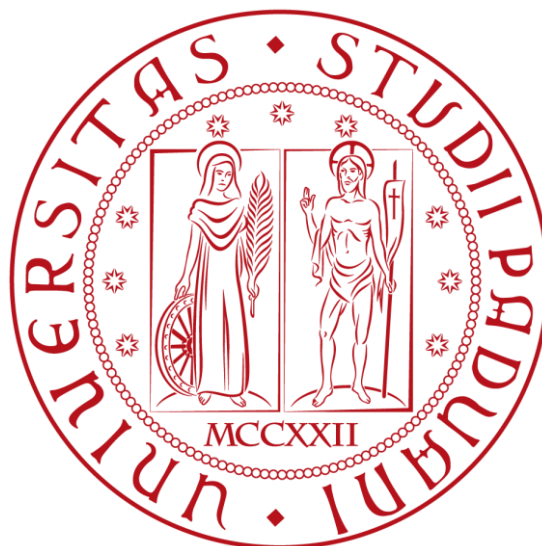


UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

DIPARTIMENTO DI TECNICA E GESTIONE DEI SISTEMI INDUSTRIALI

CORSO DI LAUREA TRIENNALE IN INGEGNERIA MECCANICA E MECCATRONICA



**IMPIANTO ORC PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA,
ALIMENTATO DA SYNGAS OTTENUTO TRAMITE GASSIFICAZIONE DI BIOMASSE
PROVENIENTI DA SCARTO VEGETALE**

Laureanda:

SCHIAVO GIULIA SAMANTHA

Relatore:

Chiar.mo Prof. ALARICO MACOR

ANNO ACCADEMICO 2012/2013

INDICE

1. INTRODUZIONE.....	<i>pag. 3</i>
2. TERMODINAMICA DEI CICLI RANKINE E CICLI A VAPORE SURRISCALDATO.....	<i>pag. 6</i>
3. I FLUIDI ORGANICI.....	<i>pag. 21</i>
4. I VANTAGGI DELL'UTILIZZO DI FLUIDI ORGANICI NEI CICLI RANKINE.....	<i>pag. 35</i>
5. ANALISI DI MERCATO DEGLI IMPIANTI ORC.....	<i>pag. 39</i>
6. BIOMASSA, TIPOLOGIE E TRATTAMENTO.....	<i>pag. 45</i>
7. LA GASSIFICAZIONE.....	<i>pag. 50</i>
8. COMPONENTI DELL'IMPIANTO - INTRODUZIONE - RECUPERO, STOCCAGGIO E MOVIMENTAZIONE BIOMASSA.....	<i>pag. 56</i>
9. COMPONENTI DELL'IMPIANTO - GASSIFICATORE A LETTO FISSO.....	<i>pag. 59</i>
10. COMPONENTI DELL'IMPIANTO - IMPIANTO ORC.....	<i>pag. 67</i>
11. COMPONENTI DELL'IMPIANTO - TURBINA RADIALE	<i>pag. 72</i>
12. COMPONENTI DELL'IMPIANTO - DESCRIZIONE DEGLI UTILIZZI TERMICI - COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO E ABBATTIMENTO DELLE EMISSIONI.....	<i>pag. 78</i>
13. NORMATIVA E REGOLAMENTAZIONE IMPIANTI A BIOMASSE, ACCESSO AGLI INCENTIVI E PROCEDURE AUTORIZZATIVE.....	<i>pag. 88</i>
14. ANALISI ECONOMICA DELL'IMPIANTO	<i>pag. 114</i>
15. CODICE EES ORC E FOGLIO DI CALCOLO PER L'ANALISI ECONOMICA.....	<i>pag. 123</i>
16. CONCLUSIONI.....	<i>pag. 124</i>
17. BIBLIOGRAFIA.....	<i>pag. 125</i>

CAPITOLO 1 : INTRODUZIONE

Con il termine biomasse ci si riferisce a tutte quelle sostanze di origine animale e vegetale che non hanno subito processi di fossilizzazione e vengono usate per produrre energia.

L'energia da biomasse è una forma di energia che fa parte della categoria delle cosiddette energie rinnovabili.

Tale fonte di energia è sfruttabile sia in modo diretto (utilizzandole come combustibili) sia in modo indiretto (trasformandole in combustibili di tipo gassoso, liquido o solido).

Le biomasse possono essere fatte rientrare fra le fonti di energia rinnovabile in quanto l'anidride carbonica che viene emessa affinché esse possano produrre energia non causa un incremento di quella già presente a livello ambientale, ma è la stessa che i vegetali hanno assorbito per il loro sviluppo e che, alla fine del loro ciclo vitale, tornerebbe in circolo per la degradazione di tali sostanze organiche.

L'utilizzo della biomassa per la produzione decentrata di energia ha subito un notevole sviluppo nell'ultimo anni. Il fatto che questo carburante è esente da CO₂ offre molti vantaggi in obiettivi europei e mondiali per lo sviluppo sostenibile di fonti di energia, come il raggiungimento degli obiettivi europei riconducibili alla direttiva europea 2001/77/CE e 2009/28/CE, oltre che al raggiungimento dei limiti sulle emissioni imposte dal protocollo di Kyoto e anche al raggiungimento dell'indipendenza energetica per alcuni stati, tra cui l'Italia, la quale dipende per la maggior parte del fabbisogno energetico da altri stati dell'Unione Europea.

Al giorno d'oggi la biomassa è tornata ad essere considerata una fonte di energia rinnovabile molto promettente, nel suo utilizzo come combustibile diretto o tramite gassificazione. Diversi studi hanno previsto infatti un aumento del suo contributo per il futuro approvvigionamento energetico, sia a livello regionale che a livello mondiale.

Il problema principale che dovrebbe essere preso in considerazione è la bassa densità di energia derivabile dalla combustione di biomasse. Un rappresentazione significativa è riportata nella figura seguente, in cui vengono confrontate le diverse densità di energia per fonte energetica.

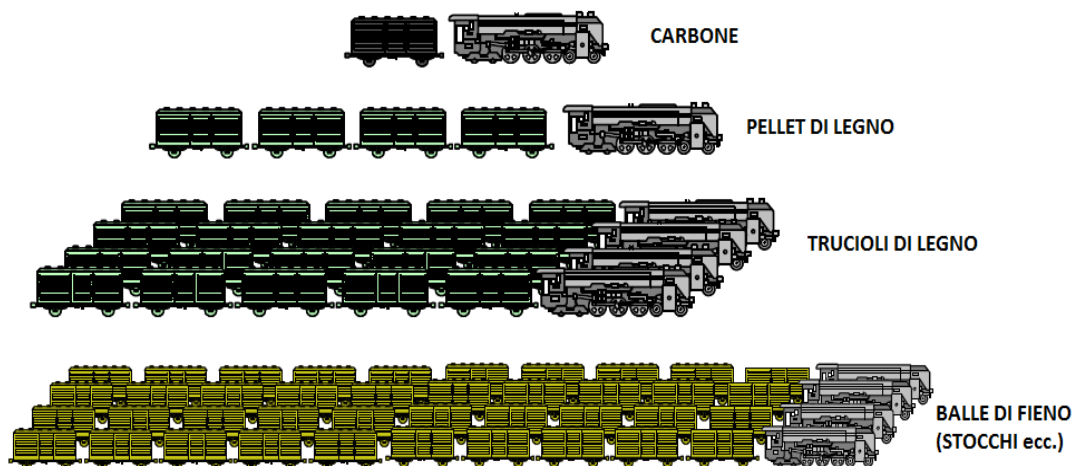


FIGURA 1.1 : CONFRONTO DELLE DENSITA' ENERGETICHE DI VARI COMBUSTIBILI

Il limite principale infatti è rappresentato dalla scarsa densità energetica della biomassa stessa, punto questo molto criticato e discusso e spesso compreso tra gli aspetti negativi degli impianti a biomassa. Infatti l'approvvigionamento della biomassa stessa potrebbe incidere su aspetti ambientali ben più gravi, come la deforestazione (nel caso di utilizzo di risorse non controllato) oppure sull'utilizzo intensivo di colture dedicate, cosiddette "colture energetiche", che potrebbero sottrarre terreni fertili all'agricoltura. Altro aspetto negativo è la scarsità di tecnologie da cui si possono ottenere un'elevata "qualità" di energia, rendimenti alti, senza contare il fatto dell'assoluta poca economicità dell'impianto stesso e infine dell'iter burocratico per l'autorizzazione.

Gli aspetti positivi della produzione di energia da biomasse sono: l'assoluta abbondanza di risorse e la loro facile reperibilità; la rinnovabilità della biomassa vegetale stessa (rimboschimento); la relativa semplicità con cui si possono ottenere combustibili, liquidi o gassosi, da utilizzare per applicazioni direttamente energetiche o per l'autotrazione; la produzione virtualmente pari a zero di CO₂ e la produzione minima di zolfo; lo sviluppo della tecnologia per lo sfruttamento della risorsa energetica biomassa porta direttamente alla creazione di occupazione lavorativa.

L'uso della biomassa per scopi energetici può essere implementato con varie tecnologie di conversione di energia, una di esse è rappresentata dagli impianti operanti un ciclo Rankine a fluido organico, utilizzando al contempo la gassificazione della biomassa stessa.

Gli impianti ORC vengono adottati principalmente perché riescono a sfruttare fonti di calore a bassa temperatura, fino a qualche tempo fa non utilizzabili o dispersi. La combustione di syngas da gassificazione di biomassa vegetale è propriamente una combustione con scarso potere calorifico rilasciato, quindi è considerata una fonte di calore a bassa temperatura.

Nella tesi, verrà approfondita l'applicazione di un impianto operante un ciclo Rankine a fluido organico, in futura costruzione, dal momento che è in attesa dell'autorizzazione, procedura completamente spiegata nel capitolo riguardante la normativa.

Tale impianto avrà come fonte di calore il syngas prodotto dalla gassificazione di biomassa vegetale di vario genere, preferibilmente biomassa proveniente dall'azienda agricola su cui si andrà a costruire l'impianto.

Tale syngas sarà quindi inviato come combustibile a una caldaia, la quale riscaldereà l'acqua che in questo caso funge solo come fluido termovettore tra la caldaia e l'impianto ORC vero e proprio e non più come fluido operante il ciclo a vapore.

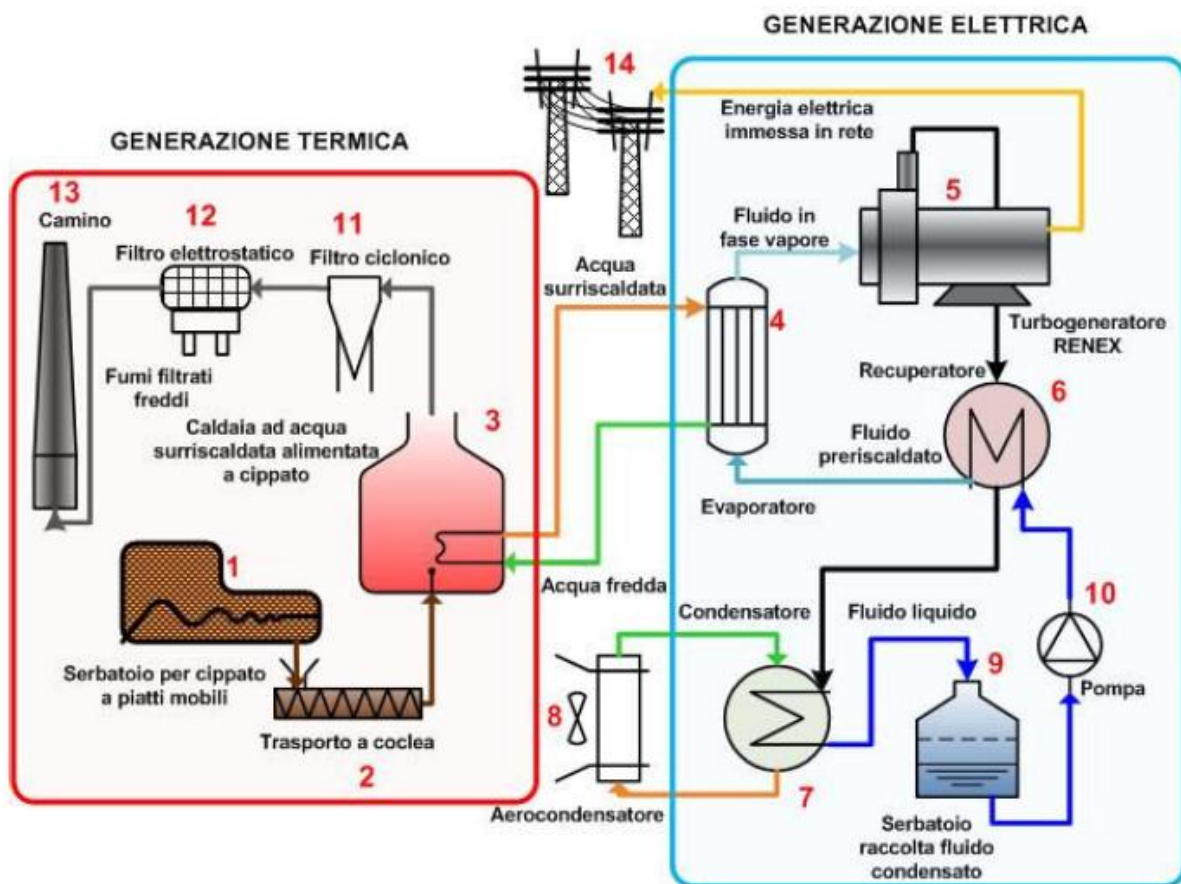


FIGURA 1.2 : SCHEMA DI IMPLEMENTAZIONE DEL PROCESSO LT-ORC (1- SERBATOIO DI CIPPATO A PIATTI MOBILI; 2- TRASPORTATORE A COCLEA PER ALIMENTAZIONE CALDAIA; 3- FORNACE A SYNGAS CON GASSIFICATORE INTEGRATO A BIOMASSA CON CALDAIA AD ACQUA SURRISCALDATA PER GENERAZIONE TERMICA; 4- EVAPORATORE ACQUA SURRISCALDATA/FLUIDO VETTORE; 5- TURBINA ORC; 6- RECUPERATORE PER PRERISCALDARE IL FLUIDO; 7- SCAMBIATORE PER CONDENSAZIONE DEL FLUIDO; 8- CONDENSATORE AD ARIA PER DISPERDERE IL CALORE NON UTILIZZATO DEL FLUIDO; 9- VASO DI RACCOLTA FLUIDO VETTORE LIQUIDO; 10- POMPA DEL CICLO ORC; 11- DEPOLVERIZZATORE CICLONICO; 12- FILTRO ELETTROSTATICO O A MANICHE; 13- CAMINO; 14- IMMISSIONE IN RETE DELL'ENERGIA ELETTRICA (CABINA ELETTRICA DI POTENZA).

CAPITOLO 2 : TERMODINAMICA DEI CICLI RANKINE E CICLI A VAPORE SURRISCALDATO

Si farà riferimento nel seguito ai due principi fondamentali della termodinamica. Si riportano quindi le notazioni generali dei due principi nonché una descrizione del significato dei vari simboli che verranno usati in seguito per rappresentare le varie grandezze termodinamiche:

H	entalpia, [J];
h	entalpia specifica, [J/kg];
L	lavoro scambiato, [J];
Q	quantità di calore, [J];
S	entropia, [J/K];
s	Entropia specifica, [J/(kg K)];
T	temperatura assoluta, [K];
η	rendimento;
w	velocità, [m/s];
z	altezza, [m];

La convenzione adottata sui segni da attribuire alle due grandezze di scambio, calore e lavoro è la seguente:

- per quanto riguarda il calore:
 - si assume *positivo* il calore fornito *al sistema dall'esterno*;
 - si assume *negativo* il calore ceduto *dal sistema all'esterno*;
- per quanto riguarda il lavoro:
 - si assume *positivo* il lavoro ceduto *dal sistema all'esterno*;
 - si assume *negativo* il lavoro fornito *al sistema dall'esterno*.

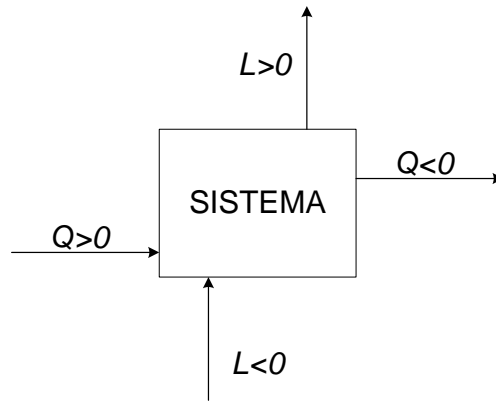


FIGURA 2.1- CONVENZIONE ADOTTATA SUI SEGNI DA ATTRIBUIRE ALLE GRANDEZZE DI SCAMBIO, CALORE E LAVORO

Il calore ed il lavoro sono grandezze di scambio e non grandezze di stato. Per un processo ciclico gli integrali circolari $\oint dQ$ e $\oint dL$ non sono uguali a zero ed il loro valore dipende dal cammino percorso.

Il **primo principio** della termodinamica, derivato da considerazioni sperimentali, stabilisce che:

$$\oint dQ = \oint dL \quad (2.1)$$

ossia: «*In un processo ciclico la quantità di calore netto scambiata fra il sistema e l'esterno (presa con il suo segno) è uguale alla quantità di lavoro netto scambiato (presa con il suo segno)*».

Il primo principio quindi altro non è che il principio della equivalenza tra lavoro e calore o anche principio della conservazione dell'energia.

Si può formulare il principio in altro modo dicendo che, se:

$$\oint d(Q - L) = 0 \quad (2.2)$$

l'espressione $d(Q - L)$ costituisce un differenziale esatto in una certa funzione U_i , che è pertanto una funzione dello stato termodinamico e meccanico.

Si scrive:

$$d(Q-L) = dU_t \quad (2.3)$$

ossia:

$$dQ = dU_t + dL \quad (2.4)$$

La funzione U_t ha la caratteristica di *energia totale immagazzinata* ed è una proprietà del sistema; la sua variazione durante un processo è data dalla differenza tra le due quantità di energia di scambio: calore e lavoro, in gioco nel processo stesso.

L'energia U_t si considera somma di tre termini: energia interna (U), energia cinetica ed energia potenziale.

Con riferimento all'unità di massa essa si esprime:

$$du_t = d\left(u + \frac{w^2}{2} + gz\right) \quad (2.5)$$

L'equazione del primo principio si scrive in conclusione:

$$dQ = du + dL + d\frac{w^2}{2} + g dz \quad (2.6)$$

oppure per una trasformazione finita tra 1 e 2:

$$Q_{12} = u_2 - u_1 + L_{12} + \frac{w_2^2 - w_1^2}{2} + g(z_2 - z_1) \quad (2.7)$$

Si consideri ora un sistema con deflusso in regime permanente termodinamico con portata di massa \dot{m} costante in ogni sezione e se ne esamini il comportamento nell'intervallo di tempo infinitesimo $d\tau$.

L'espressione del primo principio (per sistemi con deflusso) tra due stati generici 1 e 2:

$$Q_{12} = u_{t,2} - u_{t,1} + L_{12} \quad (2.11)$$

ossia:

$$Q_{12} = u_2 - u_1 + L_{12} + \frac{w_2^2 - w_1^2}{2} + g(z_2 - z_1) \quad (2.12)$$

Il lavoro L_{12} rappresenta il *totale* lavoro scambiato tra il sistema e l'esterno, somma del lavoro utile L'_{12} e del lavoro di immissione e di emissione:

$$L_{12} = L'_{12} + p_2 v_2 - p_1 v_1 \quad (2.13)$$

Se si mette in evidenza il termine L'_{12} , la (2.12) diventa:

$$Q_{12} = (u_2 + p_2 v_2) - (u_1 + p_1 v_1) + L'_{12} + \frac{w_2^2 - w_1^2}{2} + g(z_2 - z_1) \quad (2.14)$$

e si definisce una nuova grandezza alla quale si dà il nome di **entalpia**

$$h = u + p v \quad (2.15)$$

L'espressione del primo principio per sistemi con deflusso, tra due stati generici 1 e 2, diventa:

$$Q_{12} = h_2 - h_1 + L'_{12} + \frac{w_2^2 - w_1^2}{2} + g(z_2 - z_1) \quad (2.16)$$

I sistemi con deflusso (in contrapposizione a quelli senza deflusso) sono sistemi aperti nei quali cioè vi è un certo deflusso di materia in entrata e in uscita.

Se si trascurano, come è generalmente nelle applicazioni tecniche che studieremo, le variazioni di energia cinetica e potenziale l'espressione del primo principio assume la forma:

$$Q_{12} = h_2 - h_1 + L'_{12} \quad (2.17)$$

Per una trasformazione infinitesima l'equazione sopra assume la forma differenziale seguente:

$$dQ = dh + dL \quad (2.18)$$

dove le quantità dQ e dL non rappresentano differenziali esatti essendo Q ed L grandezze di scambio e non grandezze di stato.

Il **secondo principio** è il principio della degradazione dell'energia e fissa la non equivalenza delle varie forme di energia ai fini della possibilità di ottenere lavoro meccanico. Gli enunciati del secondo principio sono vari; i due fondamentali sono:

1. l'enunciato di Clausius: «È impossibile costruire una macchina operante secondo un processo ciclico, il cui unico effetto sia il trasferimento di calore da un corpo a temperatura più bassa ad un corpo a temperatura più elevata».
2. l'enunciato di Kelvin-Planck: «È impossibile costruire una macchina operante secondo un processo ciclico, il cui unico effetto sia la trasformazione in lavoro di tutto il calore estratto da una sorgente a temperatura uniforme e costante nel tempo».

È facile dimostrare che i due enunciati si equivalgono. L'espressione del secondo principio per un ciclo reversibile assume la forma:

$$\oint_{REV} \frac{dQ}{T} = 0 \quad (2.19)$$

la relazione (2.19) porta a dire che se si considera una trasformazione reversibile aperta, non ciclica, fra uno

stato A e uno stato B , l'integrale $\int \frac{dQ}{T}$ calcolato fra i due stati non dipende dal cammino percorso, ma solo dagli stati estremi.

Si può dire in altre parole che l'espressione $\frac{dQ}{T}$ costituisce un differenziale esatto, ciò che vuol dire che si può scrivere:

$$dS = \frac{dQ}{T} \quad (2.20)$$

ove S è una funzione di stato cui si dà il nome di entropia.

L'espressione del secondo principio in presenza di irreversibilità è invece:

$$\oint dS = \oint \frac{dQ}{T} + \Delta S_{irr} \quad (2.21)$$

dove ΔS_{irr} rappresenta l'aumento sempre positivo di entropia dovuto alla irreversibilità.

La conseguenza più eclatante del secondo principio della termodinamica è che tutti i processi naturali sono irreversibili.

Il ciclo di Carnot

Per trasformare calore in lavoro il secondo principio postula l'esistenza di due sorgenti.

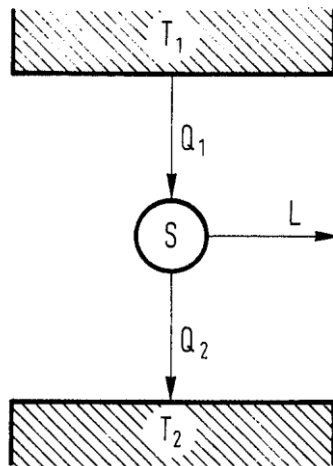


FIGURA 2.2 - SISTEMA CHE REALIZZA UN CICLO TERMICO DIRETTO FRA LE TEMPERATURE T_1 E T_2 ($T_1 > T_2$).

Un sistema (vedi figura 2.2) che opera ciclicamente ricevendo il calore Q_1 da una sorgente a temperatura T_1 (questa trasformazione deve essere una isoterma a temperatura T_1 ; infatti se il sistema non fosse a temperatura costante uguale a T_1 il processo non sarebbe reversibile) trasforma parte di questo calore in lavoro L e cede la parte rimanente Q_2 ad una sorgente a temperatura T_2 (anche per questa trasformazione isoterma vale l'osservazione fatta sopra). Il rendimento del ciclo è espresso da:

$$\eta = \frac{|L|}{|Q_1|} = \frac{|Q_1| - |Q_2|}{|Q_1|} = 1 - \frac{|Q_2|}{|Q_1|} \quad (2.23)$$

Il teorema di Carnot afferma che il rendimento massimo si ottiene con un ciclo in cui le trasformazioni siano reversibili e questo rendimento è indipendente dalla sostanza che percorre il ciclo e dipende solo dalle temperature delle due sorgenti. Un ciclo composto da due isoterme e due adiabatiche reversibili viene detto ciclo di Carnot. In figura 2.3 è illustrato il ciclo di Carnot (nelle coordinate T - s) e lo schema dell'impianto del quale costituisce riferimento ideale.

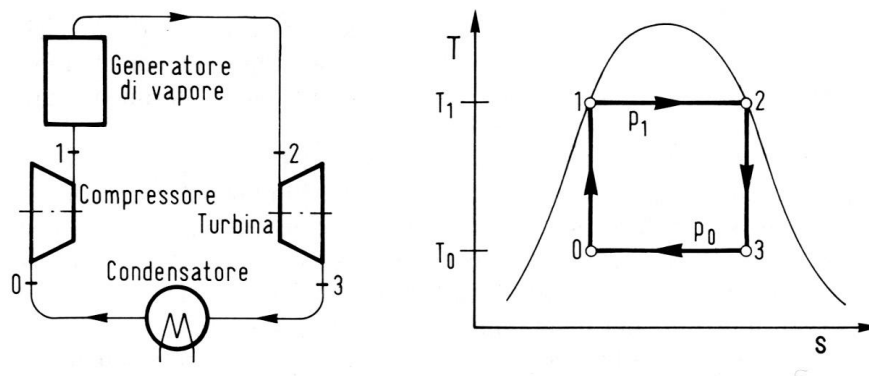


FIGURA 2.3 - CICLO DI CARNOT A VAPORE E SCHEMA DEL QUALE COSTITUISCE RIFERIMENTO IDEALE

Si può dimostrare che i valori di due temperature termodinamiche (o temperature Kelvin) stanno tra di loro come i valori assoluti delle quantità di calore assorbite e cedute da una macchina di Carnot che opera fra due sorgenti a queste temperature. In virtù di questa conclusione il rendimento del ciclo di Carnot fra le temperature (di Kelvin) massima T_1 e minima T_2 si può esprimere anche nella forma:

$$\eta = 1 - \frac{T_2}{T_1} \quad (2.24)$$

Il ciclo di Rankine

L'esecuzione di un ciclo termodinamico diretto da parte di un opportuno fluido (fluido motore) in un'opportuna macchina od impianto (impianto motore) costituisce il metodo più comune per realizzare, come effetto globale esterno, la trasformazione di energia termica in energia meccanica; le leggi che regolano processi di questo tipo sono direttamente i due principi basilari della termodinamica.

Quello che si fa in genere è l'analisi di cicli termodinamici che possono costituire riferimento ideale per impianti o macchine motrici termiche di pratica realizzazione; per questo motivo questi cicli sono denominati *cicli ideali di riferimento* e verranno considerati almeno internamente reversibili. In realtà le varie irreversibilità che accompagnano i cicli termodinamici nella loro pratica realizzazione hanno effetti molto importanti.

Il secondo principio della termodinamica indica come la possibilità di realizzare, da parte di un fluido termodinamico, un ciclo diretto con produzione netta di lavoro esterno, richieda la disponibilità di almeno due sorgenti termiche: la prima, a temperatura mediamente superiore, dalla quale il fluido motore riceve il calore positivo di ciclo Q^+ ; la seconda, a temperatura inferiore, alla quale il fluido rigetta il calore negativo di

ciclo Q' . Quest'ultima viene chiamata spesso "pozzo termico" come appellativo di sorgente termica a quella che cede calore al fluido motore.

Quanto alla sorgente termica a più alta temperatura, esistono diverse possibilità: il caso di gran lunga più comune consiste nel generare la sorgente termica attraverso la reazione esotermica di combustione di combustibili fossili; a volte però può anche essere reperita nell'ambiente naturale, come ad esempio le sorgenti di vapor d'acqua di origine endogena; può altresì essere realizzata sfruttando la radiazione solare oppure può essere costituita da effluenti caldi di recupero da processi industriali.

