SMC di gas naturale fossero necessari per una tale produzione tramite il rendimento termico del cogeneratore, grazie al rendimento elettrico poi si è calcolato quanti kWh elettrici vengano prodotti. Si può notare che i kWh elettrici generati possono non essere sufficienti al fabbisogno della struttura, difatti viene riportata la differenza tra i kWh elettrici prodotti dal cogeneratore e i kWh elettrici riportati in tabella 6, questo porterà ad una spesa aggiuntiva per l'acquisto ulteriore di energia elettrica non prodotta dall'impianto cogenerativo. Può anche esserci una sovrapproduzione di kWh elettrici, questi andranno venduti alla rete riducendo il costo totale. Il totale è la somma dei costi per l'acquisto degli SMC di gas naturale e i costi per l'acquisto dell'ulteriore energia elettrica.

DATA	COSTO PREC. (€)	COSTO COG. (€)	DIFFERENZA (€)
gennaio	2141,17	1457,81	683,36
febbraio	1989,17	1273,86	715,31
marzo	3573,82	2134,79	1439,03
aprile	3650,35	2405,20	1245,15
maggio	5773,32	3749,36	2023,96
giugno	7475,95	5683,02	1792,93
luglio	8933,20	6847,18	2086,02
agosto	9155,40	7100,71	2054,69
settembre	6172,10	4558,06	1614,04
ottobre	4643,40	3073,83	1569,57
novembre	6636,05	5194,83	1441,22
dicembre	7160,60	5809,33	1351,27

Tabella 9: differenze di spesa per energia elettrica e termica con e senza cogeneratore

Nella tabella 9 sono riportati i costi di produzione dell'energia elettrica e termica con l'impianto cogenerativo e senza di esso, la differenza indica il risparmio mensile che si ottiene inserendo l'impianto cogenerativo. Considerando un investimento iniziale di 138.000 € che corrisponde al costo dell'impianto cogenerativo per la valutazione della redditività dell'investimento andrà valutato il pay-back, esso è utile per valutare il tempo di recupero dell'investimento (Bianchini). Per la valutazione del pay-back viene presa in considerazione il risparmio annuo dovuto all'inserimento dell'impianto cogenerativo in struttura.

ANNO	FLUSSO DI CASSA (€)
0	-138000,00
1	-119983,45
2	-101966,90
3	-83950,34
4	-65933,79
5	-47917,24
6	-29900,69
7	-11884,14
8	6132,42
9	24148,97
10	42165,52
11	60182,07
12	78198,62
13	96215,18
14	114231,73
15	132248,28

Tabella 10: pay-back dell'investimento

Nell'analisi svolta si è considerato il pagamento completo ed immediato dell'impianto cogenerativo e si può notare come dopo 15 anni dall'investimento si abbia un risparmio di 132248,28 €.

Il rientro completo della spesa dell'impianto si ha all'anno n.8.

4 CONCLUSIONI

In conclusione, si può affermare che gli impianti di cogenerazione risultino essere una tecnologia innovativa e all'avanguardia per quanto riguarda la produzione di energia elettrica e termica. Analizzandone le varie tipologie si può dedurre come essi abbiano una grande versatilità a seconda dei vari ambiti di utilizzo, si può passare difatti da grandi impianti industriali a piccole strutture abitate. Essi risultano particolarmente convenienti quando si hanno richieste elettriche e termiche elevate. Si può notare che nel caso preso in studio l'inserimento di un impianto cogenerativo risulta decisamente conveniente considerando il fatto che tale impianto ha una vita stimata di circa 15 anni.

BIBLIOGRAFIA

- [1.4.1, ..., 1.4.9, 2.1, ..., 2.6]: M. Gentilini, Impianti Meccanici - Impianti di cogenerazione di potenza meccanica e termica.
- [3.1, ..., 3.5]: G. Susanna, 2013, Cogenerazione ad alto rendimento.
- - G. Bartolo, 2010. Cogenerazione su piccola scala.
- R. Carfagna & G. Sorrentino, 2017. Impianti di cogenerazione e trigenerazione. Guida alla progettazione, realizzazione e gestione.
- D. Monticelli, 2020. Impianto di cogenerazione per una fonderia.
- A. Bianchini, Impianti Industriali – Valutazione della redditività degli investimenti.
- C. Degioannini, 2019. Analisi di impianti di cogenerazione e trigenerazione per diversi stabilimenti industriali: studio di fattibilità tecnico-economica e confronto tra cogeneratori tradizionali e sistemi con celle a combustibile
- Viessman, 2019. Guida alla cogenerazione nelle imprese.
- <https://luce-gas.it/guida/tariffe/conversione-kwh-smc>
- <https://www.enelx.com/it/it/faq/cosa-e-impianto-cogenerazione-quali-sono-principali-benefici>
- <https://www.intergen.it/cogenerazione-come-funziona-quali-vantaggi/>
- <https://www.lumi4innovation.it/cogenerazione-che-cose-e-come-funziona-benefici-e-vantaggi/>
- <https://industriale.viessmann.it/blog/dimensionare-cogeneratore-massima-efficienza>
- <https://www.nextville.it/index/379>
- <https://www.intergen.it/microcogenerazione/>