Un ciclo ideale internamente reversibile, composto da due trasformazioni isoentropiche e due trasformazioni isobare è chiamato *ciclo di Rankine*. Esso presenta logicamente un rendimento termico interno minore del corrispondente ciclo di Carnot tra gli stessi valori di temperatura minima t_0 e massima t_1 di ciclo, che tra l'altro dipende anche dal fluido motore utilizzato (contrariamente a quanto accade per il ciclo di Carnot); peraltro il ciclo di Rankine può costituire riferimento ideale per impianti motori di effettiva possibile realizzazione.

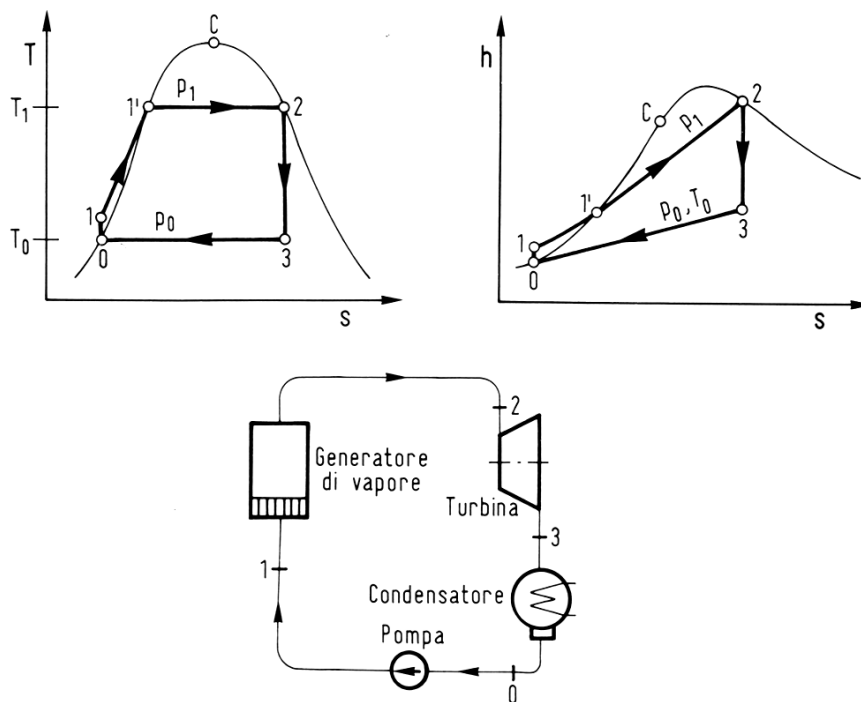


FIGURA 2.4- CICLO DI RANKINE A VAPORE SATURO E SCHEMA DELL'IMPIANTO DI CUI COSTITUISCE CICLO IDEALE DI RIFERIMENTO

Lo schema dell'impianto, rappresentato nella figura 2.4 con l'indicazione della corrispondenza degli stati termodinamici del fluido rispetto al ciclo rappresentato nella stessa figura, comprende:

1. un generatore di vapore (o come si è detto una qualche sorgente di calore) ove il fluido a pressione prefissata p_1 viene riscaldato e vaporizzato dallo stato 1 allo stato 2, scambiando con la sorgente esterna il calore positivo di ciclo Q^+ ;
2. un espansore (in genere una turbina) ove il fluido espandendosi da 2 a 3 (in maniera idealmente isoentropica) cede all'esterno il lavoro positivo di ciclo L^+ ;
3. un condensatore, spesso del tipo a fascio tubiero refrigerato ad acqua da sorgenti naturali, ove viene asportato il calore (di condensazione isobara dallo stato 3 allo stato 0) negativo di ciclo Q^- ;
4. una pompa, ove il liquido viene riportato dalla pressione p_0 (stato 0) alla pressione p_1 , ed ove viene scambiato (in maniera idealmente isoentropica) il lavoro negativo di ciclo L^- .

Analisi termodinamica

Rendimento termico di ciclo

L'entità dei singoli scambi di energia può essere ricavata scrivendo per ciascun processo il primo principio della termodinamica (per trasformazioni con deflusso), assumendo di poter trascurare le variazioni di energia cinetica e potenziale:

- nel generatore di vapore, non essendoci scambio di lavoro con deflusso:

$$Q^+ = h_2 - h_1 ; \quad (2.25)$$

- nella turbina, essendo la trasformazione adiabatica:

$$L_{23} = L^+ = h_2 - h_3 ; \quad (2.26)$$

- nel condensatore, non essendoci scambio di lavoro con deflusso:

$$Q_{30} = Q^- = h_0 - h_3 ; \quad (2.27)$$

- nella pompa, essendo il processo adiabatico:

$$L_{01} = L^- = h_0 - h_1 \quad (2.28)$$

Il lavoro ideale di pompaggio, coinvolgendo un liquido, e potendo essere questo considerato incomprimibile, è calcolabile con ottima approssimazione con l'espressione:

$$L_{01} = L^- \cong -v_0 (p_1 - p_0) \quad (2.29)$$

Vi è inoltre da osservare come essendo in generale il volume specifico nella fase liquida lungo la trasformazione di pompaggio molto minore che nella fase vapore lungo la trasformazione di espansione, il lavoro negativo nel ciclo Rankine risulterà in modulo molto minore del lavoro positivo di ciclo: $|L^-| \ll L^+$.

L'espressione del rendimento termico η_t per un ciclo diretto bitermico è in generale:

$$\eta_t = \frac{\text{lavoro netto ottenuto}}{\text{calore ceduto dalla sorgente}}$$

e quindi per il ciclo ideale di Rankine esaminato, riferendo i due termini all'unità di massa di fluido motore:

$$\eta_t = \frac{L^+ + L^-}{Q^+} = \frac{(h_2 - h_3) - (h_1 - h_0)}{(h_2 - h_1)} \quad (2.30)$$

Si osservi come il rendimento termico abbia in questo caso valore inferiore a quello del ciclo ideale di Carnot tra gli stessi valori delle temperature di condensazione t_0 e di vaporizzazione t_1 , conseguenza del valore inferiore a t_1 della temperatura media alla quale il fluido motore riceve il calore positivo di ciclo.

Per una trasformazione isobara internamente reversibile, quali quelle di scambio termico nel ciclo di Rankine, si può definire il valore della temperatura (assoluta) media termodinamica attraverso l'espressione:

$$\bar{T} = \frac{\Delta h}{\Delta s} \quad (2.31)$$

Ove Δh e Δs sono i valori delle variazioni rispettivamente di entalpia e di entropia tra gli stati estremi della trasformazione¹.

Nel caso del ciclo ideale di Rankine a vapor saturo (figura 2.5), risulta:

$$\bar{T}_{12} = \frac{h_2 - h_1}{s_2 - s_1}; \quad \bar{T}_{30} = \frac{h_0 - h_3}{s_0 - s_3} = T_0; \quad (2.32)$$

e quindi:

$$Q^+ = h_2 - h_1 = \bar{T}_{12}(s_2 - s_1); \quad Q^- = h_0 - h_3 = T_0(s_0 - s_3) \quad (2.33)$$

¹ Per una trasformazione internamente reversibile la definizione generale di temperatura media termodinamica è:

$$\bar{T}_{12} = \frac{\int_1^2 T ds}{s_2 - s_1}$$

Ricordando che nel caso in esame è $s_0 = s_1$ e $s_2 = s_3$, si ricava:

$$\eta_t = \frac{Q^+ + Q^-}{Q^+} = 1 - \frac{T_0}{\bar{T}_{12}} \quad (2.34)$$

È naturalmente $\bar{T}_{12} < T_1$, coincidendo T_1 col valore della temperatura media termodinamica del fluido motore nella trasformazione di ricezione del calore positivo nel ciclo ideale di Carnot a vapore saturo.

Per questi motivi il lavoro negativo di ciclo trascurabile rispetto a quello positivo di ciclo, ed assumere quindi il lavoro netto coincidente col lavoro positivo di ciclo: $L_n \cong L^+$. L'espressione del rendimento termico si può di conseguenza approssimare come segue:

$$\eta_t \cong \frac{L^+}{Q^+} \cong \frac{h_2 - h_3}{h_2 - h_0} \quad (2.35)$$

Per la stessa ragione nei diagrammi termodinamici $T-S$, $h-S$ o $h-p$ nelle dimensioni usualmente disponibili, i punti 0 e 1 sono indistinguibili e vengono quindi considerati coincidenti.

Rendimento termodinamico del processo di espansione

Nelle installazioni reali le trasformazioni ideali di riferimento subiscono i seguenti effetti di irreversibilità:

- a. le trasformazioni di scambio termico nel generatore e nel condensatore non sono a pressione costante: in particolar modo nel generatore si dovrà considerare una differenza di pressione tra ingresso e uscita (perdite di carico lungo i condotti di deflusso);
- b. le trasformazioni di scambio di lavoro sono processi praticamente adiabatici ma non reversibili (cioè non isoentropici), caratterizzabili da opportuni valori non unitari del rendimento isoentropico.

Per il calcolo del rendimento di conversione dell'impianto, delle deviazioni citate rispetto al ciclo ideale di riferimento ci si può limitare e considerare quella di gran lunga più influente, che riguarda la non isoentropicità dell'espansione in turbina (o altro organo di espansione). Il ciclo si presenta modificato come rappresentato in figura 2.5: l'espansione reale porta il fluido dalla condizione 2 alla condizione $3r$ con aumento di entropia (per irreversibilità interna) $\Delta s_{irr} = s_{3r} - s_2$.

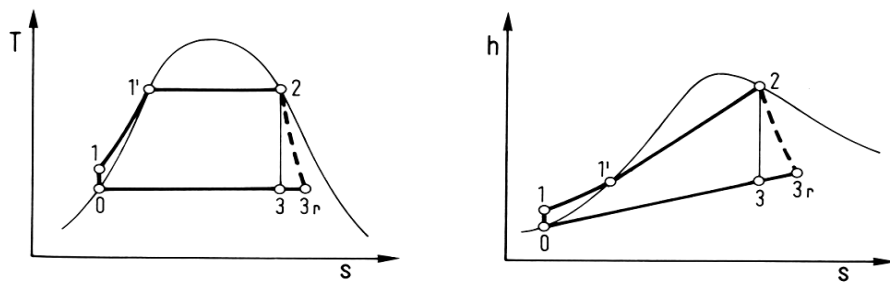


FIGURA 2.5 - ESPANSIONE ADIABATICA NON REVERSIBILE IN UNA INSTALLAZIONE MOTRICE A CICLO RANKINE A VAPORE SATURO

Il lavoro reale di espansione L_{23r} risulta naturalmente minore di quello ideale L_{23} ; esso è in ogni caso esprimibile come differenza di entalpia tra gli stati estremi del processo, stante l'ipotesi di adiabaticità e di variazioni trascurabili di energia cinetica e potenziale:

$$L_{23r} = h_2 - h_{3r} \quad (2.36)$$

Il rendimento isoentropico dell'espansione adiabatica vale quindi:

$$\eta_{ie} = \frac{L_{23r}}{L_{23}} = \frac{h_2 - h_{3r}}{h_2 - h_3} \quad (2.37)$$

Ciclo di Rankine a vapore surriscaldato - Ciclo di Hirn

Qualora l'espansione reale in turbina dovesse interessare vapore saturo umido con titolo inferiore al minimo accettabile, oltre a notevole decadimento del valore del rendimento isoentropico dell'espansione, si manifesterebbero inaccettabili fenomeni di erosione delle palettature della girante ad opera della fase liquida che si separa in forma non sufficientemente dispersa nel vapore in espansione.

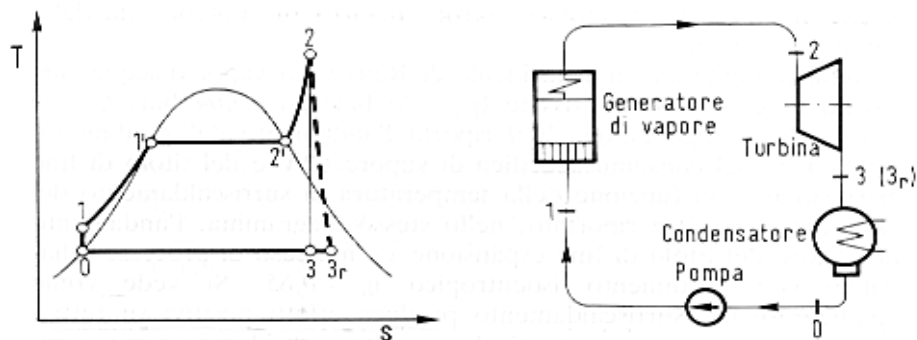


FIGURA 2.6 - CICLO IDEALE DI RANKINE A VAPORE SURRISCALDATO E SCHEMA DELL'IMPIANTO PER IL QUALE COSTITUISCE RIFERIMENTO IDEALE. 3R: FINE ESPANSIONE ADIABATICA CON RENDIMENTO ISOENTROPICO NON UNITARIO.

Per ovviare a questo problema si surriscalda il vapore (vedi figura 2.6). Questa operazione consente di:

- elevare il valore del rendimento termico di conversione, in quanto si aumenta il valore della temperatura media termodinamica T_{12} (l'espressione del rendimento è sempre la (2.34));
- innalzare il valore del titolo del vapore a fine espansione.

È opportuno far notare sin da ora come gli scambi termici nel surriscaldatore non avvengano a temperatura costante inducendo quindi un aumento notevole delle irreversibilità. Vedremo come l'utilizzo di fluidi organici possa evitare di ricorrere al surriscaldamento.

La rigenerazione

La rigenerazione è un metodo utilizzato per aumentare il rendimento degli impianti a ciclo Rankine indipendentemente dal tipo di fluido di lavoro, sia esso acqua o un composto organico; essa consiste nel trasferimento di calore dal fluido allo stato di vapore (tramite spillamenti) in uscita dalla turbina al fluido allo stato liquido che deve venire riscaldato dalla temperatura di condensazione fino alla temperatura di evaporazione.

All'uscita della pompa che porta il liquido dalla pressione di condensazione alla pressione di evaporazione il fluido di lavoro viene riscaldato, mentre è in fase liquida, e la temperatura del liquido è molto più bassa durante questo processo che durante l'evaporazione. Questo fa sì che la temperatura media a cui il calore viene fornito nel ciclo Rankine sia inferiore a quella in un ciclo ideale di Carnot $1'-2-3-4'-1'$ che operi tra la temperatura di condensazione e quella di evaporazione; di conseguenza il rendimento del ciclo Rankine è inferiore a quello del ciclo di Carnot, essendo

$$\eta_{Carnot} = 1 - \frac{T_{condensazione}}{T_{evaporazione}} \quad (2.38)$$

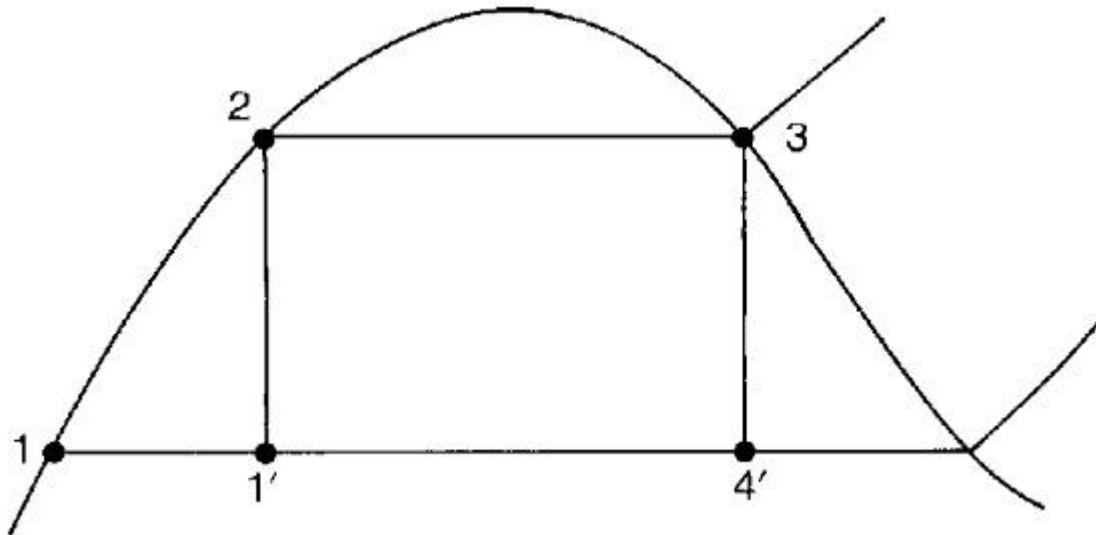


FIG. 2.7 - RELAZIONE TRA IL RENDIMENTO DEL CICLO DI CARNOT (1'-2-3-4'-1') ED IL RENDIMENTO DEL CICLO RANKINE IN UN CICLO A VAPORE D'ACQUA (1-2-3-4'-1)

Nel ciclo rigenerativo, al contrario, il liquido viene preriscaldato ed entra nel generatore di vapore in uno stato prossimo alla temperatura di evaporazione; perciò aumenta la temperatura media in corrispondenza della quale viene fornito il calore.

La rigenerazione ideale avverrebbe con uno scambio di calore reversibile, cioè in modo che in ciascun punto la temperatura del vapore sia più alta solo di un infinitesimo di quella del liquido.

Nella pratica negli impianti a ciclo Rankine tradizionali a vapore d'acqua la rigenerazione si realizza preriscaldando l'acqua di alimento per mezzo di tutto il calore che può essere ceduto da una parte del vapore spillato dalla turbina durante l'espansione e non da una parte del calore sottratta a tutto il vapore che viene ammesso in turbina; a questo punto il solo calore fornito al fluido di lavoro è quello necessario all'evaporazione e all'eventuale surriscaldamento prima dell'ammissione in turbina.

Il vantaggio, quindi, della rigenerazione è legato alla diminuzione del calore che dovrebbe essere ceduto dal condensatore poiché il calore di condensazione del vapore spillato viene utilizzato nel ciclo anziché essere perso.

Ciclo di Rankine a fluido organico

Abbiamo visto che il rendimento del ciclo di Rankine è funzione della differenza di temperatura fra la sorgente di calore e il pozzo termico, nonché delle proprietà del fluido di lavoro. Nei cicli a vapore d'acqua degli impianti di potenza si raggiungono normalmente rendimenti termici ideali interni del ciclo di riferimento di poco superiori al 50% (cicli di Rankine rigenerativi e a surriscaldamento di vapore) mentre

l'efficienza [2] di un ciclo Rankine alimentato da una sorgente termica a temperature medie o basse (qual è il caso dei sistemi ORC presi in considerazione in questo lavoro) si aggira solitamente attorno al 20%.

Il fluido di lavoro tradizionalmente impiegato negli impianti a ciclo Rankine delle centrali termoelettriche è l'acqua, grazie alle sue favorevoli proprietà negli impieghi ad alta temperatura e laddove le potenze in gioco sono considerevoli.

Negli impianti per lo sfruttamento del calore a temperature relativamente basse, risultano più adatti molti altri fluidi di tipo organico, quali gli idrocarburi leggeri e i clorofluorocarburi (freons). Infatti questi fluidi sono fluidi basso bollenti, prestandosi quindi ad un utilizzo a basse temperature.

Si è visto come l'andamento della **curva limite superiore** (del vapore saturo secco) nel caso dell'acqua porti ad avere, anche nel caso di uno o più surriscaldamenti, **valori del titolo a fine espansione minori dell'unità**. Un problema di tal tipo potrebbe essere assolutamente evitato se la **curva limite superiore avesse pendenza positiva** (la curva limite superiore nel caso dell'acqua ha pendenza negativa) **in quanto a fine espansione il fluido si troverebbe in una situazione di vapore secco**. Alcuni fluidi organici infatti presentano la curva limite superiore a pendenza positiva o talvolta a pendenza leggermente negativa.

Oltre al requisito dell'**espansione secca**, altri importanti e fondamentali parametri di giudizio sono la massima temperatura di esercizio del fluido, corrispondente in prima approssimazione a quella della sorgente termica da sfruttare, ma tale per cui il fluido non si degradi.

² In questo contesto il termine *efficienza* è sinonimo di rendimento.

CAPITOLO 3 : I FLUIDI ORGANICI

Introduzione

Sfruttare convenientemente fonti energetiche per la produzione di energia elettrica come la biomassa, caratterizzata da una piccola potenza specifica e basso potere calorifico, non è semplice; infatti soluzioni tradizionali come i cicli a vapore d'acqua (che si prestano bene per potenze superiori ai 2-3 MW) sono penalizzati in impianti con potenze inferiori a causa della diminuzione di rendimento delle turbomacchine e per la complessità dell'impianto stesso.

Per poter quindi sfruttare bene sorgenti di calore a temperatura variabile e non molto elevata, è necessario ricorrere a fluidi di lavoro che godano di determinate proprietà, quali il basso punto di ebollizione e con curve limiti che bene si adattino alle variazioni della temperatura delle sorgenti stesse.

I fluidi termodinamicamente più interessanti e dotati di sufficiente stabilità termica hanno, solitamente, molecole molto complesse. Questi fluidi vengono definiti "organici"; questa terminologia è utilizzata in chimica per descrivere una classe di fluidi che include idrocarburi e fluorocarburi ad alta massa molecolare quali i freon e molti altri comuni refrigeranti nonché molti prodotti della chimica del carbonio quali i composti aromatici, le paraffine, i combustibili in genere, i solventi, i diluenti ecc. ecc.

Inoltre l'utilizzo di fluidi organici con elevata massa molecolare porta ad avere un flusso più elevato e a velocità minore, con conseguente minore erosione delle parti metalliche e delle palette della turbina, inoltre permette di avere turbine monostadio, quindi con minore sollecitazione meccanica.

Caratteristiche dei fluidi organici

La sostanza organica impiegata è solitamente caratterizzata da un basso punto di ebollizione, da un basso calore latente di evaporazione e da un'elevata densità; tali proprietà sono preferibili per aumentare la portata in ingresso alla turbina.

A questo proposito si riporta una tabella (Tab. 3.1), che confronta le proprietà termodinamiche dell'acqua con quelle del HCFC-123, un fluido organico spesso impiegato in questi tipi di impianti:

Table 1
Thermal properties of working fluids

Working fluid	Molecular weight	Boiling point [K]	Liquid density [kg/m ³]	Latent heat [kJ/kg]	Specific heat ratio
Water (H ₂ O)	18.0	373.15	997.0	2257.00	1.33
HCFC-123 (CHCl ₂ -CF ₃)	152.9	300.85	1462.2	168.41	1.11

TABELLA 3.1 : CONFRONTO TRA LE PROPRIETÀ TERMODINAMICHE DELL'ACQUA E DEL HCFC-123, FLUIDO ORGANICO IMPIEGATO I IMPIANTI ORC

Da ciò si evince che il calore specifico di evaporazione del fluido organico considerato è molto più basso di quello dell'acqua; questo è il motivo principale per il quale i fluidi organici sono utilizzati in sostituzione dell'acqua per il recupero di calore da fonti a medio - bassa temperatura in quanto consentono il raggiungimento di migliori rendimenti e più elevate potenze rispetto ai fluidi di lavoro convenzionali.

Inoltre un fluido organico "segue" meglio la curva di cessione di calore della sorgente che deve essere raffreddata. Un esempio è mostrato nella figura 3.1 in cui la sorgente di calore è il gas di scarico di una turbina a gas.

Come si vede dai grafici, nel processo ORC il gas di scarico può essere raffreddato ad una temperatura significativamente più bassa; ciò comporta un migliore sfruttamento del contenuto entalpico del gas ed una maggiore produzione di energia elettrica a partire da una data sorgente di calore.

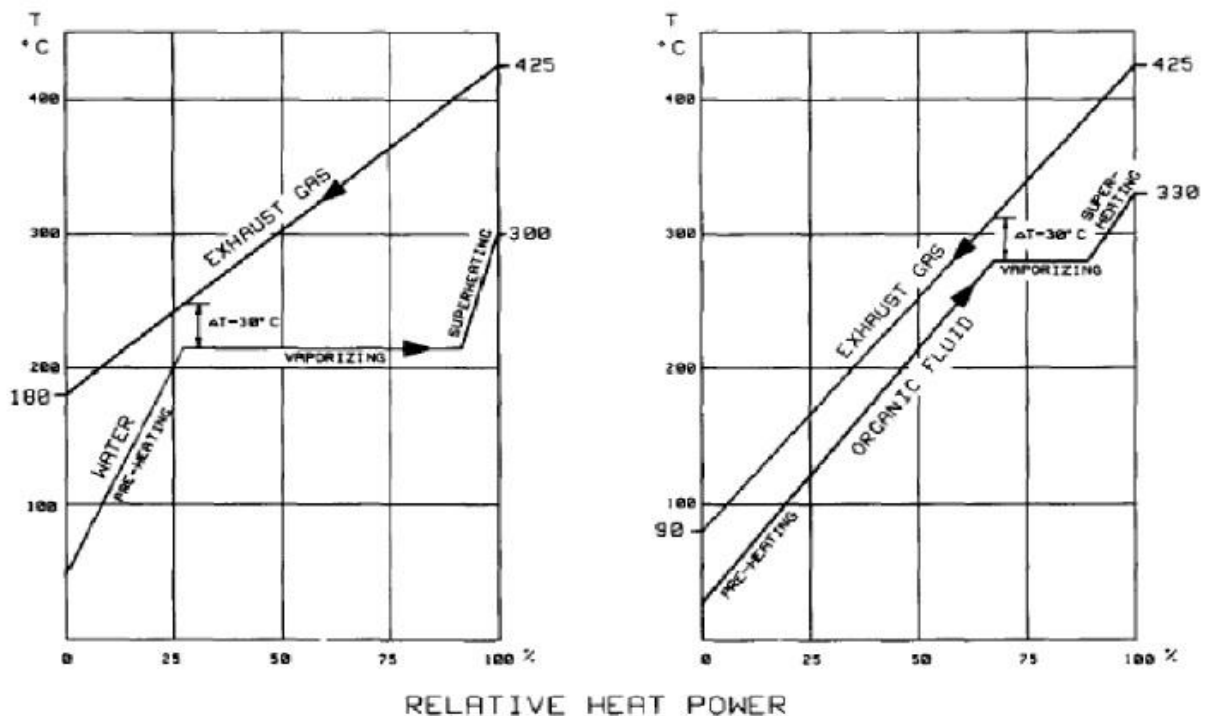


Fig. 1. The specific heat of vaporization of organic fluids is much lower than that of water. Thus the organic working fluid "follows" better the heat source fluid to be cooled (in this example exhaust gas of a gas turbine).

FIGURA 3.1 - CONFRONTO TRA I CALORI SPECIFICI DI EVAPORAZIONE DELL'ACQUA E DI UN FLUIDO ORGANICO

Diagrammi T-s dei fluidi organici

I diagrammi di temperatura-entropia (T-s) dei fluidi organici mostrano tre tipi differenti di pendenze delle curve di saturazione.

Le loro curve di saturazione del vapore possono essere suddivise in tre gruppi:

- i “*fluidi secchi*” (dry fluids) hanno pendenze positive e sono, in generale, ad alto peso molecolare, quali R113, benzene e pentano; (Diagramma 3.1, 3.2);
- i “*fluidi bagnati*” (wet fluids) hanno pendenza negativa e sono, in generale, a basso peso molecolare, quale acqua; (Diagramma 3.3);
- i “*fluidi isoentropici*” (isentropic fluids) hanno curve saturate quasi verticali del vapore, quali R11 e R12; (Diagramma 3.4, 3.5);

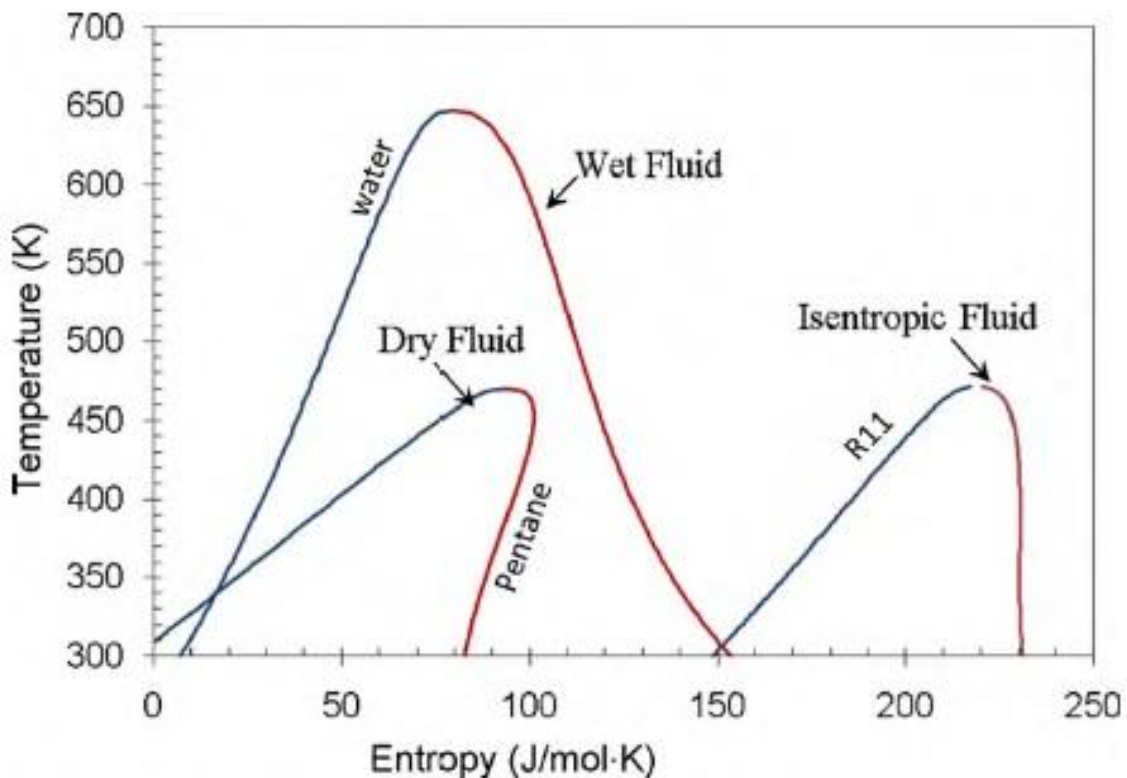


FIGURA 3.2 :CONFRONTO TRA CURVE T-S DI FLUIDI ORGANICI

Diagramma T-s R113

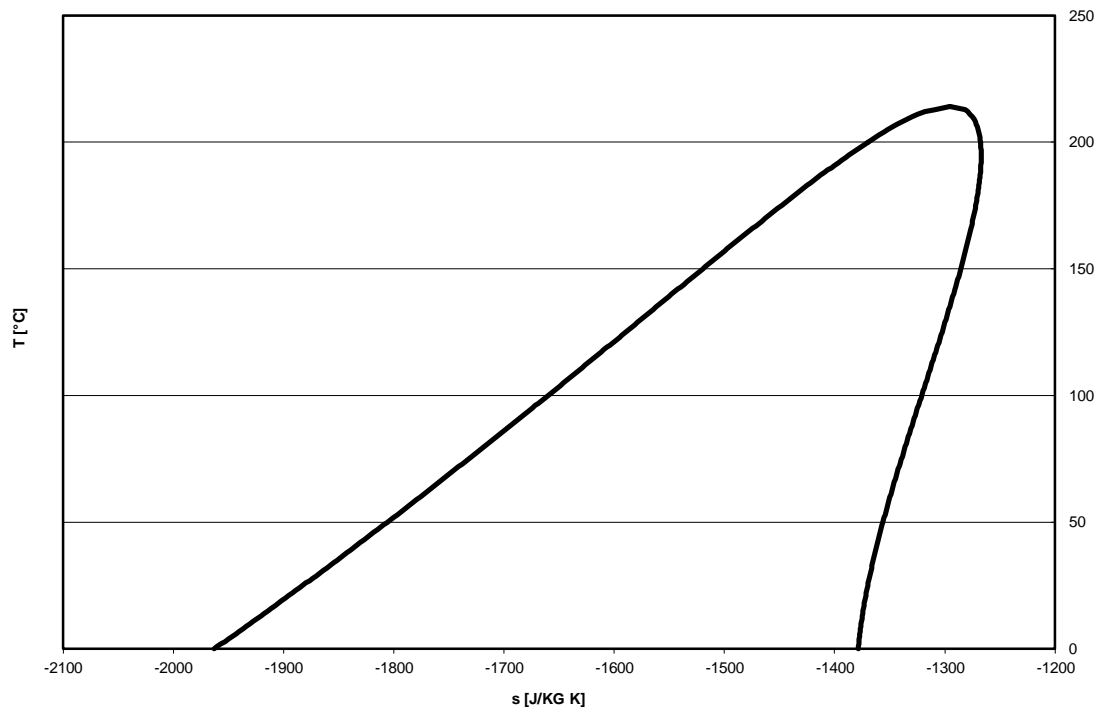


DIAGRAMMA 3.1 - DIAGRAMMA T-S PER L'R113 (TRICLOROFLUOROETANO $C_2Cl_3F_3$)

Diagramma T-s BENZENE

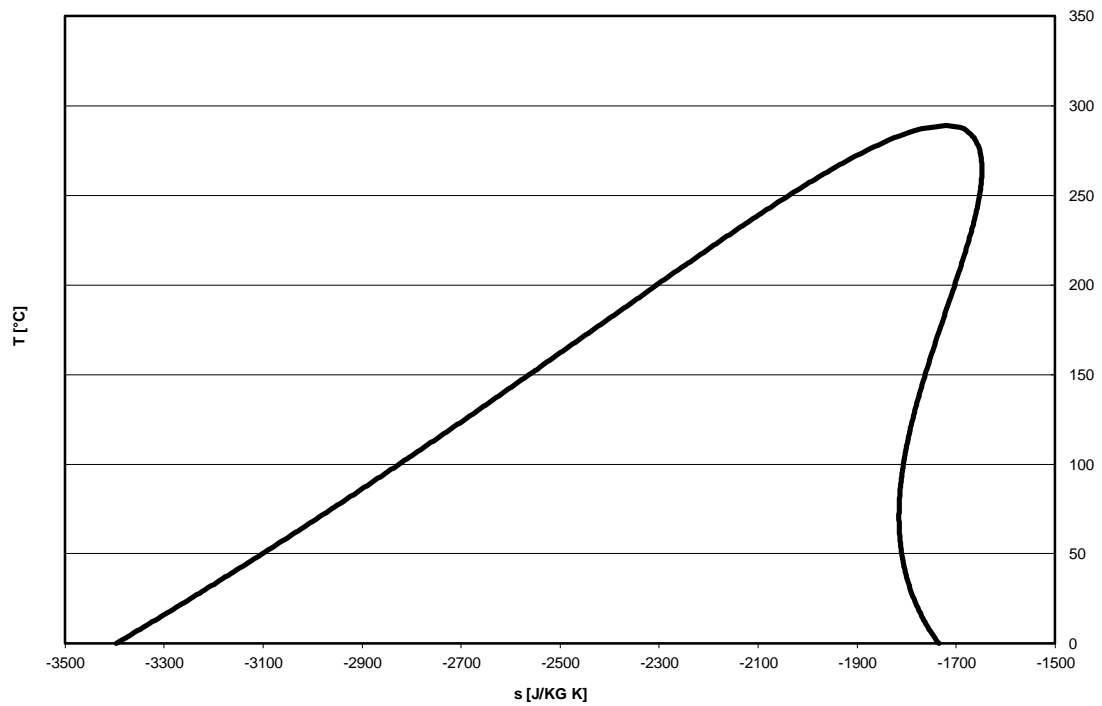


DIAGRAMMA 3.2 - DIAGRAMMA T-S PER IL BENZENE (C_6H_6)

Diagramma T-s ACQUA

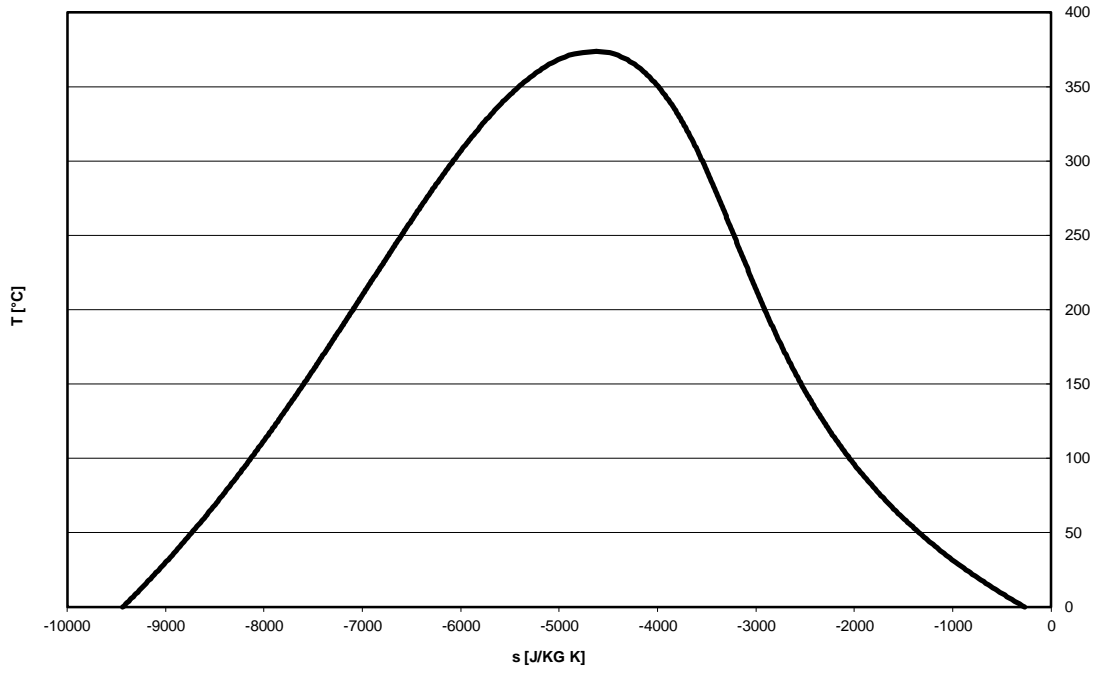


DIAGRAMMA 3.3 - DIAGRAMMA T-S PER L'ACQUA (H₂O)

Diagramma T-s R11

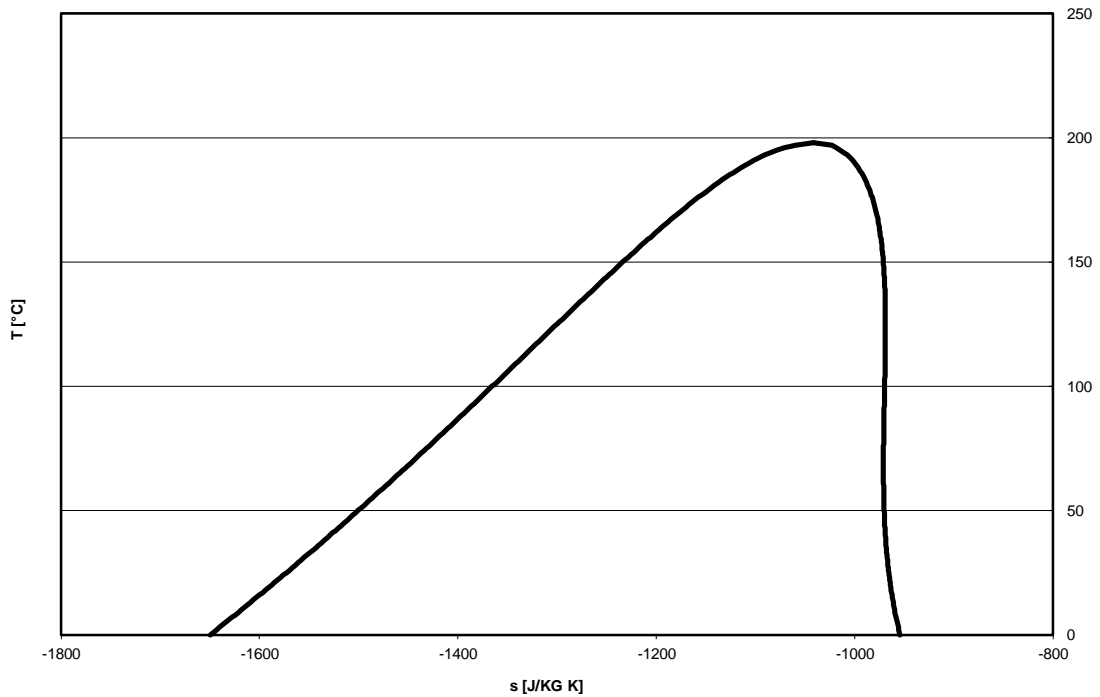


DIAGRAMMA 3.4 - DIAGRAMMA T-S PER L'R11 (TRICLOROFUOROMETANO CCl₃F)

Diagramma T-s R12

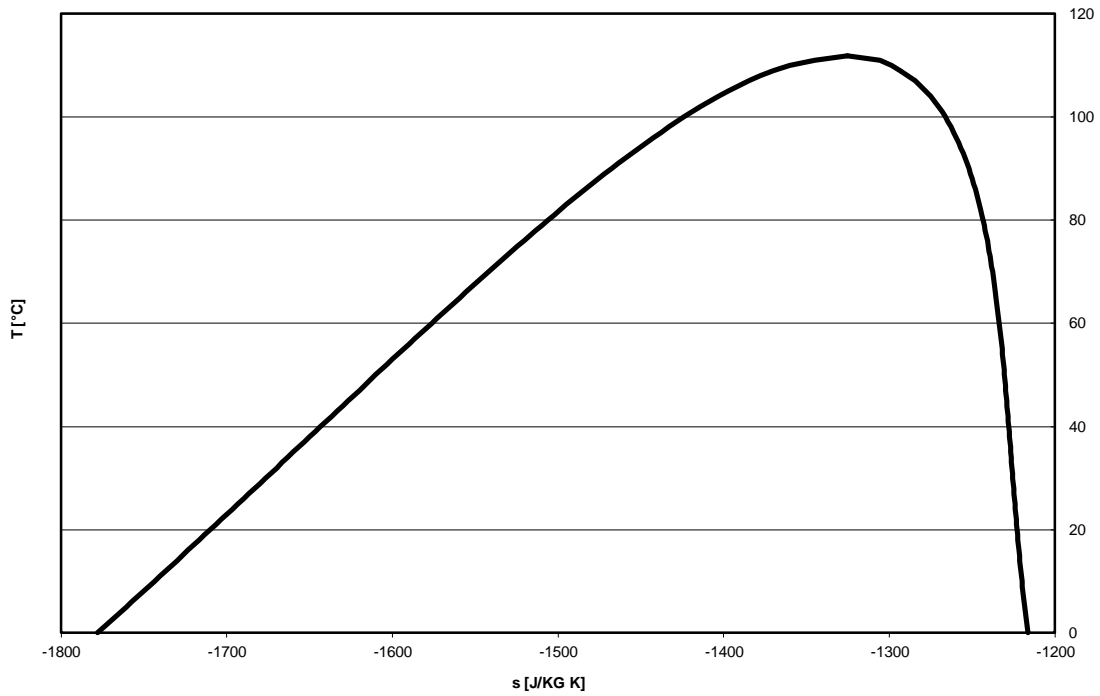


DIAGRAMMA 3.5 - DIAGRAMMA T-S PER L'R12 (DICLORODIFLUOROMETANO CCL_2F_2)

Lo scopo della presente indagine sugli ORC è focalizzata sul recupero di un basso livello energetico di calore, quindi un approccio con surriscaldamento come il ciclo di Rankine a vapore surriscaldato non è adatto. Andremo a considerare cicli senza surriscaldamento (a vapor saturo) come in figura 3.3: dopo l'evaporazione del fluido avremo subito espansione in turbina.

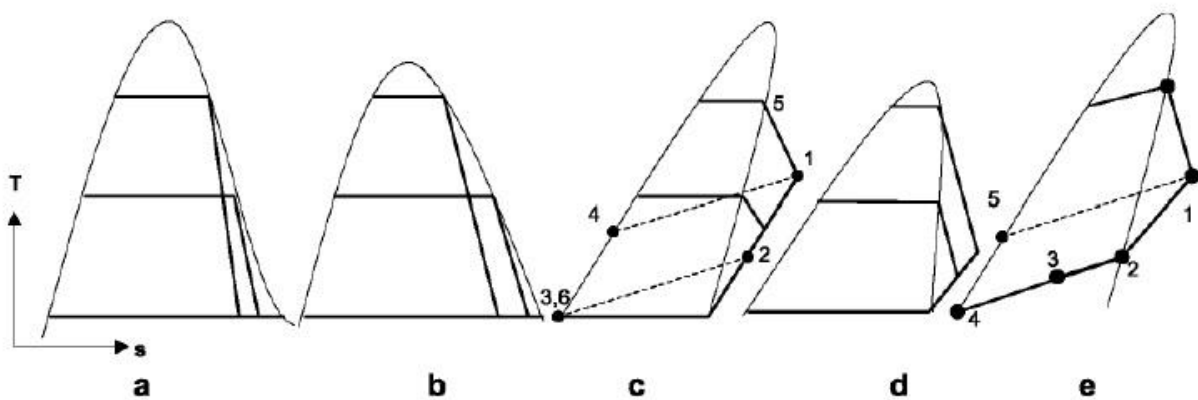


FIGURA 3.3 - DIAGRAMMI DI CICLI ORC SUL PIANO T-S PER DIVERSI FLUIDI DI LAVORO;

I “fluidi bagnati” (wet fluids) (figura 3.3 a e b) non sono quindi generalmente adatti per i sistemi ORC perché diventano saturi una volta realizzato un grande salto entalpico e dopo l’espansione in turbina il condensato liquido del fluido di lavoro è una possibile fonte di danneggiamento per la turbina. I “fluidi secchi” (dry fluids) ed i “fluidi isoentropici” (isentropic fluids) possono evitare tale svantaggio.

Selezione del fluido organico

I fluidi di lavoro, che possono essere usati in centrali elettriche a cicli Rankine, sono quasi infiniti. Un’attenta scelta delle proprietà termodinamiche può portare ad un alto rendimento e a sistemi a basso costo. Più nello specifico un fluido di lavoro è preferibile quando:

- la tossicità ed il pericolo di esplosione sono bassi,
- le caratteristiche di infiammabilità controllabili;
- ha buona stabilità al variare della temperatura , ovvero non degrada alle temperature di servizio
- non è aggressivo verso i materiali impiegati per costruire l’impianto.

Una sostanza può essere tossica se è ingerita, inalata o assorbita attraverso la pelle. I liquidi meno tossici sono i refrigeranti.

In genere, il rischio di infiammabilità proposto da ciascuno dei liquidi è controllabile con speciali rilevatori di vapore, con rilevatori d'incendio e relativi sistemi antincendio. Tali dispositivi possono essere richiesti per quei liquidi che hanno un rischio potenziale più grande. Tuttavia, l'economia di base dei sistemi a ciclo Rankine non viene interessata significativamente dai costi di tali sistemi di controllo richiesti al fine di diminuire i rischi.

Ogni liquido ha uno specifico range di applicabilità e fino all'estremità massima del range di temperature ha stabilità senza soffrire significativa decomposizione.

Fondamentale è senz’altro la temperatura massima raggiunta dal ciclo e, quindi, dal fluido di lavoro stesso. La temperatura massima di esercizio incide almeno su due parametri fondamentali per il fluido di lavoro:

- la stabilità termica
- la stabilità termochimica.

Per **stabilità termica** si intende la resistenza a rottura dei legami chimici in un ambiente inerte.

La **stabilità termochimica** esprime invece la resistenza di un fluido in contatto con i materiali e le sostanze che costituiranno il suo ambiente di lavoro ed è più di interesse pratico.

Con questi due parametri si arriva alla determinazione di una temperatura limite, massima, di impiego.

La temperatura di stabilità termica e quella di stabilità termochimica sono, in generale, molto diverse. Un esempio potrebbe essere il dicloro-difluorometano (R12) che racchiuso in un tubo di quarzo inizia a decomporsi a circa 530°C; tradizionalmente il suo limite di impiego è al di sotto dei 200°C.

Un ulteriore altro aspetto del problema consiste nel valutare **un livello massimo accettabile di decomposizione**, che dipenderà dal tipo di applicazione e porterà alla determinazione di una **temperatura di decomposizione**. La pressione e la fase del campione sotto analisi hanno influenza sulla temperatura di decomposizione:

- la decomposizione normalmente avviene a temperature inferiori per la fase liquida;
- la pressione sembra favorire la stabilità per i liquidi, al contrario nei vapori.

L'alterazione della struttura molecolare di un composto si manifesta con la variazione delle sue proprietà fisiche. Tipicamente: la viscosità, l'indice di rifrazione, la variazione della pressione nel tempo (fissata la temperatura), ecc., sono state assunte da vari ricercatori come indice della avvenuta decomposizione del campione in analisi.

Il fluido non deve corrodere i materiali più comuni utilizzati per la realizzazione delle varie parti della macchina. Questo per contenere i costi e perché non si debba andare ad usare materiali più costosi.

TIPOLOGIE DI FLUIDO ORGANICO

Gli impianti ORC (Organic Rankine Cycle) utilizzano fluidi diversi dall'Acqua, utilizzata nel ciclo Rankine classico. Utilizzano infatti sostanze come gli idrocarburi, HCFC, polisilossani, tutti fluidi dall'elevato peso molecolare e dalla bassa temperatura di cambiamento di fase. La scelta del fluido è effettuata in funzione della temperatura della sorgente termica disponibile.

I silossani

Fluidi organici usati correntemente nell'industria, che ammettono temperature anche superiori ai 400°C, di particolare interesse, sono i Polisilossani³.

Si tratta di una miscela di molti polimeri di differenti masse molecolari. Le principali caratteristiche che suggeriscono l'uso di tali fluidi in un ciclo Rankine sono le seguenti:

- proprietà termodinamiche favorevoli che comportano alti rendimenti di ciclo;
- la pressione di saturazione per temperature di condensazione comprese tra 50°C e 100°C non deve scendere sotto il valore di 1 kPa e i motivi principali sono: un'eccessiva portata volumetrica nei condotti, limiti tecnici della turbina e una riduzione del coefficiente di scambio termico causata dalla presenza di incondensabili; i silossani presentano una pressione di saturazione, nel range di temperature considerato, che sono al di sopra di 1 kPa, come si evince dall'osservazione delle figure 3.4 e 3.5;
- la temperatura critica, soddisfatte le condizioni sulla pressione del punto precedente, dovrebbe essere la più alta possibile. I silossani hanno una temperatura critica variabile tra i 250°C e i 300°C (si veda a tal proposito la tabella 3.2);
- la pressione critica e la massa molecolare, infine, sono due parametri molto importanti; infatti il lavoro di espansione varia in modo inversamente proporzionale rispetto alla massa molecolare, mentre la pressione massima varia in modo direttamente proporzionale alla pressione critica. I silossani presentano delle pressioni critiche che sono le più basse tra tutti i vari fluidi tecnici normalmente usati e delle masse molecolari piuttosto elevate (si veda ancora la tabella 3.2);
- sicurezza per l'ambiente e per la salute con un fattore di danneggiamento della fascia di ozono nullo (ODP – Ozone Depletion Potential = 0);

Il fluido è infiammabile ma con un flash point relativamente alto (34°C); inoltre la quantità di fluido utilizzata generalmente è modesta e i centri di pericolo che non possono essere eliminati vengono circoscritti attraverso un involucro ventilato con aria prelevata dall'esterno e poi espulsa, in accordo con la normativa vigente.

³ Polisilossani è il vero nome dei siliconi, così chiamati perché quando furono scoperti si pensò che avessero nello scheletro della catena solo atomi di silicio e, una volta individuata la vera struttura, era troppo tardi e il nome rimase

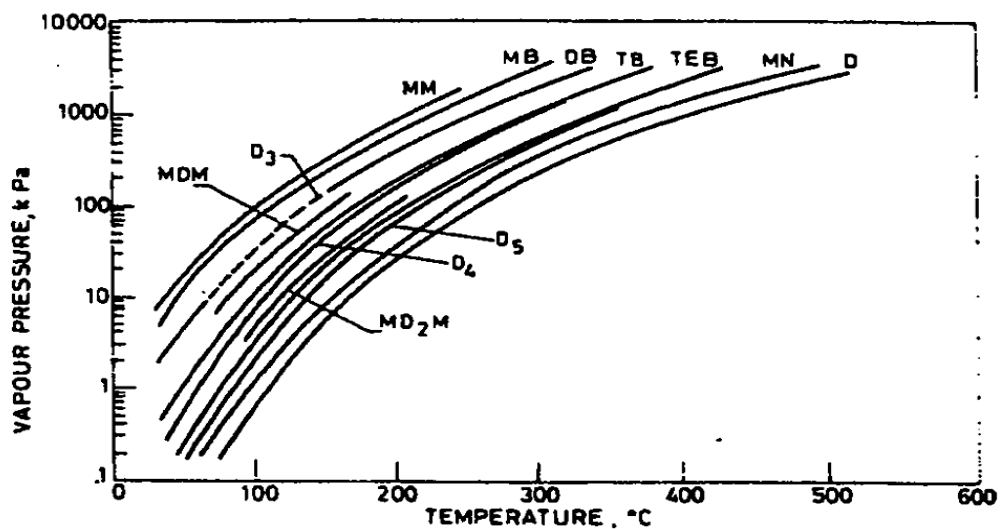


FIGURA 3.4 - PRESSIONE DI SATURAZIONE, PER ALCUNI FLUIDI ORGANICI ADATTI AD ALTE TEMPERATURE DI CICLO, IN FUNZIONE DELLA TEMPERATURA (PER IL SIGNIFICATO DEI SIMBOLI SI VEDA LA TABELLA 3.2).

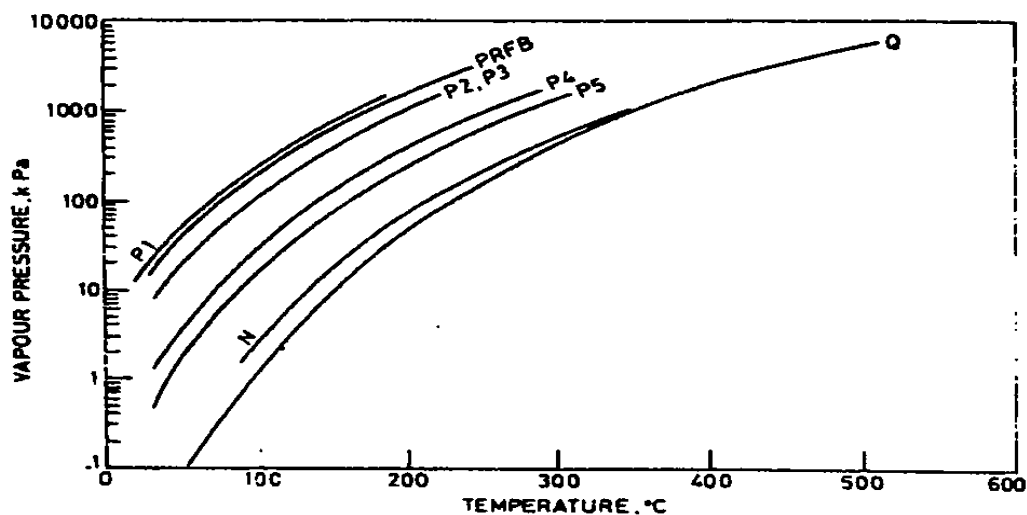


FIGURA 3.5 - PRESSIONE DI SATURAZIONE, PER ALCUNI FLUIDI ORGANICI ADATTI AD ALTE TEMPERATURE DI CICLO, IN FUNZIONE DELLA TEMPERATURA (PER IL SIGNIFICATO DEI SIMBOLI SI VEDA LA TABELLA 3.2).

Fluid name	Symbol	t_{cr} °C	p_{cr} , bar	C_{pmol}^0 J/mole K
benezene	B	289.0	48.9	110.2
1-methyl-benzeze	MB	317.8	41.0	143.7
1,3-dimethyl-benzeze	DB	343.9	35.4	179.6
1,2,4-trimethyl-benzeze	TB	376.0	32.3	217.4
1,2,3,4-tetramethyl-benzeze	TEB	426.9	32.7	274.2
naphthalene	N	475.2	40.5	226.4
2-methyl-naphthalene	MN	487.8	35.0	266.9
quinoline	Q	508.8	57.8	234.0
diphenile	D	515.8	38.5	290.6
hexamethyl-cyclotrisiloxane	D₃	281.0	16.6	346.2
octamethyl-cyclotetrasiloxane	D₄	313.3	13.3	498.9
decamethyl-cyclopentasiloxane	D₅	346.0	10.8	639.9
perfluoro-methyl-cyclohexane	P1	212.7	20.2	283.6
perfluoro-2-butyltetrahydrofuran	P2	227.0	16.0	403.1
perfluoro-1, 3-dimethyl-cyclohexane	P3	243.3	18.8	361.3
perfluoro-decalin	P4	292.0	17.5	481.5
perfluoro-1-methyl-decalin	P5	313.4	16.6	547.2
perfluoro-benzeze	PRFB	243.5	33.0	174.2
pentafluoro-benzeze	PFB	257.8	35.3	176.7
perfluoro-toluene	PFRT	261.3	27.1	225.7
chloro-pentafluoro-benzeze	CPFB	297.6	32.4	194.1
hexamethyl-disiloxane	MM	245.5	19.1	268.9
octamethyl-trisiloxane	MDM	291.2	14.4	419.6
decamethyl-tetrasiloxane	MD₂M	326.2	12.3	577.5

TABELLA 3.2 - PROPRIETÀ TERMODINAMICHE DI BASE PER FLUIDI DI LAVORO ADATTI AD ALTE TEMPERATURE DI CICLO.

Quello che si osserva è che: il fluido della classe dei silossani è caratterizzato da una più bassa entropia di condensazione (data la temperatura critica, il salto entropico è inversamente proporzionale alla massa molecolare) e un salto di temperatura sfruttabile in turbina molto più basso rispetto al toluene. La conseguenza di questo fatto è che il ciclo con silossano individua un'area, e quindi un lavoro di espansione, decisamente inferiore

Tuttavia il salto di temperatura, relativo al calore, è molto più grande nel caso del silossano e questo rende particolarmente importante la potenza.

I fluidi refrigeranti

Nell'implementazione degli impianti a ciclo Rankine con l'utilizzo di fluido organico, è molto più frequente l'utilizzo di FLUIDI REFRIGERANTI, così detti perché vengono utilizzati solitamente nei cicli frigoriferi.

Tali fluidi refrigeranti sono adatti non solo a trasferire in modo ottimale il calore, ma negli impianti ORC vengono utilizzati per la loro bassa temperatura di evaporazione (spesso sono allo stato di vapore a

temperatura ambiente), per poter sfruttare fonti di calore a bassa temperatura messe a disposizione dalla sorgente termica, spesso non troppo "pregiata", come recupero sui fumi, sugli scambiatori, su caldaie, ecc.

La peculiarità principale dei fluidi utilizzati nei cicli ORC è quella di essere "fluidi secchi", come spiegato precedentemente, fluidi con la curva del vapore saturo con pendenza positiva.

Ciò permette di non avere surriscaldamento in fase di evaporazione in ingresso in turbina, poiché a fine espansione si otterrà comunque vapore, con il vantaggio di non avere condensa in turbina, causa principale di erosioni e danni alla turbina stessa.

I fluidi organici possono essere di tipo naturale (ammoniaca, anidride carbonica, propano, ecc.) o artificiale; i fluidi artificiali sono generalmente chiamati FREON (nome commerciale DuPont), identificando una importante famiglia di composti chimici derivanti dal metano e dall'etano per sostituzione degli atomi di idrogeno con atomi di alogeni (cloro, fluoro, bromo). Chimicamente questo tipo di composti appartiene alla famiglia degli alogenuri alchilici. Talvolta tali composti vengono chiamati impropriamente clorofluorocarburi (abbreviato in CFC). Sono fluidi in cui la sostituzione di un atomo di idrogeno con un atomo di fluoro provoca un aumento di densità, mentre la sostituzione di un atomo di idrogeno con uno di cloro provoca generalmente un aumento del calore latente di evaporazione e una riduzione della temperatura di ebollizione del fluido. Sono composti sicuri, per la loro elevatissima stabilità chimica, sono inerti, non sono infiammabili e sono anticatalitici. Alcuni composti sono stati banditi a causa del loro effetto sulla degradazione dell'Ozono nell'atmosfera.

I Freon vengono classificati nella famiglia degli alogenuri alchilici pertanto il loro nome dovrebbe essere dato seguendo le regole della nomenclatura chimica, ma è largamente in uso la classificazione ASHRAE, inizialmente standardizzata nel 1957 e tuttora in uso.

A seconda della presenza o meno di cloro, i freon sono divisi in:

- CFC (clorofluorocarburi) : idrocarburi che non presentano alcun atomo di idrogeno, e non sono più utilizzati a causa della loro dannosità per lo strato di ozono stratosferico (dannosità dovuta esclusivamente al cloro); i CFC (completamente clorurati o fluorurati) sono comunemente gas incolori, senza odore o con debole odore di etere, ininfiammabili, chimicamente stabili, senza alcuna azione tossica.
- HCFC (idroclorofluorocarburi): rispetto ai CFC presentano idrogeno e quindi meno cloro; sono dunque meno pericolosi per lo strato di ozono, ma anche questi gas non sono più impiegati; questi composti, contenenti almeno un atomo di idrogeno, sono più tossici rispetto agli omologhi CFC

- HFC (idrofluorocarburi): sono totalmente privi di cloro e quindi non rappresentano un problema per quanto riguarda l'ozono; bisogna però sottolineare che tutti questi fluidi (HFC e i cosiddetti fluidi ecologici quali l'R410a) contribuiscono all'effetto serra (GWP - global warming potential)
- HFE (idrofluoroeteri): sono molecole fluorurate caratterizzate da legami di tipo etere, ovvero che contengono anche ossigeno; non sono dannose per lo strato di ozono e hanno un basso GWP
- CFE (clorofluoroeteri): sono molecole fluorurate caratterizzate da legami di tipo etere, ma contengono anche cloro.

Di particolare interesse sono gli IDROFLUOROETERI sono molecole parzialmente fluorurate appartenenti alla classe degli eteri. Si tratta di composti contenenti fluoro, ossigeno, carbonio e idrogeno. Questa classe di molecole viene utilizzata come sostituto dei CFC per via del fatto che non contribuiscono al buco nell'ozono, hanno un basso tempo di emivita in atmosfera e possiedono : ottima resistenza chimica e termica; basso GWP; flash point, fire point e punto di autoignizione assenti; inerzia chimica e biologica; buone proprietà dielettriche.

Data l'impossibilità di conoscere l'esatta composizione del fluido utilizzato, poiché coperto da segreto industriale, verrà assunto come fluido organico R245fe, chiamato anche HFC-245fa.

Il PENTAFLUOROPROPANO (HFC - 245fa), è un idrofluorocarburo privo di effetti sull'ozono e praticamente non tossico. Ha un altissimo GWP - global potential warming - pari a 950 volte l'effetto dell'anidride carbonica stessa.

Le miscele

Per concludere questa breve esposizione dei fluidi di lavoro organici, si accenna alla possibilità di utilizzare, nei cicli Rankine, delle miscele di fluidi.

Una caratteristica importante delle miscele è la transizione di fase vapore-liquido, che è più complessa. Infatti sia la fase di evaporazione che quella di condensazione avvengono a temperatura "scorrevole". Per una sostanza pura, come è noto, le fasi di cambiamento di stato avvengono a temperatura costante.

Per mostrare la caratteristica di tale cambiamento di fase, è utile la figura 3.6, nella quale abbiamo dei diagrammi qualitativi T-s e T-x, che rappresentano una miscela a due componenti A e B.

La composizione del vapore e del liquido variano in modo continuo lungo l'isobara e la composizione nelle due fasi non è sempre la stessa (tra 2' e 2'').

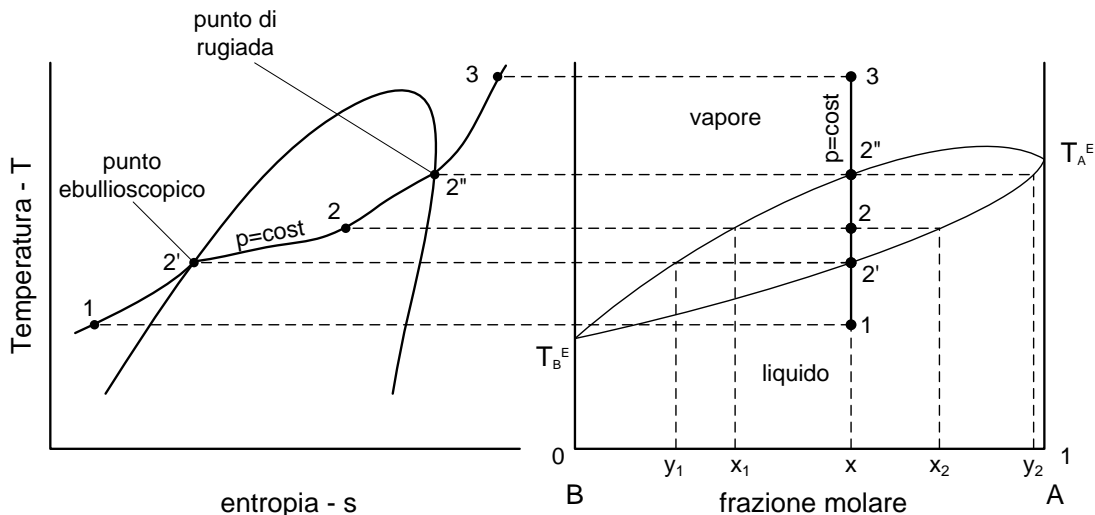


FIGURA 3.6 - RAPPRESENTAZIONE QUALITATIVA DI UN CAMBIAMENTO DI FASE A PRESSIONE COSTANTE PER UNA MISCELA A DUE COMPONENTI NEI DIAGRAMMI T-S E T-X (X = FRAZIONE MOLARE DELLA MISCELA);

La pressione per tutto il processo resterà sempre la stessa. Si parte dalla fase liquida (punto 1). Riscaldiamo la miscela e aumentiamo la temperatura. Arriviamo al punto 2', punto ebullioscopico. Cominciamo ad avere una prima transizione di fase da liquido a vapore. Il primo vapore avrà una composizione y_1 . In un punto intermedio (punto 2) avremo una fase liquida a composizione x_2 ed una fase vapore a composizione x_1 . Al punto di rugiada (punto 2'') avremo del liquido a composizione y_2 e del vapore a composizione x . Successivamente anche il restante liquido evaporerà e la composizione del vapore sarà x .

Questo fenomeno ha un impatto significativo sull'efficienza del ciclo. La curva di riscaldamento del fluido di lavoro può essere forzata a seguire, nello scambiatore evaporativo, quella di raffreddamento del fluido caldo scegliendo opportunamente la miscela di idrocarburi più adatta allo scopo. Similmente la curva di raffreddamento del fluido di lavoro può essere forzata a seguire, nel condensatore, quella di riscaldamento del fluido condensante. Il risultato è molto importante perché questo effetto riduce le irreversibilità del ciclo il che si tramuta in un aumento del rendimento termico del ciclo stesso.

Le combinazioni di fluidi costituenti le miscele sono praticamente infinite e spesso costituiscono la proprietà principale di un impianto.

Infatti nell'impianto in questione il fluido organico non è stato possibile conoscerlo perché è protetto da brevetto e quindi da segreto industriale dalla stessa Zuccato Energia.

Di base è un fluido detto "refrigerante", appartenente alla classe Hfe - Hfc, addizionato in modo di ottenere il fluido in stato liquido a temperature a e pressione ambiente.

CAPITOLO 4 : I VANTAGGI DELL'UTILIZZO DI FLUIDI ORGANICI NEI CICLI RANKINE

Gli impianti ORC possono essere utilizzati per trasformare energia termica a bassa temperatura in energia elettrica.

A tali basse temperature un ciclo a vapore d'acqua risulterebbe assai inefficiente a causa degli enormi volumi che si avrebbero alle ridotte pressioni (e temperature) alle quali sarebbe necessario far condensare il fluido, con degli inaccettabili aumenti di volume e di costo degli impianti stessi.

Gli impianti ORC risultano dunque estremamente vantaggiosi rispetto ai tradizionali sistemi a vapore d'acqua nel merito di due grandi ambiti operativi:

- in applicazioni di **piccola taglia** (il range di potenze va da pochi kW ad alcuni MW). In tal senso lo sviluppo è andato verso una modularizzazione delle macchine con il risultato di raggiungere delle piccole economie di scala che hanno permesso una generale riduzione dei costi di produzione;
- in applicazioni dedicate allo **sfruttamento di sorgenti di calore a bassa temperatura** (il range di temperature alle quali è possibile abbinare un sistema ORC è approssimativamente compreso fra 70 e 400°C). In tale senso l'utilizzo di sistemi ORC diventa una scelta obbligata viste le problematiche legate ad un uso eventuale di cicli classici a vapore d'acqua.

È chiaro che nelle situazioni in cui si hanno a disposizione **sorgenti a bassa temperatura e con portate termiche limitate**, i vantaggi legati alle dimensioni si sommano a quelli derivanti dall'utilizzo di fluidi organici di lavoro, portando così i sistemi ORC nell'ambito applicativo loro più adatto.

Per temperature superiori ai 100-150°C la disposizione d'impianto prevede in genere l'utilizzo di cicli cosiddetti «binari» nei quali la sorgente termica scambia calore con un fluido termovettore ad alto punto di ebollizione; sarà tale fluido termovettore poi a scambiare (negli scambiatori di calore evaporativi) il calore positivo di ciclo con il fluido di lavoro organico.

L'assunzione di un tale tipo di soluzione porta a degli ulteriori vantaggi dal punto di vista della sicurezza dell'impianto in quanto il fluido termovettore (in questo impianto è acqua surriscaldata proveniente dalla caldaia a syngas) è in grado di trasportare calore ad elevata temperatura a pressione atmosferica riducendo rischi e costi di trasporto. Inoltre si prevencono tutti gli effetti negativi che l'eccessiva temperatura raggiunta in caldaia, vada a compromettere il fluido, portandolo rapidamente al degrado delle sue proprietà.

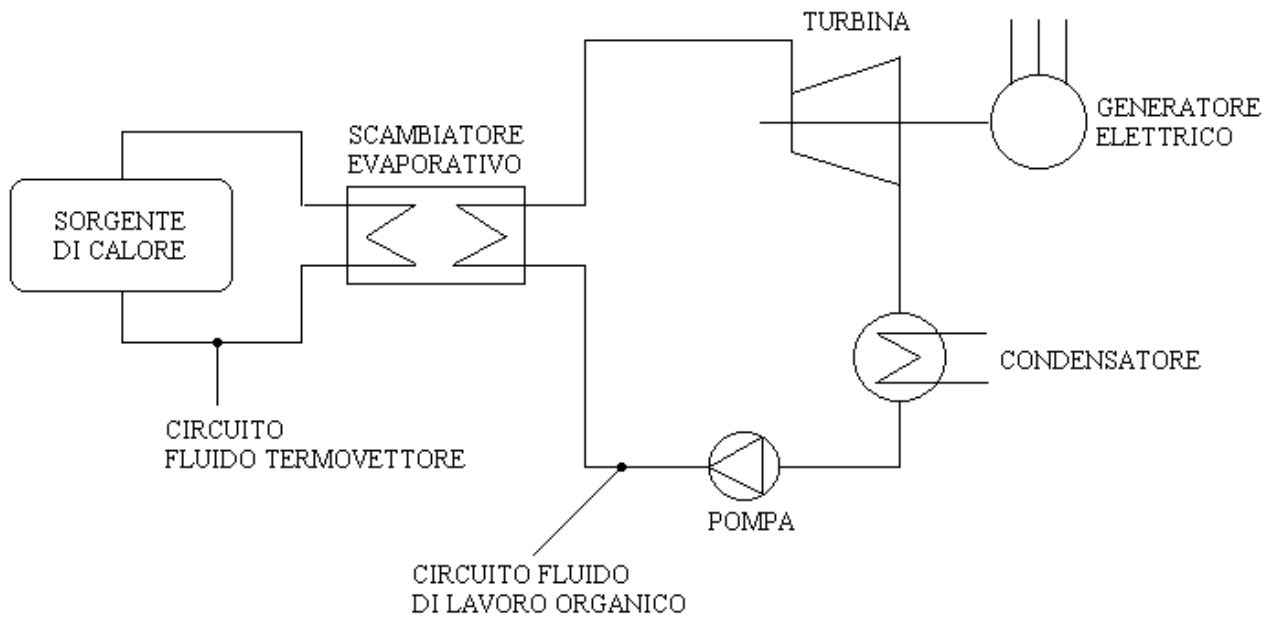


FIGURA 4.1 - CICLO BINARIO: SCHEMA

N.B. IL CIRCUITO DEL FLUIDO TERMOVETTORE (ACQUA) E' DIVERSO DAL CIRCUITO DEL FLUIDO DI LAVORO ORGANICO DELL'IMPIANTO ORC

I principali vantaggi derivanti dall'utilizzo delle tecnologia ORC possono essere così riassunti:

- mancanza di erosione delle palette dovuta all'assenza di formazione di liquido nelle fasi finali dell'espansione con aumento della durata delle stesse (comunque la girante verrà sostituita una volta all'anno direttamente dai produttori dell'impianto)
- ottimo rendimento della turbina (soprattutto nel caso di utilizzo di turboespansori);
- bassa sollecitazione meccanica della turbina dovuta alla bassa velocità periferica;
- basso numero di giri della turbina, tale da consentire un collegamento diretto fra la stessa e un generatore elettrico senza riduttori di giri;
- elevata affidabilità e minima richiesta di interventi manutentivi per il fatto che il fluido di lavoro non è corrosivo e tiene pulite e lubrificate le parti con cui viene in contatto;
- semplicità nelle procedure di fermata e avviamento; a tale proposito è bene ricordare che per la conduzione delle unità ORC non vi è necessità di personale patentato come accade, invece, per gli impianti a vapore d'acqua, discorso diverso se la caldaia necessita di conduttore patentato;

- elevata sicurezza degli impianti derivante dall'utilizzo generalizzato di un fluido termovettore ad alto punto di ebollizione, atossico e non infiammabile
- bassa rumorosità;
- buone prestazioni anche a carico parziale, spesso è il produttore stesso che parzializza l'impianto per mantenerlo ai livelli richiesti dal produttore di energia o per sottostare ad alcune soglie incentivanti
- assenza di surriscaldatori, bensì presenza di rigeneratori
- buona velocità di parzializzazione dell'impianto nel caso di modifica di richiesta della rete
- elevate efficienze di conversione anche per potenze di pochi kW (generalmente comprese fra 15 e 20%), variabili dal tipo di impianto e variabili per ogni produttore
- elevata efficienza di ciclo anche per sorgenti di calore a bassa temperatura e precedentemente non sfruttabili
- il fluido possiede basse pressioni di vaporizzazione anche in vicinanza del punto critico, potendo così "alleggerire" la costruzione dell'impianto
- salto termico (calore latente di vaporizzazione e rapporto pressioni min/max che consente l'utilizzo di turbine monostadio o scroll, più piccole ed economiche
- lunga durata dell'impianto e ridotta manutenzione
- costi ridotti e maggiore sicurezza, dettati dal fatto che l'impianto opera con pressioni e temperature molto più basse rispetto ai cicli a vapore acqueo
- l'impianto può essere telecontrollato, anche direttamente dal produttore dell'impianto stesso
- è possibile utilizzare fonti di calore a bassa temperatura fino a oggi non sfruttabili con altri metodi, quali: il calore di combustione di biomassa solida, altre fonti di energia termica come il solare o il geotermico. Infine è possibile recuperare il calore di scarto di processi industriali, anche agendo direttamente sui fumi.

SVANTAGGI DEL CICLO ORC

Anche se possiede grandi vantaggi, l'utilizzo della tecnologia ORC riscontra alcuni ostacoli o svantaggi economici e tecnologici:

- alto costo d'investimento dovuto al fatto che è una tecnologia ancora in fase di sviluppo, solo l'impianto ORC senza lato caldo (caldaia) può raggiungere i 350.000 euro
- necessita di caldaia con circuito ad acqua o ad olio diatermico;
- progetto o sviluppo di espansori volumetrici, ovvero ogni produttore dovrà adattare l'espansore al proprio fluido di lavoro

CAPITOLO 5 : ANALISI DI MERCATO DEGLI IMPIANTI ORC

Impianti di piccola taglia (<200 kW)

SISTEMI ORC COGENERATIVI DI PICCOLA TAGLIA						
PRODUTTORI	MODELLO	POTENZA ELETTRICA OUTPUT NETTO [kW]	TECNOLOGIA	FLUIDO ORGANICO	POTENZA TERMICA INPUT [kW]	POTENZA TERMICA OUTPUT [kW]
ZUCCATO ENERGIA (ITA)	ZE-50-ULH	50	Turbina radiale a ugelli fissi	Fluido organico atossico biodegradabile	480-500	425
	ZE-150-LT	150	Turbina radiale a ugelli fissi	Fluido organico atossico biodegradabile	1100	690
INGECO (ITA)	CLEAN CYCLE 125	125	Turbina a singolo stadio a flusso radiale 30000 g/min	Pentafluoroetilene tipo HFC-245fa 3,93 kg/s 19,3 bar	890/1000 @ 150°C	715 a <30°C
BOSCH KWK KOHLER & ZIEGLER (GER)		70-200	Espansore a vite	Idrocarburo	N/A	N/A
EXAENERGIE (ITA)	PG15	15	Espansore a pistoni	R-134a	120-160	N/A
	PG21	21		R-134a	170-224	N/A
	ET30	30	Espansore a vite	Genetron 245fa	300-400	N/A
	ET40	40			400-550	N/A
	ET50	50			550-750	N/A
	ET65	65			750-850	N/A
	TR150	150	Espansore a pistoni	Toulene	900	N/A
ELECTRATHERM (UK)	Series 4000	30-65	Espansore a vite	N/A	400-860	370-795
FREEPOWER (USA)	FP85	85	Turbine ad alta velocità	Idrocarburo	N/A	N/A
	FP100	100	Turbine ad alta velocità	Idrocarburo	N/A	N/A
	FP120	120	Turbine ad alta velocità	Idrocarburo	N/A	N/A
ENEFTech ENFCOGEN GREEN (SVI)	010GRE-01	5-10	Turbina a spirale Tesla	refrigerante	53-95	45-80
	020GRE-01	15-20	Turbina a spirale Tesla	refrigerante	180-200	156-170
	030GRE-01	25-30	Turbina a spirale Tesla	refrigerante	300	255-260
GMK (GER)	IC60	35-60	Turbina assiale multistadio 3000 rpm	GL160®	450-800	N/A
TRIOGEN (NED)	WB-1 VARIO	60-165	Evaporatore diretto senza circuito olio diatermico Turbina monostadio 18000-2800 rpm	Toulene	450-900	425
NEWCOMEN SIEMENS (ITA)	Piglet 3	3	Microturbina espansore volumetrico brevettato	N/A	20	N/A
	Piglet 15	15			500	N/A
	Piglet 30	30				N/A
	Piglet 45	45				N/A
INFINITY TURBINE (USA)	IT10	5-10	Turbina generatore con accoppiamento meccanico 3000-20000 g/min	R134a (T<90°C) R245fa (T 90-120°C)	N/A	N/A
	IT50	50			N/A	N/A

TABELLA 5.1 : CONFRONTO TRA IMPIANTI ORC DI PICCOLA TAGLIA (< 200 KW)

Il mercato degli impianti ORC può definirsi limitato ed emergente, anche se la tecnologia è stata proposta già da qualche decennio, ma la questione energetica negli ultimi anni ha portato a studiare recuperi di calore nel settore dell'industria o nel utilizzo di fonti di calore a bassa temperature, non sfruttabili con un ciclo Rankine a vapore d'acqua.

Il settore degli impianti ORC di piccola taglia, riconducibili ad output inferiori ai 200 kW elettrici è ancora più limitato e concorrenziale, ciò ha permesso lo sviluppo di tecnologie usate esclusivamente dalle aziende, che investono per ottenere efficienze sempre maggiori che portano la distinzione e all'eccellenza in questo settore di avanguardia.

Si nota tendenzialmente che lo studio delle singole aziende non ricade sulla particolarità tecnica dell'espansore, che spesso si configura come un compressore in funzionamento opposto (espansore scroll) o in configurazioni tecnologiche non proprio studiate accuratamente (espansore a vite o a pistoni).

L'evoluzione degli impianti ORC si basa in modo particolare sul fluido organico adottato, che permette, con proprietà sempre più ottimizzate, di raggiungere efficienze maggiori solo per il fatto di sfruttarne le caratteristiche.

Vi sono poi delle suddivisioni di mercato per quanto riguarda sia le applicazioni che le taglie, a titolo di esempio si riportano due casi simili di applicazioni di impianti ORC a bassa - media taglia.

ESEMPI DI APPLICAZIONI ORC

Impianto di Admont (Austria)

L'impianto realizzato presso Admont in Austria utilizza la tecnologia ORC ed è un'unità modulare realizzata dall'italiana Turboden, per convertire gli scarti di un industria di legnami in energia elettrica e energia termica (CHP). L'impianto è stato realizzato con finalità dimostrative in seno ai programmi di sviluppo delle tecnologie di sfruttamento delle energie rinnovabili promossi dalla Comunità Europea (THERMIE) e rappresenta in tal senso il caso più importante e interessante per quanto concerne lo sfruttamento di energia da biomasse basato sulla tecnologia ORC.

L'impianto utilizza una unità modulare Turboden ed è in funzione dall'agosto 1999. La seguente tabella 5.2 illustra i dati specifici, mentre la figura 5.1 mostra lo schema d'impianto.

Thermal Power Input (Thermooil)	2.250 kW
Heating medium	Thermooil
Inlet temperature (at nominal load)	300°C
Outlet temperature (at nominal load)	250°C
Working medium	Silikon oil
Thermal Output (condenser)	1.800 kW
Cooling medium	Water
Inlet temperature (at nominal load)	60°C
Outlet temperature (at nominal load)	80°C
Net electric power (at nominal load)	400 kW
Electric efficiency (at nominal load)	17,70%

TABELLA 5.2 : DATI SPECIFICI DELL'IMPIANTO ORC TURBODEN - ADMONT (AUSTRIA)

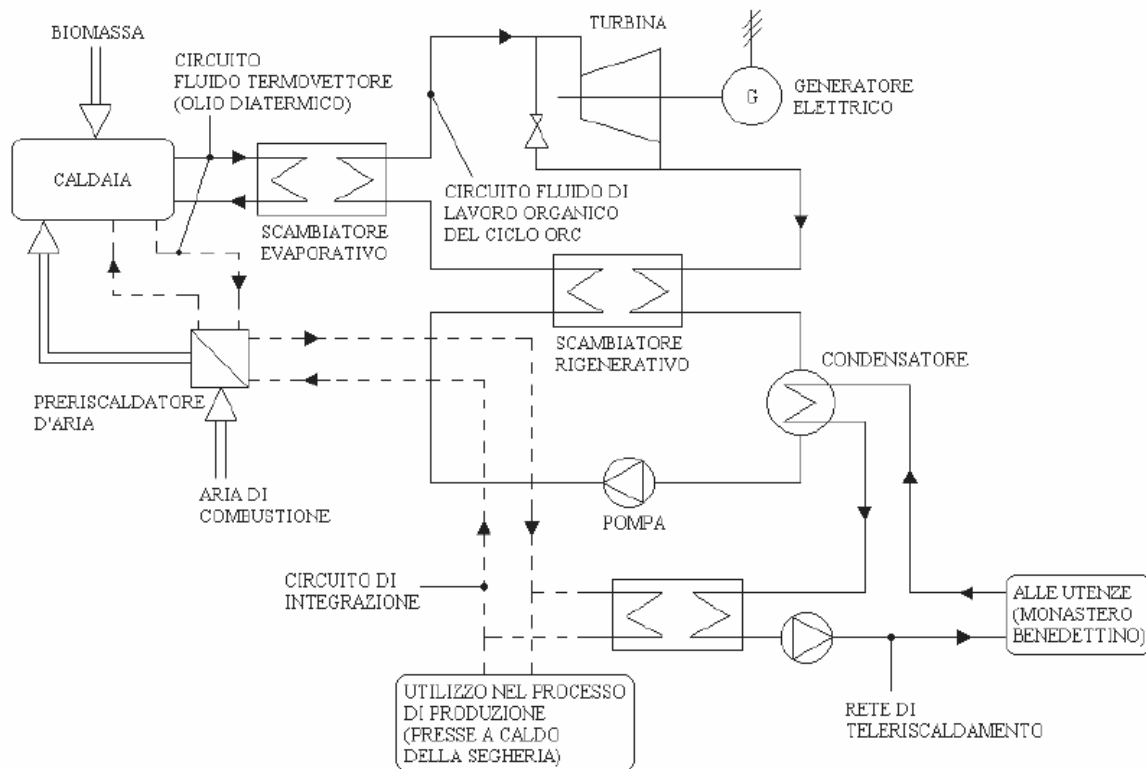


FIGURA 5.1 : SCHEMA DI IMPIANTO - ADMONT (AUSTRIA)

In questo caso il fluido di lavoro organico è un olio siliconico che non è tossico, non è dannoso per lo strato di ozono, non è esplosivo ma è infiammabile con una temperatura di infiammabilità di 34°C; il ciclo organico è comunque chiuso in modo ermetico garantendo così elevati standard di sicurezza.

Il mezzo termovettore è olio diatermico, permette di lavorare a pressione atmosferica con l'eliminazione dei rischi che si avrebbero lavorando con acqua la quale avrebbe necessitato di essere surriscaldata in

caldaia e trasportata (nello stato di vapore surriscaldato) fino all'ingresso della turbina. L'impianto comprende uno scambiatore che preriscalda l'aria di combustione.

Il combustibile è costituito da scarti della lavorazione del legno (segatura). La capacità nominale della caldaia dove viene riscaldato l'olio diatermico è di 3,2 MWt; una parte, pari a 0,95 MWt, serve a far funzionare le presse a caldo dell'impianto; i restanti 2,25 MWt sono totalmente dedicati all'impianto ORC.

Il sistema sviluppa una potenza elettrica netta di 400 kW ed è relativamente silenzioso (il rumore a 1 m di distanza dal turbogeneratore è pari a 75 dBA); Un'eventuale necessità di ampliamento della potenza installata richiederà semplicemente l'adozione di un'ulteriore unità modulare simile o uguale a quella già installata. Il gruppo espansore si compone di un'unità assiale a due stadi ad alta efficienza ($\eta_{\text{turbina}} > 85\%$) e a basso numero di giri, direttamente collegata al generatore asincrono, ottimizzata per le applicazioni in scala ridotta. È altresì da far notare come le unità modulari, con potenze variabili fra i 300 e i 1.200 kW e siano disponibili, già completamente premontate e collaudate, in container di dimensioni standard.

La condensazione del fluido di lavoro organico avviene a una temperatura compresa tra gli 80 e i 90°C in dipendenza delle necessità della rete di teleriscaldamento. Il calore prodotto in cogenerazione servirà agli usi di processo della segheria nonché per scopi di riscaldamento ambientale in seno alla segheria stessa e in un vicino monastero benedettino (lunghezza totale delle condutture per l'allacciamento al monastero: 470 m). Notevoli sono i benefici prodotti dall'utilizzo di questo tipo di impianto per quanto concerne l'impatto ambientale. La riduzione di emissioni di CO₂ è valutabile intorno al 68% ossia 2.800 t/a. Per le altre emissioni si sono raggiunti i seguenti risultati (comparati rispetto alla precedente installazione che faceva uso di combustibili tradizionali): SO₂ -86% (-15 t/a); NO_x -48% (-11 t/a); CO -77% (-21 t/a); polveri -75% (-10 t/a).

Per quanto riguarda il controllo delle operazioni di processo c'è da notare come l'unità ORC manifesti un eccellente comportamento in funzionamento a carico parziale e come siano completamente automatizzate tutte le operazioni di controllo del processo evitando così l'esigenza di avere personale specializzato per la custodia dell'impianto.

Inoltre l'impianto ORC può essere collegato alla rete elettrica in soli 5 minuti, ossia il tempo strettamente necessario per l'effettuazione dei controlli di sicurezza.

Le operazioni di manutenzione si riducono a controlli di routine (sono sufficienti circa 3 ore alla settimana) grazie anche al fatto che il fluido di lavoro organico non presenta problemi particolari di deterioramento con il tempo e non è nemmeno corrosivo per le parti con cui viene in contatto.

Per quanto riguarda lo stato dello sviluppo di questo tipo di sistemi ORC è da dire che gli impianti CHP basati sulla tecnologia ORC hanno superato la fase dimostrativa e sperimentale e sono oramai in procinto di entrare d'autorità nel mercato; l'impianto di Admont della potenza di 400 kWe descritto più sopra è il primo di questo genere in Austria; ad esso è stato affiancato da un altro impianto presso Lienz (sempre in Austria) dalle caratteristiche simili con una potenza di 1.000 kWe.

In conclusione si possono trarre le seguenti conclusioni di carattere generale:

- l'impianto ha un eccellente comportamento nel funzionamento a carico parziale;
- la tecnologia che riguarda tali sistemi ORC è matura;
- l'operatività a pressione atmosferica riduce i rischi e con essi i costi di conduzione dell'impianto;
- alto grado di automazione;
- bassi costi di manutenzione;

per contro:

- sono necessari investimenti relativamente elevati (a causa soprattutto del fatto che la produzione di questo tipo di macchine non gode ancora dei benefici di un'economia di scala legata ad una produzione in serie);
- scarsa esperienza per quanto riguarda gli impianti ORC nell'ambito dello sfruttamento delle biomasse;
- necessità di utilizzare un olio diatermico in qualità di fluido termovettore (l'olio diatermico è molto costoso).

Impianto di Lienz (Austria)

Sempre in Austria nel autunno del 2001, è entrato in funzione un CHP a biomassa a Lienz.

Questo impianto fornisce tele riscaldamento alla città di Lienz (60.000 MWh/a) e energia elettrica (7.200 MWh/a) alla rete elettrica pubblica.

La combustione della biomassa avviene in una caldaia con capacità nominale di 6.5 MWth.

I gas combustibili della caldaia a biomassa attraversano un'unità di recupero di calore (economizzatore) con una capacità nominale di 1.5 MWth per ottimizzare l'efficienza generale dell'impianto CHP. Inoltre, un pannello solare con una capacità nominale di 0.35 MWth e un bruciatore a olio con capacità nominale di 11 MWth sono stati aggiunti per sopperire ai carichi di punta.

L'impianto produce una potenza elettrica di circa 1000 kW_{el} ed una potenza termica di circa 4400 kW_{th}.

Legno vergine della foresta della regione, corteccia, trucioli e segatura industriali (contenuto idrico medio fra 40 e 55 wt.%) sono utilizzati come combustibile. Il consumo annuale totale della biomassa-combustibile ammonterà a circa 100.000 m³ all'ingrosso nella fase finale di sviluppo.

I bruciatori a olio per i carichi di punta riguardano soltanto circa 4 % dell'intera produzione di energia termica.

La rete di teleriscaldamento ha una lunghezza totale di 37.5 chilometri e fornisce circa 900 unità.

L'abbattimento delle ceneri dei fumi avviene in due fasi. Nella prima fase le particelle più grosse della cenere vengono fatte precipitare con cicloni multipli posti a valle di ogni caldaia. Nella seconda fase avviene la precipitazione delle particelle più fini con un filtro elettrostatico bagnato, integrato in un recuperatore. Con questa configurazione d'impianto, le emissioni si riducono a circa 10 mg/Nm³ (gas di combustione asciutto, 13 vol% O₂) ed è evitata alla presa del camino la formazione di vapore acqueo a temperature sopra i -5°C.

CAPITOLO 6 : BIOMASSA, TIPOLOGIE E TRATTAMENTO

La biomassa considerata per questo tipo di impianto si limita solo a quella parte della stessa costituita da sostanze solide composte da lignina e/o cellulosa, ovvero le biomasse ligno-cellulosiche.

Le biomasse ligno-cellulosiche si possono definire come “ogni sostanza organica prodotta dalla fotosintesi”, indipendentemente dal luogo in cui detta sostanza si trovi. Per questo la casistica comprende: le masse in piedi (alberi nella foresta); il legno di estrazione forestale (silvicoltura) nelle sue varie forme di utilizzazioni industriali e civili; i prodotti ed i residui dell’agricoltura e delle lavorazioni agroalimentari e infine i rifiuti costituiti da ramaglie e/o legno provenienti dalla raccolta differenziata e delle eventuali successive operazioni di separazione.

Quando si fa riferimento a domande termiche maggiori, per generazione di energia elettrica, come nel caso dell'impianto in questione, ci si deve ricondurre a una tecnologia più efficiente per lo sfruttamento del potenziale energetico della biomassa: o la combustione della biomassa legnosa in pezzatura fine, ovvero, in forma di “cippato” oppure un metodo più raffinato di estrazione, che garantisce risultati migliori sul fronte della combustione, dei residui e dell'efficienza, la gassificazione (chiamata anche pirolisi).

Per la gassificazione è interessante notare che il problema dell’umidità iniziale è ridotto ad un valore di riferimento costante, decisamente basso, prima di entrare nel reattore.

Ovviamente occorre prevedere una sezione a monte di essiccazione, anche con fonti di calore in derivazione diretta dall'impianto, come per esempio un rigeneratore sui fumi di scarico provenienti dalla caldaia, oppure con un rigeneratore nel circuito del fluido organico.



FIGURA 6.1 : TIPICO IMPIANTO DI STOCCAGGIO DI BIOMASSE VEGETALI LIGNOCELLULOSICHE

Biomasse da residui agricoli

I residui dei processi di coltivazione e lavorazione dei prodotti agricoli sono oggettivamente delle biomasse, ma il loro utilizzo viene condizionato dal fatto che gli stessi vengono classificati come “rifiuti non pericolosi” dalla normativa attualmente in vigore: in quanto tali, risultano sottoposti ad una serie di procedure autorizzative e di requisiti impiantistici (sia pure “semplificati”) per poter essere utilizzati al fine di produrre energia

Con il DPCM 08/03/2002 si è tentato di fare chiarezza su come debbano essere classificati gli scarti generati dai processi di coltivazione e lavorazione dei prodotti agricoli, stabilendo che, oltre al legno vergine, vengano annoverate fra le biomasse anche:

- Materiale vegetale prodotto da trattamento esclusivamente meccanico di coltivazioni agricole non dedicate;
- Materiale prodotto da interventi silvicolture, da manutenzione forestale e da potatura;
- Materiale vegetale prodotto dalla lavorazione esclusivamente meccanica di prodotti agricoli, avente le caratteristiche previste per la commercializzazione e l’impiego ;

Semberebbero quindi da considerare biomasse: paglie, pule, sanse, stocchi, vinacce, noccioli ecc., che tuttavia rimangono classificati come rifiuti non pericolosi sottoposti a procedura semplificata.

L'aspetto negativo non deriva tanto dal considerare rifiuti o meno certi materiali quanto nei limiti di gestione energetica e di emissione a cui gli impianti devono sottostare, in quanto i valori indicati dalla normativa sui rifiuti sono estremamente difficili da rispettare da parte di impianti piccoli e medi, che necessiterebbero di sofisticati sistemi di abbattimento fumi e di apparecchiature di controllo che renderebbero anti-economico il recupero energetico.

La biomassa è ampiamente disponibile ovunque e rappresenta una risorsa locale, pulita e rinnovabile. L'utilizzazione delle biomasse per fini energetici non contribuisce all'effetto serra, poiché la quantità di anidride carbonica rilasciata durante la decomposizione, sia che essa avvenga naturalmente, sia per effetto della conversione energetica, è equivalente a quella assorbita durante la crescita della biomassa stessa; non vi è, quindi, alcun contributo netto all'aumento del livello di CO₂ nell'atmosfera.

Aumentare la quota di energia prodotta mediante l'uso delle biomasse, piuttosto che con combustibili fossili, può contribuire alla riduzione della CO₂ emessa in atmosfera.

I punti di forza dello sfruttamento delle biomasse sono:

- Sfruttamento di una risorsa energetica locale (che altrimenti sarebbero considerate rifiuti, e si dovrebbe provvedere al loro smaltimento come tali)
- Conseguente indotto economico con creazione di posti di lavoro in ambito locale
- Costo relativamente basso del combustibile
- Contributo ad una riduzione a livello nazionale della dipendenza energetica nei confronti dei paesi produttori di combustibili tradizionali
- Immissione nulla di CO₂ in atmosfera
- Incentivazione con fondi statali nel caso vengano utilizzate per la produzione di energia elettrica

I principali vantaggi, ambientali ed economici, della diffusione dell'uso della biomassa come fonte di energia sono:

- possibilità di valorizzare energeticamente residui colturali altrimenti non utilizzati, sviluppando anche colture specializzate energetiche
- diminuzione dei pericoli di incendio boschivo, grazie all'incentivazione della pulizia e manutenzione delle aree boschive;
- creazione di nuovi posti di lavoro legati sia ai nuovi impianti sia alle filiere forestali ed agricole ad essi collegate;
- possibilità di utilizzare anche biomasse provenienti dalla raccolta differenziata dei RSU (Rifiuti Solidi Urbani), con conseguente contributo alla soluzione dei problemi legati al loro smaltimento;
- garanzia di continuità nel tempo delle iniziative, legata alla rinnovabilità intrinseca di questa fonte energetica;
- realizzazione di un contributo nullo alle emissioni globali di anidride carbonica, in quanto quella prodotta nei processi di combustione delle biomasse si può considerare equivalente a quella assorbita dalle biomasse stesse durante il loro ciclo vitale
- contributo trascurabile alle emissioni di ossidi di zolfo, riducendo così le emissioni globali di SO_x e conseguentemente il fenomeno delle "piogge acide".

I punti di debolezza di tale tecnologia sono:

- Discontinuità nella disponibilità prodotta dalle colture nel corso dell'anno
- Difficoltà di immagazzinamento a causa della presenza di umidità che genera reazioni di fermentazione
- Il contenuto energetico specifico risulta di molto inferiore a quello dei combustibili tradizionali (maggiori spazi per lo stoccaggio)
- Problemi logistici dovuti alla distanza del luogo in cui viene generata la sostanza e gli impianti per il suo utilizzo energetico
- Problematiche nella raccolta e nel trattamento
- Tecnologia che presenta costi di investimento superiori a quelli per l'utilizzo dei combustibili tradizionali

gusci di nocciola	1 kg di gusci ogni 2 kg di prodotto
potature di alberi da frutta	1 kg/pianta/anno sulla base della superficie utilizzata e del dato medio di 400 piante/ha
potature della vite	2 t/ha di superficie utilizzata
stocco di mais	20 t/ha t.q.
stocchi di girasole	4 t/ha s.s.
paglia di riso	circa 50 q.li/ha
paglia di granaglie (frumento tenero autunnale, frumento duro marzuolo, orzo marzuolo e autunnale, avena, segale, triticale, sorgo)	8-12 q.li /ettaro di paglia secca, pari all'80% della produzione di granella
lolla di riso	12 q.li/ha, pari al 20% in peso del prodotto grezzo (risone)
scarti di essiccazione del riso	6 q.li/ha, pari al 10% del prodotto grezzo (risone)

TABELLA 6.1 : PRODUTTIVITA' MEDIA / ETTARO BIOMASSE VEGETALI

Analisi sul tale quale	C	H	N	S	O	Ceneri	p.c.i.		p.c.s.		Densità app.
	% peso ss	% peso ss	% peso ss	% peso ss	% peso ss	% peso ss	Kcal/kg	MJ/kg	Kcal/kg	MJ/kg	t/m ³
Sansa di olive	50,71	6,89	1,8	0	35,3	5,3	4.925	20,63	5.291	22,16	0,25
Potatura vite	48,5	6	0,83	0,03	44,5	2,6	4.298	18	4.656	19,5	0,15
Mais tutoli	50,61	6,89	1,8	0	39	1,6	4.806	20,13	5.168	21,65	0,2
Gusci nocciole	48	5,7	0,44	0	45,39	1	4.769	18,7	5.133	20	0,1
Mais granella	46,11	7,27	1,57	0	43,96	1,09	4.397	18,42	4.780	20,02	0,15
Paglia di grano	47,69	6,54	1,6	0	39,77	4,4	4.180	17,51	4.750	19,9	0,15
Mais stocchi	47,63	5,56	1,72	0	42,39	2,7	4.044	16,94	4.337	18,17	0,2
Lolla di riso	40,78	5,56	0,22	0	37,67	15,67	4.019	16,84	4.289	17,97	0,1
Noccioli pesco	46,79	6,77	0,44	0	45,3	0,42	3.920	16,42	4.286	17,95	0,58
Paglia girasole	45	5,1	1,1	0,11	40	11	3.892	16,3	4.155	17,4	0,2
Paglia riso	42,28	5,25	2,33	0	34,67	15,47	3.769	15,79	4.065	17,03	0,2
Grano	45,8	5,05	0,34	0	34,67	7,27	3.765	15,77	4.030	16,88	0,15
NB – valori riferiti alla sostanza secca (umidità = 0%) e da correggere in funzione del contenuto di umidità											

TABELLA 6.2 : CARATTERISTICHE CHIMICHE E FISICHE DEI RESIDUI AGRICOLI

Introduzione

Tutti i processi termochimici di un combustibile solido iniziano con la pirolisi. La gassificazione in particolare è un processo di ossidazione parziale termochimico nei quali sostanze carboniose (biomassa, carbone, e plastica) vengono convertiti in gas in presenza di un agente di gassificazione (aria, vapore, ossigeno, CO₂ o una miscela di questi). La gassificazione si può definire come una pirolisi ad alte temperature e tempi di residenza elevati.

I prodotti principali della pirolisi - gassificazione sono :

- il GAS, detto anche SYNGAS, composto principalmente H₂, CO, CO₂, N₂ e idrocarburi leggeri
- Il CHAR, un residuo carbonioso solido composto principalmente da carbonio e altri residui ad alto peso molecolare come i furani e composto fenolici
- il TAR, ovvero il *Topping Atmospheric Residue*: una frazione liquida oleosa, contenente vapore acqueo e composti, a basso - medio peso molecolare (metanolo, acido acetico) condensabili a temperature inferiori a 200-100°C
- ASH: le ceneri

La quantità ottenibile nella gassificazione di questi componenti è: GAS 85%, CHAR 10%, TAR 5%

La versatilità della gassificazione consiste nel fatto che è utilizzata per la produzione di syngas, H₂ o altri combustibili liquidi e può quindi soddisfare la domanda di energia elettrica o termica. Inoltre è una tecnologia piuttosto comprovata, dal momento che è stata utilizzata per la prima volta su scala industriale nel 1812. La gassificazione come produzione energetica però tuttora non è ritenuta una tecnologia matura e nella maggior parte dei mercati non può competere con altri metodi di conversione di energia .

Le questioni chiave da affrontare quando si progetta un impianto di gassificazione sono il gassificatore, il suo funzionamento e per il trattamento e l'adattamento del syngas generato, senza dimenticare la fondamentale importanza della preparazione della biomassa e della logistica.

Questi ultimi due aspetti saranno trattati di seguito, con riferimento alla biomassa utilizzata nell'impianto.

La gassificazione può sembrare una tecnologia rigida, in quanto richiede un adattamento e una preparazione accurata del combustibile da biomassa da elaborare e una volta che i parametri di funzionamento sono stati messi a punto, permette poca flessibilità operativa.

Ciò significa che eventuali variazioni delle caratteristiche specifiche della biomassa avranno conseguenze indesiderate per il processo di gassificazione, come l'instabilità di funzionamento, perdita di prestazioni, problemi di frazionamento della produzione.

Gassificazione - principi

La gassificazione è una parziale ossidazione di una sostanza solida o liquida ad elevate temperature con il principale obiettivo finale di produrre un combustibile gassoso. Il termine *gassificazione* è definito dalla norma UNI 9254: "la gassificazione è un processo di conversione termochimica di un combustibile solido in gas combustibile. Il reattore nel quale ciò avviene è detto gassificatore, in esso viene introdotto il combustibile da convertire in gas, mediante l'azione termica e l'incompleta ossidazione con aria o vapore".

L'agente ossidante può essere l'aria, l'ossigeno, il vapore acqueo o una miscela di questi, a seconda delle caratteristiche del gas in uscita, sulle caratteristiche dell'impianto e delle richieste energetiche.

La reazione è influenzata dal rapporto stechiometrico combustibile - ossidante e dalla temperatura.

La reazione di gassificazione avviene a temperature elevate (tra 500 e i 1400 °C) in un range di pressioni compreso tra la pressione atmosferica ad un massimo di 30 bar. Inoltre i gassificatori richiedono un contenuto di ceneri inferiore 5%, umidità inferiore al 30% e assenza di materiali fondenti.

Il combustibile così ottenuto è una miscela di gas costituita principalmente da CO e H₂, talvolta N₂, CO₂, vapore acqueo, metano e char+tar non reagiti. Questa miscela è detta *gas di sintesi* o *syngas*.

La pirolisi può essere divisa in tre sottoclassi: pirolisi lenta, pirolisi veloce e flash . I principali parametri operativi sono illustrate nella Tabella 7.1.

Pirolisi	Velocità di riscaldamento [K/s]	Tempo di residenza [s]	Temperatura [°C]	Dimensione Particelle	Prodotto
Lenta	<1	300 - 1800	400 600	5 - 50	Char Gas, olio, char
Veloce	500 - 1000	0.5 - 5	500 - 650	<1	70% olio, 15% char, 15% gas
Flash	>1000	< 1 < 1 < 0.5	< 650 > 650 1000	< 0.2	Olio Gas Gas

TABELLA 7.1: TIPI DI PIROLISI

Fasi

Gli stadi del processo tendono a sovrapporsi e non sono facilmente distinguibili. Questi stadi sono:



- **Riscaldamento e essiccazione della biomassa: (intorno ai 100°C)**

Il contenuto di umidità medio di una biomassa di origine legnosa può variare dal 30% al 60% e può superare il 90% in alcuni tipi di biomasse. Ogni kg di biomassa richiede in media un ulteriore apporto di calore di circa 2260 kJ per far evaporare l'acqua contenuta sotto forma di umidità.

A seconda del contenuto di umidità della biomassa, il processo di essiccazione è preferibile che venga effettuato prima dell'ingresso della biomassa nel gassificatore. Il contenuto di umidità, infatti, deve variare tra il 10% e il 15%

- **Pirolisi: eliminazione char (tra i 200 e i 700°C)**

Questo processo si verifica tra 150 °C e 400 °C e provoca la formazione di un rifiuto solido carbonioso noto come **CHAR** e altri gas condensabili e non.

I componenti principali di questa fase gassosa sono, CO₂, H₂, H₂O, idrocarburi e quantità minori di altri composti (acidi organici). La frazione idrocarburica comprende metano e composti organici noti come catrami (che sono un problema di sopra di una certa concentrazione). La composizione di questa frazione di idro-carbonio può essere influenzata da vari parametri quali la dimensione delle particelle, temperatura, pressione, tempo di riscaldamento e tempo di residenza.

- **Reforming: ossidazione o parziale combustione (tra i 700 e i 1000°C)**

Alcuni gas, vapori e char vengono successivamente ossidati e parzialmente combusti da un agente di gassificazione, solitamente aria. In questa fase il processo diventa leggermente endotermico.

Parte del composto viene convertito in CO, CO₂ e H₂O.

L'energia necessaria per la riduzione e la reazione di pirolisi è generata in questa fase.

- **Riduzione o gassificazione**

L'agente gassificante più utilizzato e più ovvio è l'aria, anche per la facilità di approvvigionamento e la scarsa pericolosità. Altri due metodi per la gassificazione sono: la gassificazione indiretta a vapore e la gassificazione con ossigeno. Questi ultimi producono gas a maggiore potere calorifico a spese però di complicazioni impiantistiche onerose in termini di sicurezza.

La gassificazione del char avviene durante la pirolisi. Il char viene convertito principalmente in CO, CH₄ e H₂. Il char da biomassa è di solito più poroso e reattivo rispetto al carbone coke. Inoltre, i pori del char da biomassa sono più grandi di quelle del char da fonte fossile.

Il prodotto di questo processo può variare a seconda della qualità dell'ossidante, dell'apporto di calore o adottando processi a riscaldamento indiretto.

I gas ottenuti, aventi un potere calorifico medio-basso (4 - 15 MJ/Nm³, a seconda che si usi ossigeno o aria come agente gassificante), possono essere utilizzati per la produzione di energia elettrica, biocombustibili, produzione di energia termica e come gas di sintesi riducente nell'industria chimica.

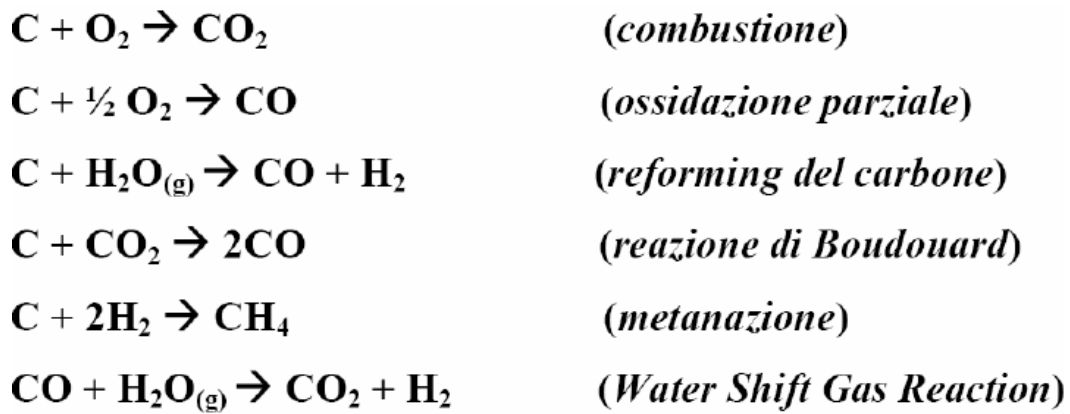
Il gas è principalmente composto da **monossido di carbonio (CO)**, **vapore acqueo (H₂O)**, **anidride carbonica (CO₂)**, **idrogeno (H₂)**, **metano (CH₄)**, **char (C)** e **tar** (schematizzato come miscela di idrocarburi di composizione CH_xO_y), a seconda delle condizioni dell'operatività del gassificatore.

Il **char**, ovvero il residuo solido, composto principalmente da residui di pirolisi e incenerimento, dev'essere smaltito in discarica o utilizzato come additivo per la produzione del cemento.

Cinetica della reazione

Le reazioni coinvolte nel processo di gassificazione sono esotermiche, ad esclusione dell'ossidazione parziale e del Reforming, leggermente endotermiche (2270 kJ per kg di biomassa).

Comunque la reazione è complessivamente esotermica ed è lo stesso calore prodotto che va a sostenere il processo di reazione.



Rendimenti e potenze in cogenerazione con gassificazione

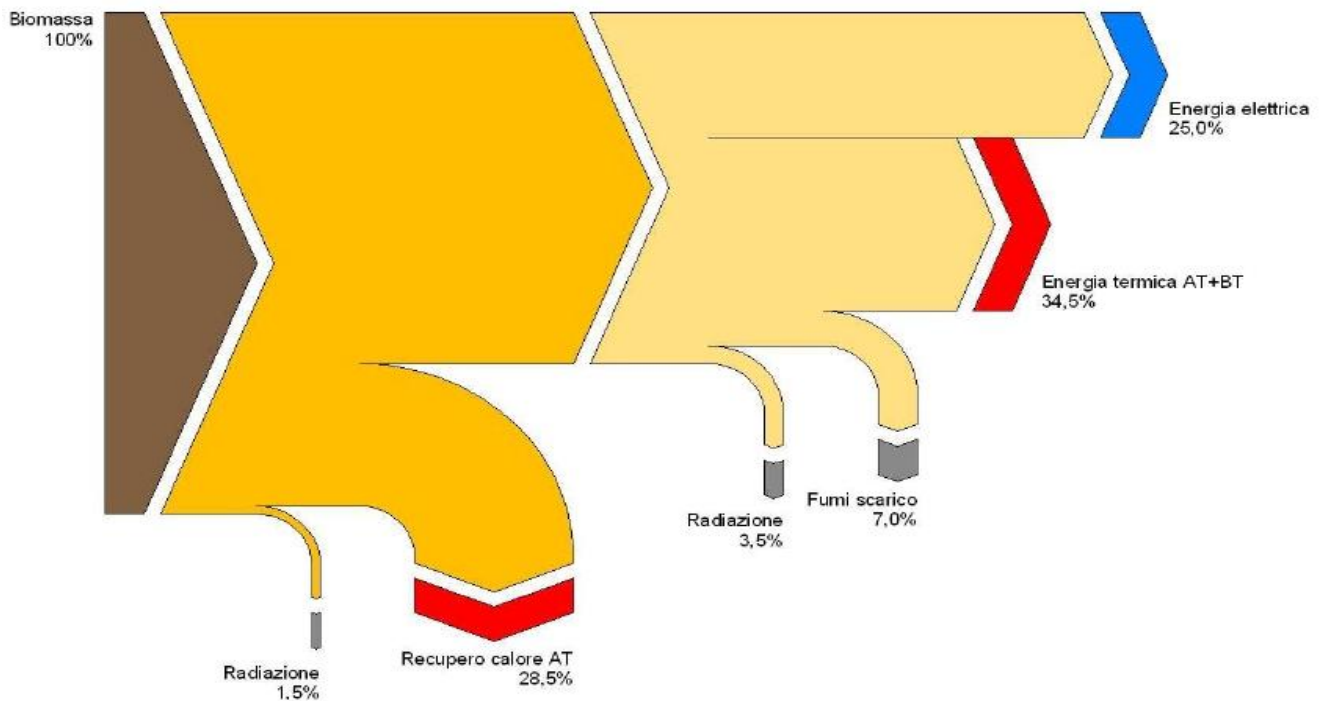


FIGURA 7.1 :RIPARTIZIONE DEI RENDIMENTI IN UN IMPIANTO ORC

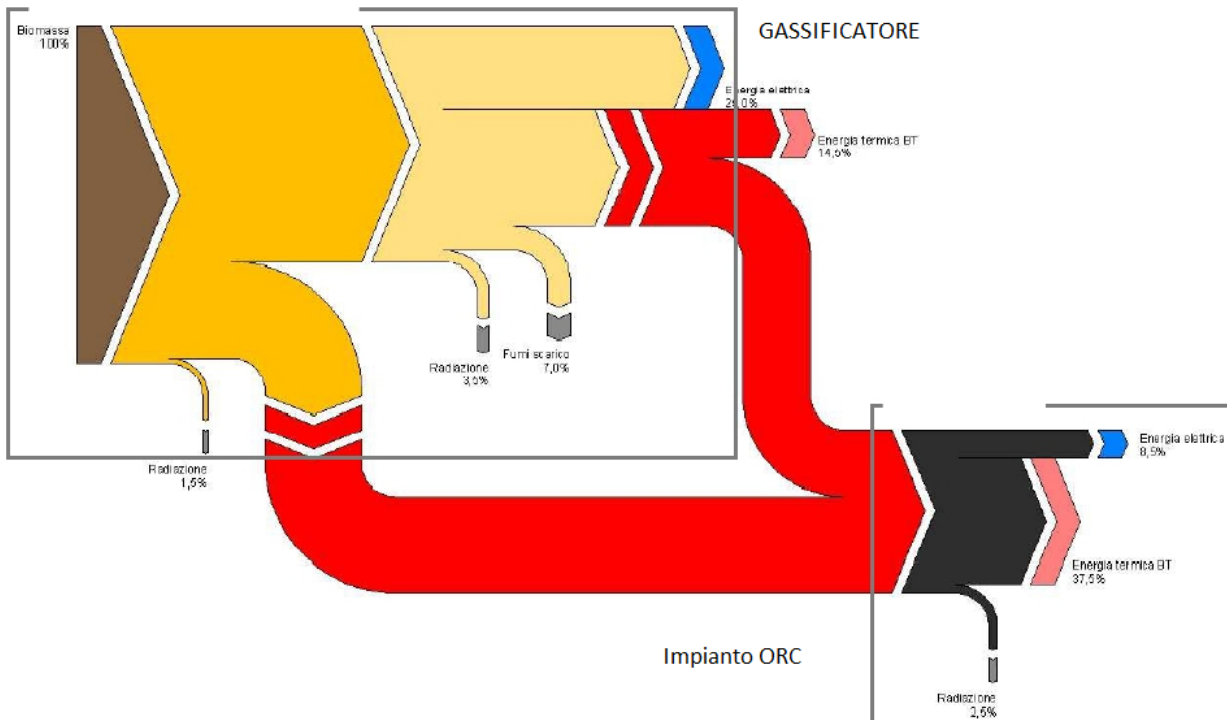


FIGURA 7.1 :RIPARTIZIONE DEI RENDIMENTI IN UN IMPIANTO ORC CON GASSIFICATORE

Rischi della gassificazione

Vi sono alcuni rischi e problemi di inapplicabilità della gassificazione. Innanzitutto è una tecnologia non garantita al 100%, inoltre non sono garantiti tempi di funzionamento superiori a 7500 h/annue.

Il gas in uscita dalla gassificazione risulta piuttosto impuro, risulta difficoltoso e con poco margine di miglioramento il processo di "pulizia" del gas, così come il cracking dei residui catramosi. La disponibilità di cippato secco è piuttosto scarsa e i residui di reazione (ceneri, tar, reflui del processo di pulizia) sono difficili da smaltire. Per quanto riguarda l'impianto in sé, i problemi maggiori si riscontrano nell'elevato numero di ore e il costo richiesto per la manutenzione (5 - 10 euro cent/kWhel). Infine sono i problemi di processo dovuti ai sistemi a griglia e la difficoltà di applicabilità dei sistemi a reattore compatto / a griglia.



FIGURA 7.2 : CENERI RESIDUE E REFLUI DI CONSISTENZA OLEOSA E ODORE DI AMMONIACA

CAPITOLO 8 : COMPONENTI DELL'IMPIANTO - INTRODUZIONE

L'impianto trattato in tesi è un'implementazione delle varie tecnologie finora discusse. Infatti si tratta di un impianto operante un ciclo Rankine con fluido organico di cui la fonte energetica primaria è la biomassa proveniente dallo scarto vegetale delle coltivazioni di mais dell'azienda agricola in cui sarà implementato. I vari componenti verranno quindi spiegati in dettaglio in questo capitolo. Il primo componente è tutto il sistema riguardante il recupero della biomassa in sede di produzione e la sua movimentazione fino al punto di stoccaggio e all'ingresso del gassificatore. Il secondo componente sarà quindi il gassificatore a letto fisso equicorrente, integrato con la caldaia. Dal lato "acqua surriscaldata" si andrà ad osservare il lato "fluido organico", ovvero l'impianto ORC, dove avviene la trasformazione dell'energia termica nell'output di energia elettrica come da scopo principale. In questa parte si pone particolare attenzione alla turbina radiale ad ugelli fissi. Infine si descriveranno gli utilizzi termici secondari in cogenerazione dell'impianto e l'abbattimento delle emissioni.

RECUPERO, STOCCAGGIO E MOVIMENTAZIONE BIOMASSA

Il piazzale di lavorazione, maturazione, stoccaggio e compravendita della biomassa

Un impianto che necessita l'utilizzo di biomassa (legnosa e da scarto vegetale, come nel caso in esame), lo stoccaggio della biomassa, nella forma sia del legno cippato che degli altri prodotti in pellet, deve essere necessariamente situato su un piazzale ampio e dotato di alcune strutture.

Inoltre deve essere facilmente raggiungibile dai mezzi di trasporto: a tale scopo il sito deve essere servito da un'adeguata viabilità, per garantire l'accesso agli automezzi trasportanti la biomassa proveniente dall'esterno (dal momento che la produzione di stocco di mais interna non soddisfa completamente il fabbisogno dell'impianto). È fondamentale prevedere uno spazio coperto (una o più tettoie o capannoni) di dimensioni adeguate, adatto alla stagionatura e/o allo stoccaggio del prodotto: l'altezza di questa struttura deve essere di almeno 4-5 metri, al fine di rendere agevoli le manovre di carico-scarico e le operazioni di carico all'impianto. Lo stoccaggio della biomassa sarà di due tipologie: stoccaggio a breve termine (3 giorni di autonomia) all'interno dell'area di impianto e stoccaggio a medio - lungo termine (3 mesi di autonomia) in aree esterne all'impianto inserite nel sistema filiera della biomassa.

Lo stoccaggio a breve termine interno all'impianto è formato da un edificio di stoccaggio del cippato: l'edificio utilizzato per lo stoccaggio della biomassa cippata può essere un capannone industriale già esistente nell'area dell'impianto. In tale capannone sarà installato un sistema automatico di movimentazione e stoccaggio del cippato.

Gli stoccaggi a medio - lungo termine sono dislocati in diverse aree all'interno della filiera che approvvigiona la biomassa all'impianto.

Il trasporto della biomassa

Per quanto riguarda la produzione di biomassa di origine vegetale direttamente nell'azienda agricola in cui si andrà ad installare l'impianto, si ricorrerà a mezzi già presenti nell'azienda, come trattori e rimorchi agricoli.

Il sistema di alimentazione della biomassa all'impianto è stato concepito sulla base dei seguenti aspetti fondamentali:

- le principali tipologie di combustibili sono il cippato di legno vergine e altre biomasse combustibili trattate e cippate o macinate fino a dimensioni adeguate per l'alimentazione del gassificatore
- il sorgo e lo stocco di mais saranno forniti in forma di balle e saranno trinciati alla dimensione adeguata prima di essere trasportati all'edificio di stoccaggio del combustibile, dove potranno essere miscelate al cippato;

Il trasporto interno del cippato dalla fossa di ricezione del combustibile alla zona di preparazione e stoccaggio, all'interno dell'edificio di stoccaggio del cippato, sarà effettuato tramite nastri trasportatori. Il cippato, il sorgo e lo stocco di mais saranno estratti e miscelati nell'edificio di stoccaggio del cippato, da dove successivamente saranno trasportati alla tramoggia del gassificatore.

La biomassa sarà trasportata al sito dell'impianto con autocarri di differenti tipi. Il cippato sarà consegnato da autocarri equipaggiati con fondo mobile o ribaltabile e sarà scaricato direttamente nella fossa di ricezione.

Gli autocarri potranno manovrare nell'area di scarico e svuotare il loro carico direttamente nella fossa di ricezione in base alla quantità di biomassa già presente al suo interno. La biomassa scaricata sarà quindi trasportata mediante nastri prima al sistema di vagliatura del combustibile e in seguito all'interno dell'edificio di stoccaggio del cippato.

Le balle di stocco di mais potranno provenire direttamente dal luogo di produzione o dall'area di stoccaggio esterne previste dal fornitore all'interno della filiera di approvvigionamento. Le balle saranno spinte verso i trasportatori di carico per la fase di trinciatura fino alle dimensioni adeguate per l'alimentazione del gassificatore

La lunghezza del taglio potrà essere modificata e la portata potrà essere controllata fino ad una certa ampiezza cambiando la velocità del trasportatore. Dopo essere stati trinciati il sorgo e lo stocco di mais saranno ridotti attraverso macchine trinciatrici prima di essere trasportati da un nastro trasportatore allo stoccaggio della biomassa.

L'alimentazione dal deposito di stoccaggio sarà regolato dal livello del serbatoio di dosaggio e l'estrazione da questo sarà effettuata mediante una coclea a di estrazione a velocità controllata, in grado di fornire un flusso controllato di biomassa agli iniettori, in base al carico richiesto dal gassificatore.

Il sistema di caricamento della biomassa viene progettato e costruito in base alla tipologia di biomassa ed esigenze logistiche del cliente. E' completamente automatico, a partire dalla tramoggia di stoccaggio e, se necessario, può incorporare un sistema di essiccazione. Per l'essiccazione si utilizza parte dell'energia termica prodotta in cogenerazione.

Nell'impianto in questione saranno adottati i seguenti componenti:

- **Base per tramoggia per biomasse macinate** con scarico a rastrelli; Sistema di scarico biomassa provvisto di rastrelli mobili e facchini fissi in acciaio Fe 360 UNP 150x100x10, piatto sp 8 ecc., il tutto verniciato. Movimento rastrelli ottenuto da cilindri oleodinamici alesaggio 80, corsa 500.

Dimensioni base di lavoro: base 6000 x profondità 2000. Peso complessivo kg 1000 circa. Centralina elettroodinamica, completa di motore kW/h 5,5 ed elettrovalvole di scambio.

- **Vasca raccolta biomassa per Base per tramoggia** (sopra descritta);

Telaio in acciaio Fe 360 tubolare sez. 50x50x3, lamiera sp. 3 e 5, il tutto verniciato a 2+2 strati. Coperchio superiore con rete completo di micro di sicurezza. Micro motorizzato a paletta per troppo pieno.

- **Sistema di scarico biomassa** provvisto di coclea d. 180, mossa da riduttore e motore kW/h 0,55.

Dimensioni cassa: base 2500 x altezza 400 x profondità 300. Capienza cassa pari a circa 0,30 m³
Peso complessivo kg 200 circa.

N.B. Il prodotto deve essere di piccola pezzatura, che possa passare per i condotti e che non ostruisca gli stessi.

- **Telaio forato per ventilazione in tramoggia** da definire.
- **Ciclone** avente diametro interno mm 1300 e altezza totale mm 4200, costruito in acciaio Fe 360 composto da corpo conico saldato a corpo cilindrico, avente una base tipo flangia utilizzata per il fissaggio ed il supporto, o per le taglie maggiori telaio di sostegno. Il ciclone è ricoperto inoltre da una scocca in acciaio Fe 360 coibentata internamente con lana di vetro. A corredo vi è un piccolo secchio in acciaio Fe 360 il quale viene flangiato ermeticamente al collettore di scarico, esso ha il compito di contenere le polveri ciclonate. Il ventilatore è escluso. Certificato di conformità 98/37.

CAPITOLO 9 : COMPONENTI DELL'IMPIANTO - GASSIFICATORE A LETTO FISSO

Le principali tipologie di reattore, chiamato anche gassificatore, sono:

- reattori a letto fisso : equicorrente (downdraft) - controcorrente (updraft) - a flusso trasverso (crosscounter)
- reattori a letto fluido: a letto circolante - a letto stazionario - a letto trascinato
- reattori a letto mobile
- reattori di altro tipo

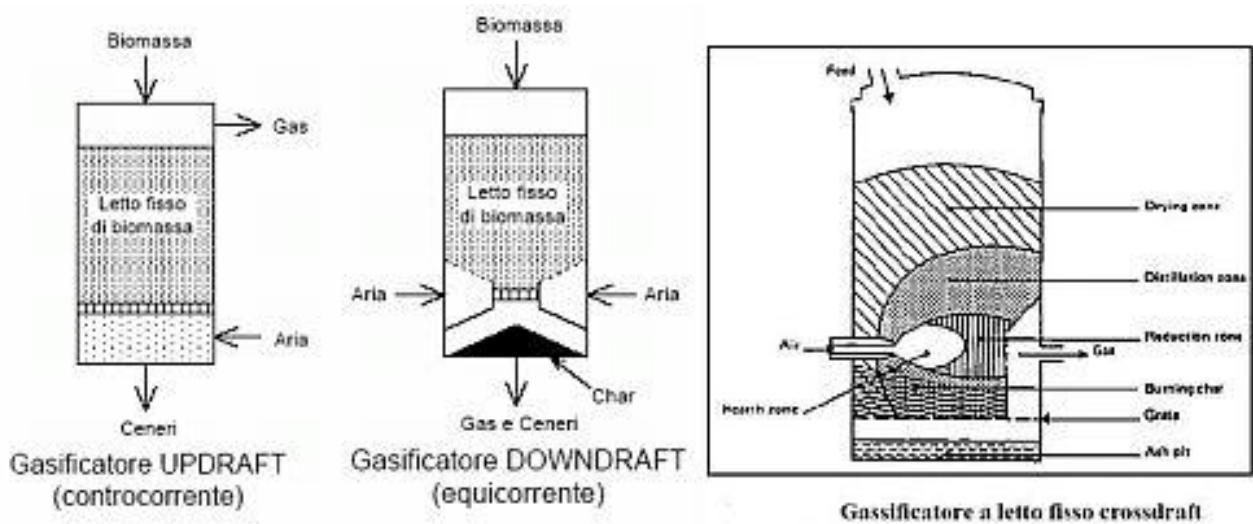


FIGURA 9.1: TIPOLOGIE DI GASSIFICATORI A LETTO FISSO

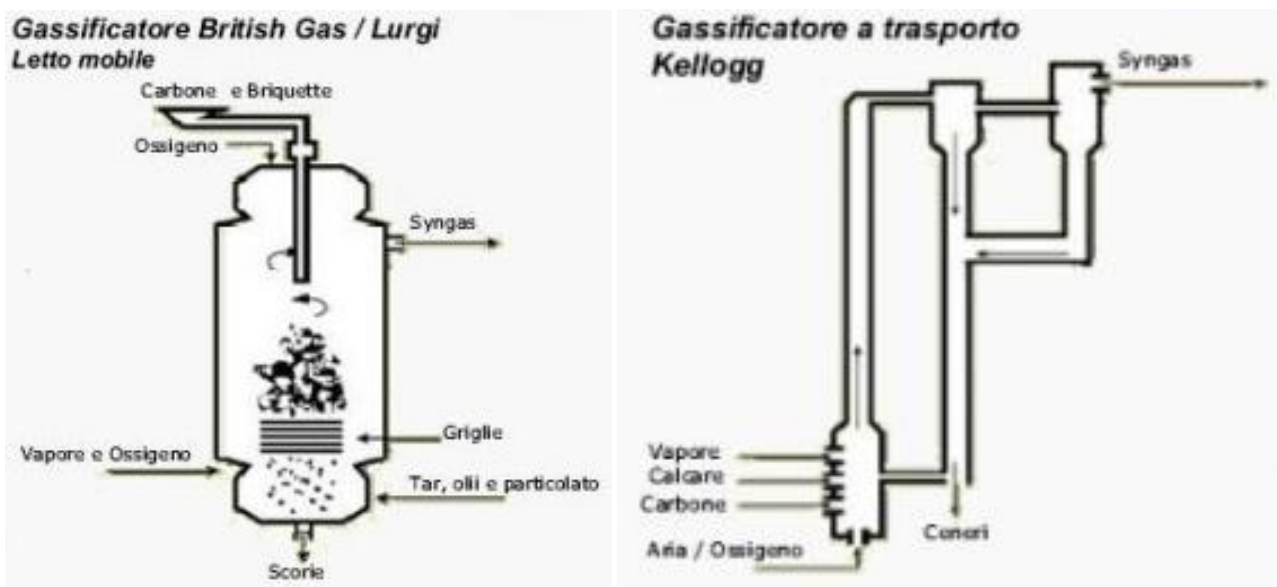


FIGURA 9.2: GASSIFICATORE A LETTO MOBILE - A TRASPORTO

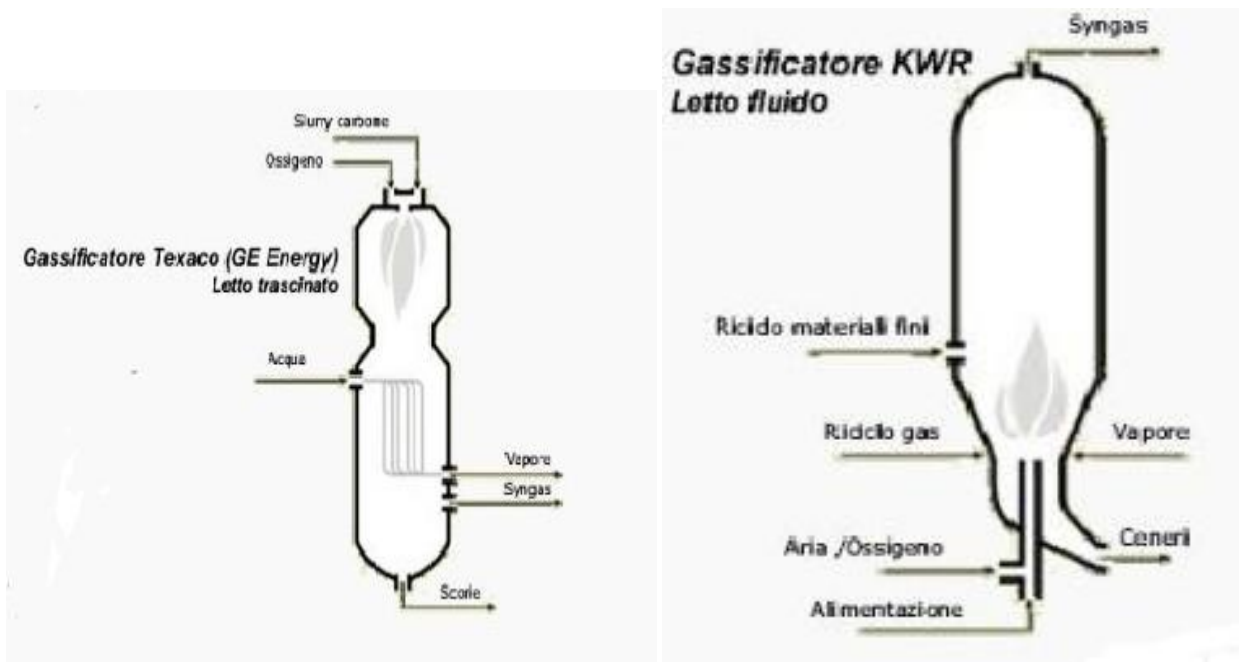


FIGURA 9.3 : GASSIFICATORE A LETTO TRASCINATO - A LETTO FLUIDO

Le differenze sostanziali tra le varie tipologie sono:

- i tempi di residenza (nell'ordine delle ore nei gassificatori statici, minuti in reattori a letto fluido)
- velocità di riscaldamento (da alcuni °C/s (letto fisso) a 100°C/s per tipologie particolari di reattori)

Nell'impianto in questione verrà adottato un gassificatore a reattore a letto fisso equicorrente atmosferico.

Il letto del reattore viene detto fisso perché la biomassa inserita nel gasogeno poggia su una griglia e si muove verso il basso man mano che viene consumata. La gassificazione, quindi, avviene in condizioni quasi statiche. Nel reattore di tipo downdraft la biomassa e il gas si muovono nella medesima direzione verso il basso. Fondamentale è la differenza fra i reattori updraft e downdraft, specialmente per quanto riguarda le zone in cui avvengono l'ossidazione e la riduzione. Nel reattore downdraft il syngas è obbligato a passare attraverso la zona di ossidazione ad alta temperatura, favorendo così il cracking termico dei tar (vedi capitolo GASSIFICAZIONE), garantendo un contenuto finale di sostanze condensabili di molto inferiore al syngas prodotto dai reattori updraft. Per il gassificatore introdotto in questo impianto, l'umidità massima consentita della biomassa entrante è dell'40% a base secca.



FIGURA 9.1 : VISTA ESTERNA LATERALE



FIGURA 9.2 : VISTA INTERNA DEL LETTO FISSO A GRIGLIA



FIGURA 9.3 : VISTA ESTERNA COMPLESSIVA

Tipo di reattore	Letto fisso		Letto fluido	
	updraft	downdraft	BFB	CFB
Tecnologia	(-) Scalabilità limitata	(-) Scale-up molto difficile	(+) Buona scalabilità	
	(-) Scambio termico cattivo		(+) Scambio termico molto buono	
	(-) Cattiva distribuzione della temperatura: possibilità di punti caldi		(+) Ottima distribuzione della temperatura: assenza di punti caldi	
	(-) Possibile fusione delle ceneri (-) Possibilità di canalizzazioni (-) Bassa capacità specifica		(+) Buon contatto solido-gas (+) Alta capacità specifica	
	(-) Lunghi periodi per riscaldamento		(+) Facilità di avvio e spegnimento	(+) Riscaldamento molto veloce
Alimentazione combustibile	(+) Possibilità di usare grosse pezzature (fino a 100 mm)		(-) Necessità di limitare la dimensione max (fino a 50 mm)	
	(+) Possibilità di usare materie prime con alto contenuto di ceneri		(+) Tollerabilità a grosse variazioni nella qualità del combustibile	
	(-) Necessità di pellet di dimensioni uniformi		(+) Possibilità di variazioni nella pezzatura	
Pulizia gas	(+) Basso contenuto di polveri (-) Alto contenuto di tar	(+) Basso contenuto di tar (-) Alto contenuto di polveri	(-) Alto contenuto di polveri (+) Medio contenuto di tar	

TABELLA 9.1 :TABELLA RIASSUNTIVA DEI VARI TIPI DI REATTORE

Il gassificatore permette la combustione completa di segatura, scarti di lavorazione, sansa esausta di olive, gusci di mandorla, noci e nocchie, cippato vario, potature o altra biomassa con umidità anche superiore al 50% su base secca.

Il gassificatore è cilindrico e nella parte inferiore è presente una grata con un canale per l'alimentazione del combustibile e per lo scarico di parte delle ceneri, che può avvenire in modo manuale o automatico. E' costruito con uno spesso strato di materiale refrattario rivestito con acciaio e il relativo isolamento.

Al suo interno è situata una sonda di temperatura che verifica e trasmette i dati al pannello di controllo permettendo così un maggiore controllo della combustione.

Le 2 ventilazioni,(primaria e secondaria) installate sul gassificatore accelerano il processo di combustione e direzionano il flusso, e sono controllate dal pannello di controllo e dalla sonda lambda.

Caldaia

La caldaia installata, funzionante a syngas proveniente dal gassificatore, è un prodotto di **LOSI Alberto e C. s.a.s. - Pegognaga - ESSICCATOI per PRODOTTI AGRICOLI e AGROALIMENTARI**

La macchina è composta da: un corpo in metallo cilindrico che ha la funzione di contenere una determinata quantità di cemento refrattario e di sostenere una serie di accessori necessari al funzionamento, quali ventilatori ossigenatori, gruppo di accensione, gruppo di alimentazione, portello di scarico residui e coperchio.

Nella caldaia il syngas brucia e produce calore in fiamma e fumo, i quali passano poi in uno scambiatore di calore, in cui il calore viene ceduto all'acqua dell'impianto intermedio per essere trasferito poi al fluido organico.

L'accensione, l'alimentazione del carburante, i ventilatori ossigenatori e la pulizia della griglia possono tutti essere regolati e controllati da una serie di dispositivi posti nel pannello di controllo.



FIGURA 9.4 : VISTA ESTERNA GASSIFICATORE LOSI

Descrizione sintetica dei componenti principali:

Corpo in metallo:

Si compone di tre strati di acciaio con forma circolare, il primo contiene il cemento refrattario, il secondo forma uno scambiatore di calore ed il terzo ricopre e isola i primi due. Inoltre vi sono applicati il sistema di carico completo di cilindro oleodinamico chiamato Spintore, la ghigliottina manuale per l' interruzione del condotto di carico, il gruppo di accensione e le varie flange predisposte per le applicazioni necessarie all' utilizzo.

Monoblocco in cemento refrattario:

Costituito da un unica colata di cemento refrattario crea la camera di combustibile del bruciatore, la sua funzione è mantenere una certa quantità di calorie e isolare la struttura in metallo.

Porre la massima attenzione poiché il cemento refrattario non deve subire sfregamenti meccanici ed urti i quali causano usura e rotture.

Accenditore:

Corpo in metallo corredato da ventilatore centrifugo e resistenze elettriche. Il ventilatore spinge aria ambiente nel condotto in cui risiedono le resistenze elettriche, le quali essendo incandescenti riscaldano l' aria, e quest'ultima colpisce il syngas provocandone l' accensione.

Spintore:

Corpo in metallo composto da camicia, pistone e cilindro oleodinamico. Il cilindro oleodinamico ha il compito di muovere il pistone dentro la camicia quindi con movimento longitudinale apre e chiude l' entrata del prodotto tra la camicia ed il pistone e contemporaneamente spinge il prodotto all' interno della camera di gassificazione.

Ventilatori ossigenatori:

Ventilatori centrifughi in metallo corredati di motore elettrico. Hanno la funzione di portare una all'interno della camera di combustione una determinata quantità di aria.

Sarà compito dell'operatore (dopo aver valutato il tipo di combustibile) determinare la regolazione delle serrande presenti sui ventilatori, per ottenere una combustione ottimale e a rigor di legge.

RUMORI E VIBRAZIONI

Il livello equivalente ponderato di pressione acustica sviluppato dall'impianto, durante il suo funzionamento, è in media 30dB, misurati in prossimità delle facce di contorno alla distanza di 1 m.

L'impianto non genera vibrazioni di rilievo che possono recare pericolo conseguente.

CONDIZIONI DI UTILIZZO

1. Utilizzi previsti

L'impianto è stato previsto per essere utilizzato in ambienti chiusi o parzialmente chiusi (da predisporre), questi ambienti devono essere ampiamente areati, e posti ad una continua sostituzione di aria con sistemi di aspirazione e filtraggio, secondo norme vigenti.

E' importante prevedere il tiraggio forzato del camino dei fumi; ovvero che il camino di scarico fumi del bruciatore venga collegato con l' esterno e si osservi che nella eventualità che il camino debba avere una lunghezza superiore a 10 volte il proprio diametro a questo si aumenti il diametro successivo con area pari a tre volte quella iniziale, e si osservi che il camino deve salire verticalmente (senza curve e senza inclinazioni) fino ad almeno 2 metri oltre il culmine dell' edificio in cui è stato posto l' impianto, a discrezione del costruttore può anche essere richiesto un ventilatore di estrazione posto in cima al camino, il quale garantisce di azzerare le eventuali perdite di carico provocate dalla lunghezza della tubazione.

Inoltre è importante che nell'ambiente di installazione non sussistano pericoli di incendio o esplosione, quindi l'utilizzatore deve farsi carico di mantenere pulito l'ambiente in cui opera la macchina da qualsiasi agente pericoloso esempio da polveri, materiale combustibile in stoccaggio, gas, temperature particolarmente elevate ecc., anche se questi agenti sono provocati dall' utilizzo della stessa macchina, la quale ha inevitabilmente la produzione di agenti potenzialmente pericolosi. L'Utilizzatore deve farsi carico della valutazione dei rischi derivabili dall'impiego dell'impianto singolo e in combinazione con altri processi di lavoro limitrofi o perimetrali nello stesso ambiente o locale.

Infine, è opportuno che la macchina funzioni solo quando vi è la presenza di personale opportunamente addestrato, nel pieno rispetto della normativa vigente.

Modo di funzionamento

1. CICLO DI COMBUSTIONE

Il ciclo di combustione avviene in continuo. La zona di combustione raggiungerà la temperatura impostata dal pannello di comando (se è presente la sonda e il relativo lettore) scelta dall'operatore e compatibile con le potenzialità dell'impianto.

2. SISTEMI DI COMBUSTIONE

I prodotti che possono essere essiccati utilizzando l'impianto, sono di tipologie diverse in relazione al tipo di materiale. La tipologia della macchina consente innumerevoli varianti nel processo di combustione che possono essere determinate dalla qualità del syngas, che dipende da:

- Tipo di prodotto.
- Pezzatura del prodotto.
- Umidità del prodotto.
- Potenza termica.
- Temperatura esterna.
- Umidità aria utilizzata per il processo.
- Depressione del ventilatore posto all'uscita dei fumi.
- Utilizzo dei ventilatori ossigenatori.
- Capacità dell'operatore.

La potenza espressa dalla macchina sarà impostata dall'Operatore relativamente alle potenzialità dell'impianto tenuto conto delle varianti sopra citate e di altre varianti minori.

CAPITOLO 10: COMPONENTI DELL'IMPIANTO - IMPIANTO ORC

Per l'implementazione del "lato organico" dell'impianto, si ricorre all'installazione del modulo ZE-150-LT, di produzione di Zuccato Energia, con sede a Verona. I moduli ORC di produzione energetica sono versatili e piuttosto compatti, infatti possono essere applicati in varie applicazioni: recupero termico da motori endotermici, recupero termico da processi industriali (queste due applicazioni, però, non sono ancora incentivabili), produzione energetica da biomassa, energia geotermica e solare termodinamico.

Sistema ORC ZE-150-LT

Il sistema ZE-150-LT rappresenta la soluzione di taglia massima offerta da Zuccato Energia. Sfrutta come fluido termovettore solo acqua surriscaldata, decisamente più economica ed ecologica dell'olio minerale.

I **dati tecnici** sono riportati nella seguente tabella:

Caratteristiche generali	Valore
Potenza termica in ingresso	1100 kW termici
Potenza elettrica in uscita	150 kW elettrici
Efficienza del sistema	15%
Temperatura acqua surriscaldata in ingresso	≥ 155 °C
Temperatura acqua surriscaldata in uscita	135 °C
Portata massima acqua in ingresso (900 kWt)	11.95 kg/s
Portata minima acqua in ingresso (900 kWt)	11.28 kg/s
Dimensioni modulo (lunghezza x larghezza x altezza)	4.8m x 2.3m x 2.4m
Peso a vuoto (escluso fluido)	6000 kg

I dati del **condensatore** sono invece riassunti nella seguente tabella:

Caratteristiche generali	Valore
Potenza termica dissipata	1100 kW termici
Temperatura acqua in ingresso	29 °C

Temperatura acqua in uscita	39 °C
Portata acqua circuito	16.45 kg/s

Le caratteristiche del **generatore**, direttamente calettato alla turbina, sono riportate nella tabella:

Caratteristiche Generatore	Valore
Tipo	Sincrono a magneti permanenti, raffreddato ad acqua, con sincronizzatore e raddrizzatore
Potenza elettrica in uscita	170 kW elettrici
Velocità di rotazione	17000 rpm
Tensione in uscita	480-580 VAC
Raffreddamento ad acqua necessario	15 kW _t
Temperatura fluido di raffreddamento	<40 °C
Portata fluido di raffreddamento	30 l/min
Raffreddamento aggiuntivo (opzionale)	Iniezione di fluido di processo
Tenuta gas	Pressione Nominale 25 bar

Le caratteristiche dell'**inverter**, prodotto dall'azienda Elpower, sono:

Caratteristiche Inverter	Valore
Tipo	IGBT, sincronizzato alla rete, raffreddato ad aria, con chopper di frenatura
Potenza elettrica in uscita	150 kW elettrici
Tensione in uscita	400 V AC (360 / 445)
Frequenza in uscita	50 Hz (47.5 / 51.5)
Temperatura ambiente	<40 °C
Chopper di frenatura	Incorporato, 600 kJ

IGBT: transistor bipolare a gate isolato, in grado di commutare alte tensioni e alte correnti. Utilizzando moduli con più IGBT in parallelo, si ottengono componenti capaci di commutare correnti di 1,2 kA con tensione massima di 6 kV.

CHOPPER DI FRENATURA: Le unità di frenatura hanno lo scopo di dissipare, tramite un chopper di controllo, l'energia proveniente dal carico (energia cinetica durante le fasi di frenatura). Tale energia normalmente produce una sovratensione dell'inverter e dev'essere necessariamente limitata. Sul chopper è montato un dissipatore di calore e un termostato a bimetallo con contatto isolato.

I dati sul **fluido di lavoro**, invece, sono scarsi, dal momento che il fluido non è noto e che è coperto da segreto industriale:

Caratteristiche Fluido di Lavoro	Valore
Temperatura di lavoro	60 °C < T < 165 °C
Temperatura di condensazione	40 °C
Pressione operativa	20 bar
Tossicità	Atossico
Biodegradabilità	100%
Impatto sull'Ozono	Nessuno - ozone friendly

I moduli di Zuccato Energia sono stati sviluppati da "zero", per ottenere il massimo dell'efficienza dall'impianto. Per questo motivo sono state implementate alcune soluzioni ingegneristiche innovative, quali:

- Cuscinetti ceramici : per garantire una vita operativa più lunga e minori soste di manutenzione anche se il generatore ruota a 15 - 17000 rpm
- Accoppiamento diretto turbina - generatore: elimina le perdite di trasmissione dei riduttori
- Inverter specificatamente implementato per l'impianto ZE-150-LT dall'azienda Elpower
- Il fluido di lavoro è stato appositamente creato per questo tipo di impianto, è una miscela con caratteristiche migliori per il tipo di applicazione, come la possibilità di utilizzo in un ampio intervallo di temperature e la non tossicità, la biodegradabilità e l'impatto nullo sull'ozono

- Telecontrollo in remoto tramite rete GPRS, per il monitoraggio diretto condotto dalla Zuccato Energia, che può supervisionare in tempo reale le prestazioni del modulo ORC ed intervenire in maniera tempestiva grazie ai codici diagnostici ricevuti garantendo così un funzionamento ottimale
- Scambiatori: Gli scambiatori installati sugli skid Zuccato Energia sono del tipo a piastre saldobrasate in esecuzione speciale al fine di ottimizzare il comportamento con il fluido di lavoro. Le piastre, realizzate in acciaio inox 316L, grazie al loro disegno esclusivo consentono un efficiente scambio termico mantenendo contenute le perdite di carico con grande impatto sui consumi termici. L'uso di acciaio inossidabile, componente principe dei nostri sistemi, garantisce estrema pulizia ed elevata affidabilità nel tempo.
- Quadro di controllo: il quadro touch - screen, prodotto in collaborazione con Intercomp, permette il monitoraggio in tempo reale dell'intero impianto
- L'impianto può essere parzializzato (per parzializzazioni temporanee o permanenti), tramite una valvola a 3 vie, posta sul lato acqua surriscaldata (con ritorno in caldaia). Un'ulteriore valvola regola il flusso di fluido organico nello scambiatore rigenerativo
- L'azienda garantisce il ricambio annuale della turbina, dal momento che è specificatamente progettata per l'impianto e per il fluido organico
- Il modulo vanta di una tecnologia e implementazione completamente italiana, il costo del modulo (escluso lato acqua) è di 320.000 euro

DIMENSIONI

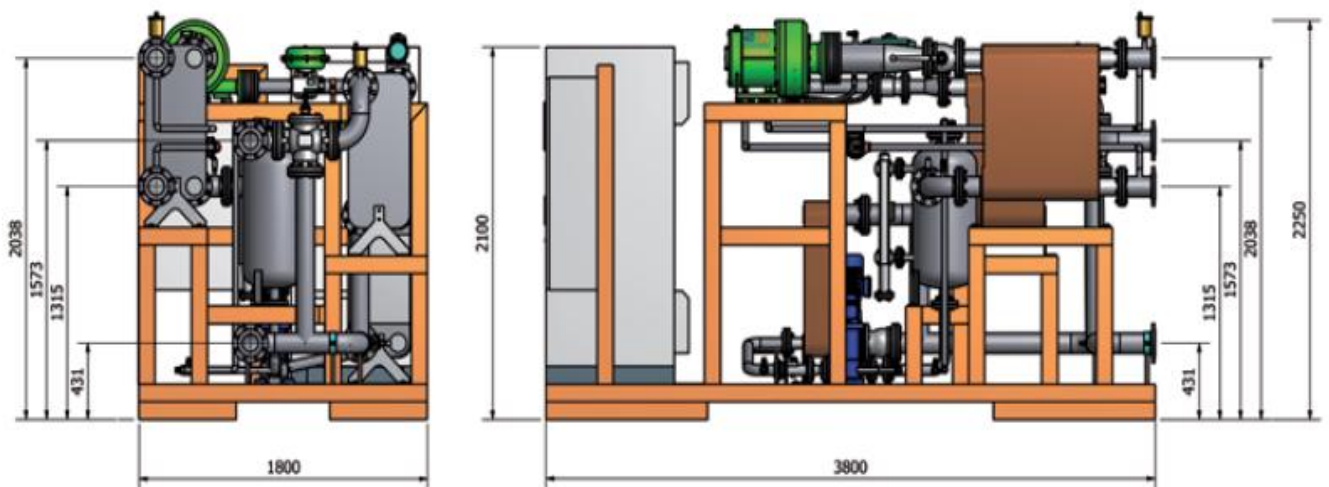


FIGURA 10.1 : DIMENSIONI DELL'IMPIANTO [MM]



FIGURA 10.2 : VISTA ESTERNA DEL MODULO ZE-150-LT (SI NOTANO IL QUADRO DELL'INVERTER, IL QUADRO DI CONTROLLO, GLI SCAMBIATORI)

CAPITOLO 11 : COMPONENTI IMPIANTO - TURBINA RADIALE AD UGELLI FISSI

La turbina radiale ad ugelli fissi è una macchina motrice in cui il flusso del fluido di lavoro (in questo caso vapore di fluido organico) è radiale all'albero.

Se la componente di portata della velocità del fluido, invece che parallela all'asse di rotazione della macchina, è ad esso ortogonale, la turbina si dice radiale, centrifuga o centripeta a seconda che il verso della componente di portata sia positivo verso la periferia o verso l'asse della macchina.

In realtà, più di frequente, anziché turbine puramente radiali, sono realizzate ed utilizzate turbine a flusso misto, nelle quali la direzione di ingresso del fluido è, ad esempio, radiale e quella di uscita assiale (o viceversa).

Anche per una macchina di questo tipo vale la legge di Eulero:

$$L = Cu_1u_1 - Cu_2u_2$$

in quanto per dedurla dal teorema del momento della quantità di moto non sono state formulate ipotesi particolari sulla direzione della componente di portata.

La variazione isoentropica di entalpia si ottiene applicando il I Principio della Termodinamica tra le sezioni di ingresso e di uscita del distributore e della girante:

$$Q - L = \Delta h^\circ$$



FIGURA 11.1 : GIRANTE DI TURBINA RADIALE (INFINITY TURBINES)

Componenti della turbina radiale

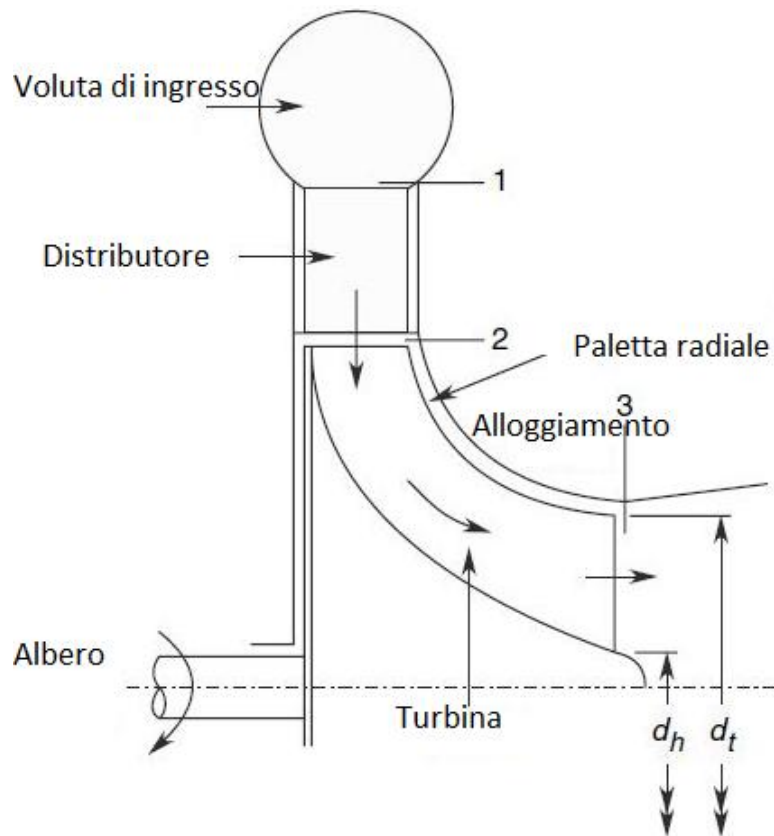


FIGURA 11.2: TURBINA RADIALE MONOSTADIO A UGELLI FISSI - A FLUSSO MISTO

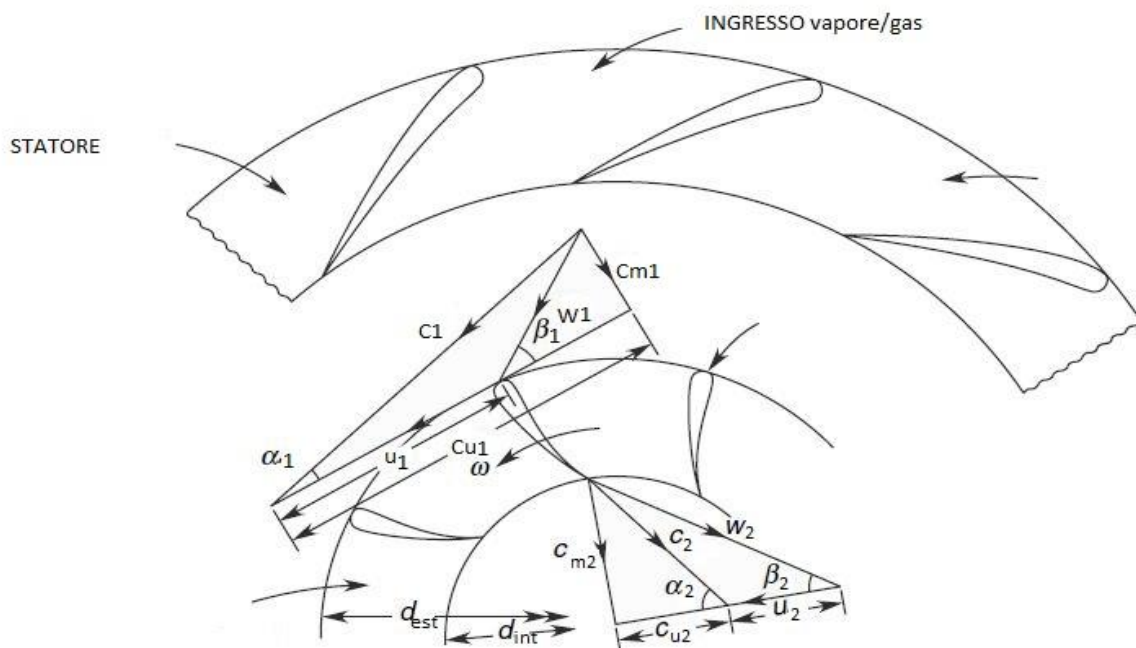


FIGURA 11.3 : TRIANGOLO DI VELOCITA' PER TURBINA RADIALE A UGELLI FISSI (STATORICI)

Le componenti radiale e tangenziale della velocità assoluta C_1 sono rispettivamente C_{m1} , C_{u1} .

La velocità di trascinamento è $u_1 = \omega \frac{D_1}{2}$ e la velocità relativa, secondo la quale di dimensionerà la paletta per avere condizioni di tangenza è w_1 .

L'angolo di ingresso della paletta del rotore in 1 è dato da:

$$\tan \beta_1 = \frac{C_{m1}}{C_{u1} - u_1}$$

L'angolo di uscita della corrente, impostata dalla paletta è dato da:

$$\tan \beta_2 = \frac{C_{m2}}{C_{u2} - u_2}$$

Trasformazione sul diagramma Entalpia - Entropia

Supponendo che la trasformazione sia nell'ordine 1-2-3, dove con 1 è identificato lo stato all'ingresso degli ugelli, con 2 l'ingresso al rotore e 3 l'uscita dal rotore e che nell'ingresso viga lo stato di ristagno rappresentato dal punto 1, il vapore espande adiabaticamente nell'ugello, passando dalla pressione p_1 alla pressione p_2 , con un relativo incremento di velocità relativa (tipica delle macchine motrici). L'entalpia totale nello statore rimane costante ma la pressione totale decresce a causa delle perdite. Il trasferimento dell'energia avviene nel rotore. Nel rotore la rotalia si conserva, ciò permette di fare alcune considerazioni termodinamiche sulla trasformazione nel singolo (e in questo caso) unico stadio.

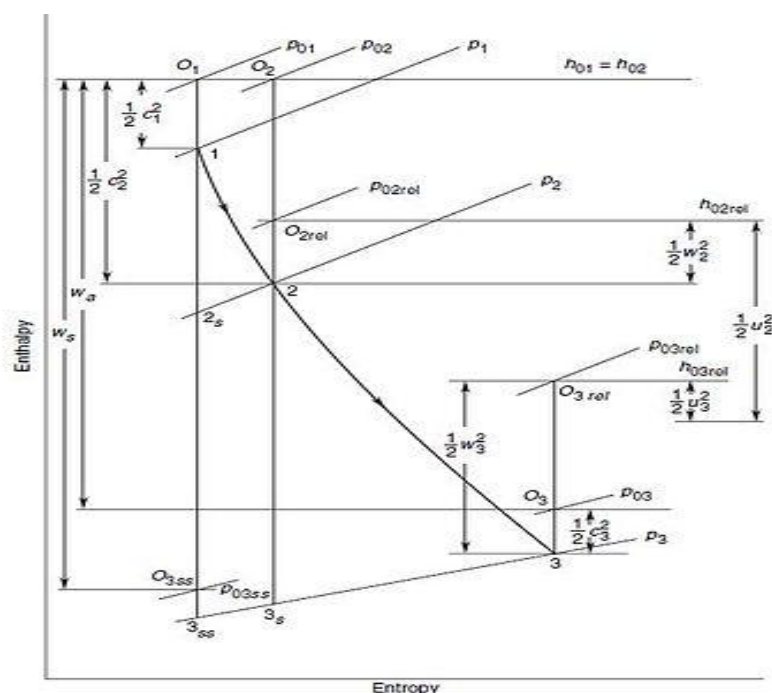


DIAGRAMMA 11.1 : ENTALPIA - ENTROPIA DI UNO STADIO

Efficienza di uno stadio

Vi sono vari tipi di rendimento che vengono considerati per le turbine a vapore, ognuno con la propria applicazione.

Il rendimento Total-to-Static è il più adatto per la turbina monostadio perché basato sulla valutazione del lavoro ottenuto dalla turbina monostadio e può essere espresso come:

$$\frac{\Delta h^\circ}{\Delta h^\circ - \frac{c_3^2}{2}} = \frac{h_1 - h_3}{h_1 - h_{3statico}}$$

Poiché si può assumere che nella turbina monostadio, la componente cinetica in uscita venga persa.

Grado di reazione

Un'ulteriore grandezza utile per valutare il tipo di trasformazione che avviene nella turbina è il GRADO DI REAZIONE.

Il grado di reazione permette di valutare il ΔP e il Δh nella trasformazione che avviene all'interno dello stadio. In questo caso, non essendo la turbina prettamente assiale ma radiale, nel lavoro di reazione dovrà essere conteggiato anche il lavoro cosiddetto CENTRIFUGO, rappresentato da termine cinetico $\frac{\Delta u^2}{2}$.

$$\varepsilon_{\text{reazione}} = \frac{L_{\text{reazione}}}{L_{\text{totale}}} = \frac{\frac{\Delta u^2}{2} - \frac{\Delta w^2}{2}}{\frac{\Delta u^2}{2} - \frac{\Delta w^2}{2} + \frac{\Delta c^2}{2}} = \frac{\Delta h^\circ_{\text{girante}}}{\Delta h^\circ_{\text{totale}}}$$

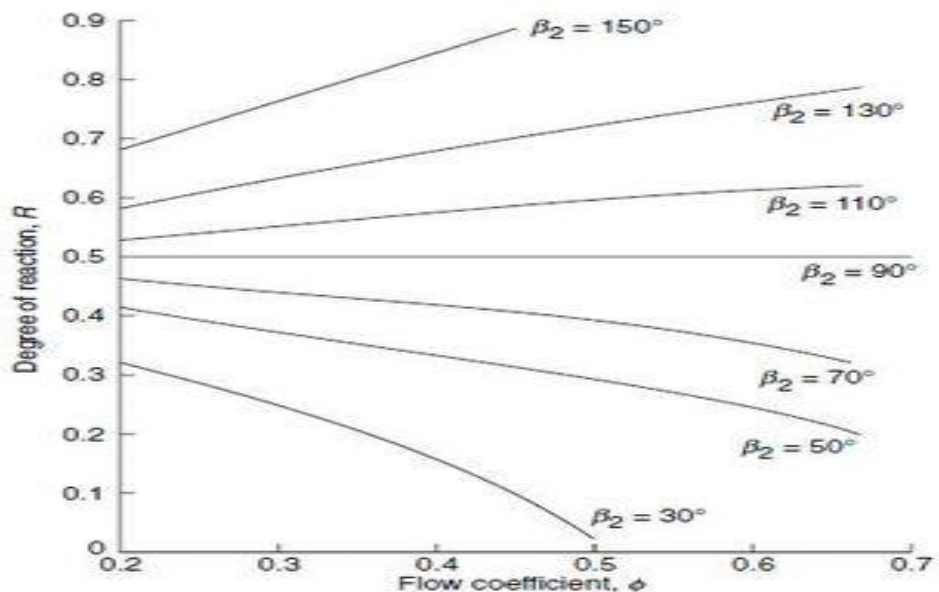


DIAGRAMMA 11.2 : VARIAZIONE DEL GRADO DI REAZIONE R CIN FUNIZIONE DEL NUMERO DI FLUSSO ϕ E DELL'ANGOLO DI INGRESSO AL ROTORE

Perdite in uno stadio

Il lavoro reale ottenuto in uno stadio in espansione è minore del lavoro ottenuto dalla stessa espansione se essa è considerata isoentropica, poiché intervengono le perdite aerodinamiche nello stadio.

Il lavoro reale ottenuto dallo stadio viene ulteriormente decurtato, fino ad ottenere il lavoro all'asse, che poi rappresenterà la Potenza effettivamente disponibile per la trasformazione. Le principali perdite sono:

- perdite per attrito tra il disco del rotore e l'albero
- perdite per attrito sui cuscinetti
- perdite per attrito tra il rotore e lo statore
- perdite per attrito nei canali interpallari del rotore, dovuti dalla geometria della sezione interpallare, dal coefficiente d'attrito e dal rapporto tra le velocità relative w_3/w_2 . Nelle turbine strettamente radiali, le perdite nella sezione radiale e assiale sono talvolta considerate separatamente
- perdite per attrito nel diffusore
- perdite secondarie dovute dai flussi che si sviluppano all'interno del rotore, dovuti principalmente al carico aerodinamico delle palette. I principali parametri che governano questo tipo di perdita sono: b_2/d_2 , ovvero il rapporto tra larghezza e diametro di ingresso; d_3/d_2 , ovvero il rapporto tra larghezza e diametro di ingresso e le dimensioni del mozzo all'uscita del rotore.
- perdite per incidenza del flusso
- perdite per il flusso disperso nel rotore, che non contribuisce allo scambio di energia

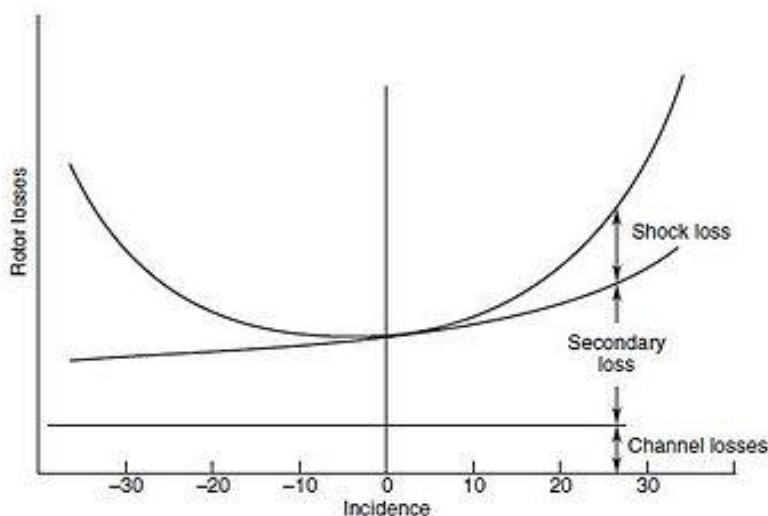


DIAGRAMMA 11.3 : PERDITE (DISTRIBUITE-CONCENTRATE) NEL ROTORE IN FUNZIONE DELL'ANGOLO DI INCIDENZA

Scelta della turbina radiale a flusso centripeto

- Attraverso piccole modifiche, le turbine a flusso centripeto standard possono essere ottimizzate per le diverse risorse e per diverse parzializzazioni dell'impianto
- Le turbine, inoltre, assorbono facilmente le variazioni stagionali, mantenendo alti livelli di efficienza in condizioni di off-design attraverso l'uso di ugelli distributori d'entrata variabili.
- Sono meno sensibili alle imprecisioni del profilo della paletta rispetto alle macchine assiali, che consentono elevati rendimenti anche al diminuire della dimensione.
- Sono più robuste e resistono meglio al carico sulle palette, causato dall'utilizzo di fluidi ad alta densità (come i fluidi frigoriferi), sia in condizioni subcritiche che supercritico di vapore
- Sono più facili da produrre rispetto a macchine assiali perché le palette sono calettate direttamente al disco portante, risultando anche più stabili per una maggiore rigidità
- La turbina radiale può inoltre impiegare un rapporto di pressione relativamente elevato (≈ 4) per stadio con portate inferiori.

Le caratteristiche della turbina sono riportate nella seguente tabella:

Caratteristiche Turbina	Valore
Tipo	Radiale, ad ugelli fissi, con accoppiamento diretto al generatore
Temperatura fluido in ingresso	145 °C
Pressione di stadio	PS 16 bar (collaudato fino a 24 bar)
Corpo turbina	Acciaio saldato
Girante	Lega di alluminio - rame
Controllo velocità	Anello di retroazione sulla corrente in uscita dal generatore
Tenuta girante	Labirinto sigillato sul retro della girante
Tenuta generatore	Labirinto assiale sigillato all'interfaccia col generatore (opzionale)
Tenuta verso l'esterno	Guarnizioni statiche e O-ring
Cuscinetti	Ceramici, di estrazione aeronautica
Intervallo di ricambio completo turbina	1 anno

TABELLA 11.1 : CARATTERISTICHE DELLA TURBINA RADIALE

CAPITOLO 12 : DESCRIZIONE DEGLI UTILIZZI TERMICI - COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO E CONTROLLO DELLE EMISSIONI

Cogenerazione per riscaldamento alimenti da zootecnia

Attualmente nello stesso sito in cui sarà installato l'impianto di cogenerazione ha sede l'attività di allevamento maiali gestita dall'azienda agricola acquirente dell'impianto.

La stalla ospita costantemente durante l'anno 550 maiali da ingrasso con peso da 30 a 170 kg. I maiali sono alimentati attraverso mangiatoie tradizionali (trogoli).

Il calore recuperabile dal cogeneratore può essere molto utile per l'allevamento, poiché da un lato consente un risparmio energetico ed economico operativo dall'altro può consentire di assicurare un miglioramento del benessere degli animali allevati che si traduce in un superiore incremento di peso e in una riduzione delle malattie o delle problematiche che statisticamente affliggono i maiali allevati al chiuso.

Il calore è infatti utilizzabile per:

- Riscaldamento acqua calda per la preparazione del cibo (risparmio energetico ed economico)
- Mantenimento in temperatura del cibo nelle mangiatoie (miglioramento del benessere animale e conseguente incremento della produttività)
- Riscaldamento della stalla durante i mesi invernali finalizzato al mantenimento della temperatura ideale per la crescita dei maiali all'ingrasso (miglioramento del benessere animale e conseguente incremento della produttività)
- Preparazione e mantenimento in temperatura del cibo per maiali

I maiali da ingrasso con peso da 30 a 170 kg mangiano giornalmente le seguenti quantità di cibo:

- 1,5 kg fino a 30 kg;
- 2,0 kg da 30 a 80 kg;
- 3,0 kg da 80 a 180 kg

Si può ipotizzare pertanto un quantitativo medio giornaliero durante l'anno pari a 2,0 kg.

Per la preparazione del cibo sono necessari 3 litri di acqua calda a 40 °C per ogni kg di cibo.

L'utilizzo dell'acqua pertanto comporta un fabbisogno energetico, essendo necessaria energia termica per riscaldare l'acqua da 15 °C (temperatura acqua di rete convenzionale, da UNI TS 11300-2) ai 40 °C necessari.

Come riportato nel prospetto sottostante, ciò corrisponde ad un fabbisogno energetico di 137 kWh/giorno.

Il risparmio di energia primaria rispetto all'impiego di una caldaia a gas con rendimento 0.9 è pari a 55,6 MWh/anno, corrispondenti a 5.830 m³ di gas naturale/anno.

Nella tabella sottostante, vi sono i dati relativi al riscaldamento per l'acqua necessaria per la preparazione del cibo:

Numero Maiali	550	
Quantità di cibo medio	2	kg/maiale/giorno
Fabbisogno acqua calda	3	l/kg cibo
Litri giorno	3300	l/giorno
Temperatura ingresso acqua di rete	15	°C
Temperatura di uscita acqua per riscaldamento cibo	40	°C
Energia necessaria per acqua per cibo/giorno	137.115	kWh/giorno
Potenza termica media nelle 24 h	5.71	kW
Giorni /anno	365	
Energia annualmente necessaria	50046.98	kWh/anno

TABELLA 12.1 : QUADRO RIASSUNTIVO UTILIZZI ACQUA RISCALDATA IN COGENERAZIONE

Al fine di migliorare la qualità dei pasti, si prevede di utilizzare l'energia termica recuperata dal cogeneratore anche per mantenere il pasto caldo. Il sistema ipotizzato prevede l'installazione di tubazioni in materiale metallico percorse da acqua calda alla base della mangiatoia a contatto con la stessa.

Si ipotizza che il cibo sia da mantenere ad una temperatura media di 30 °C con una temperatura media ambiente di 14.5 °C; il coefficiente medio di dispersione è stimato pari a 8 W/(m² K). La superficie disperdente è stimabile in circa 38 m². La potenza termica media giornaliera da fornire è pari pertanto a 4,76 kW.

Nella tabella sottostante, i dati di riferimento relativi al mantenimento in temperatura del cibo nelle mangiatoie:

Coefficiente di dispersione	8	W/m ² K
Superficie disperdente	38.4	m ²
Dispersione	307.2	W/K
T interna	14.5	°C
Temperatura cibo	30	°C
Potenza termica	4.76	kW
Giorni anno	365	
Energia annualmente necessaria	41711.62	kWh/anno

TABELLA 12.2 : QUADRO RIASSUNTIVO UTILIZZI TERMICI PER ALIMENTAZIONE SUINI

Cogenerazione in riscaldamento stalla

Per ogni fase di crescita del maiale esiste una temperatura ottimale che rende massimo il benessere dell'animale. Nel caso di maiali all'ingresso al chiuso, tale temperatura è compresa fra 14 e 15 °C (si veda la tabella con riferimento al gruppo 51-100 kg).

Categoria di suini	Temperatura (°C)	Umidità relativa (%)	Velocità dell'aria(1) (m/s)
Scofa allattante	16-18	60-70	0,2-0,7
Lattonzolo alla nascita(2)	32-35	60-70	0,2-0,7
Lattonzolo 1a settimana(2)	28-30	60-70	0,2-0,7
Lattonzolo 5a settimana (2)	21-22	60-70	0,2-0,7
Scrofa gestante	13-14	65-75	0,3-3
Verro	14-16	65-75	0,3-3
Svezamento (8-15 kg)	21-22(3)	60-70	0,15-0,8
Svezamento (16-30 kg)	16-18(3)	60-70	0,15-0,8
Accrescimento (31-50 kg)	16-17	65-75	0,2-3
Ingrasso (51-100 kg)	14-15	65-75	0,3-3,5
Ingrasso (101-160 kg)	13-14	65-75	0,4-3,5

(1) Il primo valore è riferito alla situazione invernale, il secondo alla situazione estiva.

(2) Valori riferiti alla zona nido riscaldata.

(3) Valori riferiti all'area di stabulazione non protetta da eventuale nicchia.

TABELLA 12.3 : CONDIZIONI DI BENESSERE TERMOIGROMETRICO CONSIGLIATE PER MAIALI DA ALLEVAMENTO (CRPA REGGIO EMILIA, IL DIVULGATORE N°3/2004 "SUINI GUIDA ALL'ALLEVAMENTO SECONDO IL METODO BIOLOGICO" PAGG. 20-37 .

L'involucro edilizio è caratterizzato da una struttura non isolata, con chiusure opache caratterizzate da elevata permeabilità. Il calcolo dell'energia termica in riscaldamento necessaria per assicurare una temperatura di 14,5 °C nella stalla è stato effettuato a partire dalla serie climatica oraria messa a disposizione dal CTI per la Provincia di Verona.

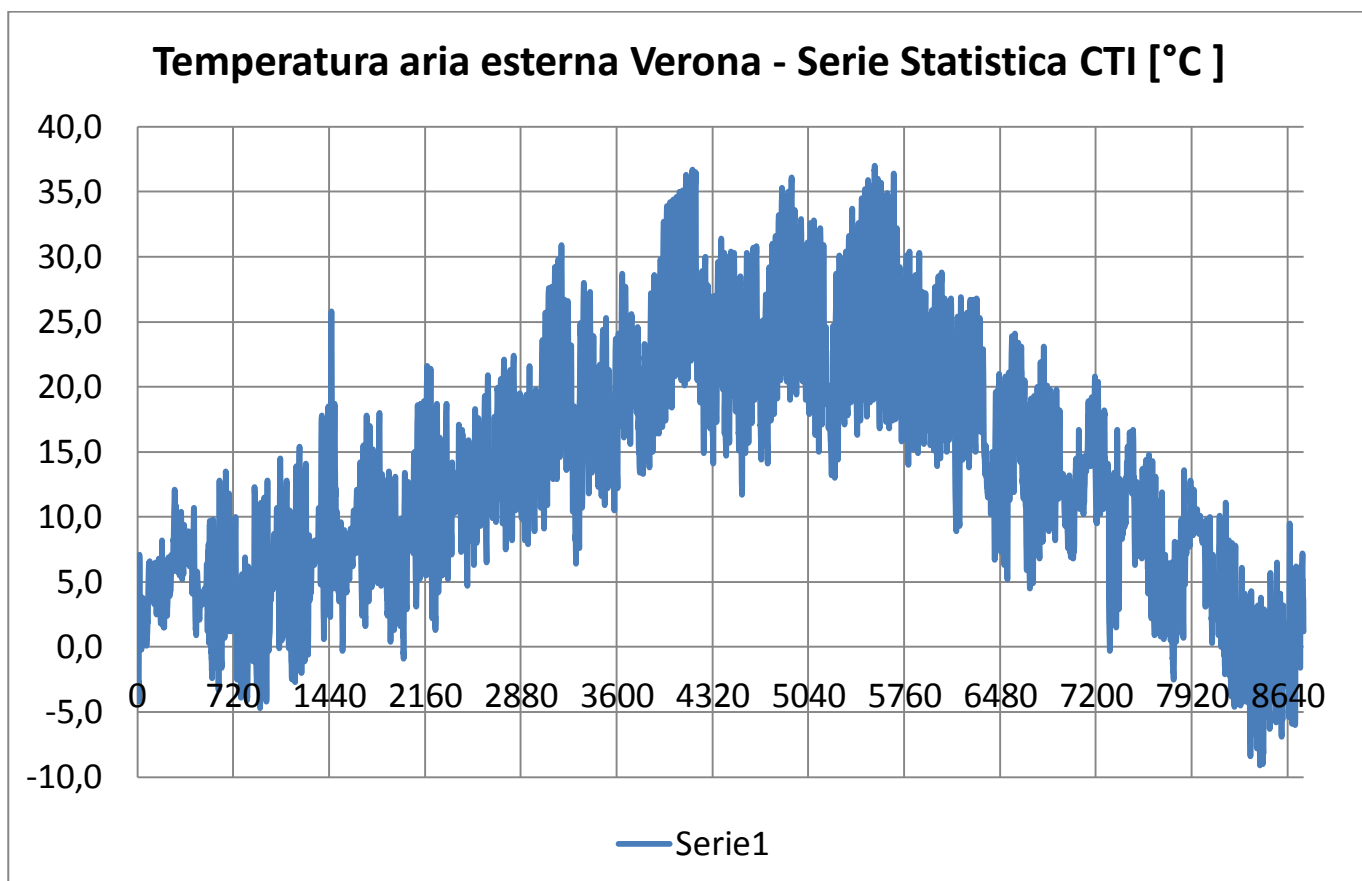


FIGURA 12.1 : ANDAMENTO TEMPERATURA ARIA ESTERNA – VERONA

Il calcolo considera naturalmente gli apporti interni dati dalla presenza dei maiali, ipotizzati pari a 15 W/m², vista la densità e il peso dei maiali. Il calcolo dei fabbisogni energetici porta ad un valore di energia termica utile da fornire pari annualmente a circa 80.000 kWh/anno, con una potenza di picco di circa 58 kW_t.

I fabbisogni energetici di energia termica per i tre utilizzi descritti sono riportati mensilmente nel grafico di Figura 12.2.

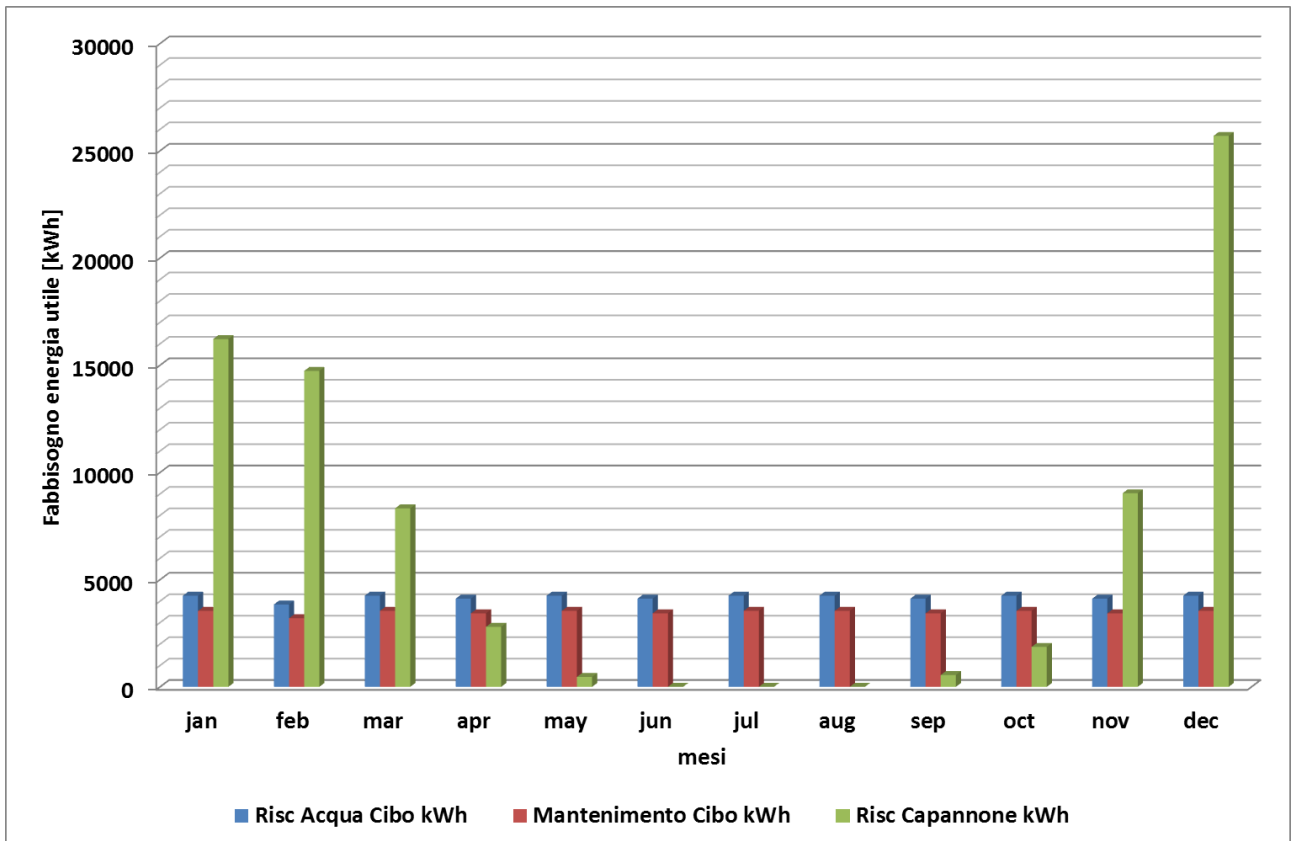


FIGURA 12.2 : FABBISOGNI DI ENERGIA TERMICA COPERTI DAL COGENERATORE

Considerando l'energia termica nominale recuperabile corrispondente ad un funzionamento del motore di 8000 ore/anno proporzionalmente distribuita nei 12 mesi dell'anno, il fattore di utilizzo annuale complessivo (rapporto fra calore utile recuperato e calore massimo recuperabile) è pari a circa l'11%.

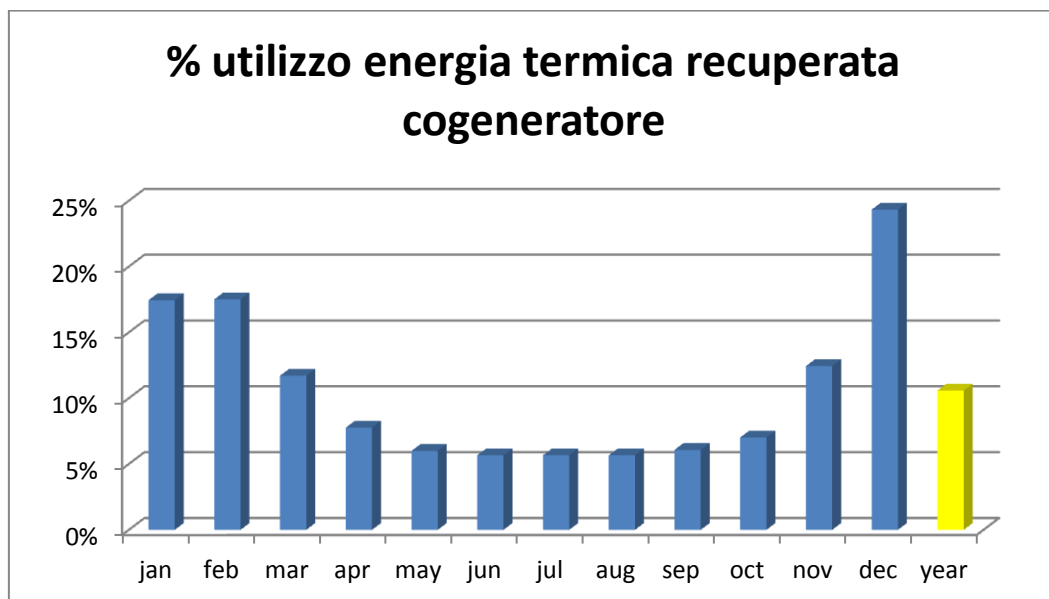


FIGURA 12.3 : PERCENTUALE DI CALORE UTILE RECUPERATO SUL TOTALE RECUPERABILE

Si sottolinea che oltre agli utilizzi descritti è intenzione della proprietà utilizzare l'energia termica recuperata dal circuito del fluido organico e dai fumi anche per servire un piccolo essiccatoio a colonna per cereali che per 2 mesi all'anno comporterebbe un utilizzo del 100% dell'energia termica recuperabile.

Cogenerazione ad alto rendimento: quadro normativo - verifica dei requisiti

La normativa relativa agli impianti di cogenerazione ha subito recentemente importanti cambiamenti. I provvedimenti di riferimento da citare in proposito sono:

- il D.M. 4 agosto 2011, modalità di riconoscimento della cogenerazione ad alto rendimento (CAR);
- il D.M. 5 settembre 2011, nuovo regime di incentivazione della cogenerazione, ovvero i "titoli di efficienza energetica;
- la nota delle Agenzie delle Dogane n. 75649 del 6 settembre 2011, nuovo regime fiscale sul gas naturale impiegato per la cogenerazione.

I due Decreti citati costituiscono l'attuazione del D.lgs 8 febbraio 2007 n. 20 "Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE".

Innanzitutto è opportuno ricordare le definizioni di piccola e micro-cogenerazione:

- unità di piccola cogenerazione: un'unità di cogenerazione con una capacità di generazione installata inferiore a 1 MWe; l'impianto in oggetto rientra all'interno di questa categoria (potenza elettrica 150 kWe)
- unità di microcogenerazione: un'unità di cogenerazione con una capacità di generazione massima inferiore a 50 kWe.

Definizione di cogenerazione e di cogenerazione ad alto rendimento

L'attuale quadro normativo è basato sul Decreto interministeriale del 4 agosto 2011 che sostituisce e integra precedenti disposizioni in materia di cogenerazione. Il Decreto individua le tecnologie di cogenerazione e definisce la procedura di calcolo della produzione da cogenerazione.

Il rendimento globale di una unità di cogenerazione si determina come segue: l'energia prodotta dalla unità di cogenerazione E_p (somma dell'energia elettrica, dell'energia meccanica e del calore utile) nell'anno solare, divisa per l'energia di alimentazione consumata dalla unità di cogenerazione E_c nello stesso periodo.

$$\eta_g = \frac{E_{\text{prodotta dall'unità di cogenerazione (elettrica, meccanica, calore utile)}}}{E_{\text{consumata dall'unità stessa}}}$$

Il calcolo del rendimento globale deve basarsi sui valori di esercizio della unità di cogenerazione specifica, misurati nel periodo. Per le sole sezioni di micro cogenerazione, è consentito sostituire la misura della quantità di **calore utile** con una stima della stessa quantità.

Esempi di **calore utile** sono i seguenti:

- calore utilizzato in processi industriali;
- calore utilizzato per il riscaldamento o il raffreddamento di ambienti;
- i gas di scarico di un processo di cogenerazione utilizzati direttamente per essiccare.

Non è considerato come calore utile il calore disperso nell'ambiente senza alcun impiego.

Esempi di calore non utile sono:

- il calore disperso da camini e tubi di scappamento;
- il calore dissipato in condensatori o altri dispositivi di smaltimento;
- il calore utilizzato per il funzionamento dell'impianto di cogenerazione (ad esempio, per il riscaldamento dell'acqua di alimentazione di caldaie a recupero di calore).

Se l'energia termica viene utilizzata sotto forma di acqua calda, il calore di ritorno verso l'impianto di cogenerazione non è considerato come calore utile, e va quindi escluso dal calcolo degli indici energetici. Se l'energia termica viene utilizzata sotto forma di vapore, il calore contenuto nella condensa di ritorno verso l'impianto di cogenerazione è considerato calore utile, e può quindi essere incluso nel calcolo degli indici energetici.

Nel calcolo del risparmio di energia primaria, i valori misurati della produzione di energia elettrica e di calore utile possono essere portati in conto interamente se il rendimento globale della unità di cogenerazione è pari o superiore:

- all'80% per le sezioni con turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore e per le sezioni con turbina di condensazione a estrazione di vapore;
- al 75% per tutti gli altri tipi di unità di cogenerazione.

Se il rendimento globale della unità di cogenerazione è inferiore a detti valori di soglia, si assume che vi sia produzione di energia elettrica non in cogenerazione.

Per la parte con cogenerazione, l'operatore dell'impianto rileva, per tutto il periodo di riferimento, il diagramma di carico del calore (domanda di calore utile in funzione del tempo) ed individua gli eventuali periodi in cui la unità di cogenerazione funziona in cogenerazione. Per ciascuno di tali periodi, l'operatore misura la **produzione reale di calore utile HCHP** e di **energia elettrica ECHP** della unità di cogenerazione. Con questi dati determina il "rapporto energia/calore" effettivo (Ceff).

$$C_{\text{eff}} = \frac{H_{\text{CHP}}}{E_{\text{CHP}}}$$

Il rapporto C_{eff} consente all'operatore di calcolare quale parte dell'energia elettrica misurata nel periodo di riferimento è riconosciuta come energia elettrica cogenerata. A questo fine, l'operatore calcola il prodotto $H_{\text{CHP}} \times C_{\text{eff}}$ e lo confronta con la produzione elettrica totale E_t dell'impianto nel periodo di riferimento. Il minore tra tali due valori è assunto pari all'energia elettrica cogenerata E_{CHP} .

$$E_{\text{CHP}} = \min(E_t, H_{\text{CHP}} \times C_{\text{eff}})$$

Il risparmio di energia primaria PES (Primary Energy Saving) fornito dalla produzione mediante cogenerazione è calcolato secondo la seguente formula:

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{\text{CHP } H\eta}{\text{Ref } H\eta} + \frac{\text{CHP } E\eta}{\text{Ref } E\eta}} \right) \times 100\%$$

$\text{CHP } H\eta$ è il rendimento termico della produzione mediante cogenerazione, definito come la quantità annua di calore utile divisa per l'energia contenuta nell'intero combustibile di alimentazione, impiegato per produrre sia il calore utile che l'energia elettrica da cogenerazione.

- **Ref $H\eta$** è il valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di calore.
- **CHP $E\eta$** è il rendimento elettrico della produzione mediante cogenerazione, definito come energia elettrica annua da cogenerazione divisa per l'energia contenuta nell'intero combustibile di alimentazione, impiegato per produrre sia il calore utile che l'energia elettrica da cogenerazione.
- **Ref $E\eta$** è il valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica

La qualifica di impianto di cogenerazione ad alto rendimento è ottenuta se soddisfano i seguenti criteri:

- per unità non di piccola cogenerazione, la produzione mediante cogenerazione delle unità di cogenerazione fornisce un risparmio di energia primaria PES pari almeno al 10 %;

- la produzione mediante unità di piccola cogenerazione e di microcogenerazione che forniscono un risparmio di energia primaria (di qualsiasi entità) è assimilata alla cogenerazione ad alto rendimento.

Pertanto ai sensi della normativa vigente l'impianto in oggetto, con potenza elettrica 150 kWe risulta utilizzando il calore per gli utilizzi descritti operante in assetto cogenerativo e soddisfa la definizione di cogenerazione ad alto rendimento ai sensi della normativa vigente.

CONTROLLO DELLE EMISSIONI - SISTEMA DI ABBATTIMENTO NO_x

Per il controllo delle emissioni, verrà adottato un sistema di abbattimento di NO_x - con catalizzatore SCR - (Selective Catalytic Reduction). Oltre al rispetto dei limiti dettati dalle prescrizioni della Regione Veneto, si punta ad ottenere anche il premio previsto per le ridotte emissioni dell'impianto, che incrementa la tariffa incentivante di 30 €/MWh. Per la Regione Veneto il limite di emissione di NO_x è di 500 mg/Nmc.

Livelli di emissioni e abbattimento

Il tenore di ossigeno negli effluenti di riferimento quale è l'impianto in oggetto, al 5% O₂ come richiesto dall'Unità complessa tutela atmosfera.

Si procede quindi ad un sostanzioso e oneroso dimensionamento dell'abbattitore, che comprende il catalizzatore per NO_x installato immediatamente a valle della caldaia, prima dell'eventuale recuperatore di calore

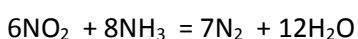
Abbattimento NO_x

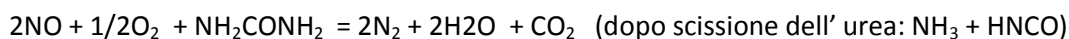
La riduzione catalitica selettiva (Selective Catalytic Reduction –SCR) degli NO_x elimina NO ed NO₂ dai gas di scarico trasformandoli in composti ambientalmente inerti: azoto e vapore acqueo;

E' la tecnologia a minor impatto ambientale perché non genera effluenti liquidi, non immette in atmosfera sostanze diverse da quelle ivi presenti e non richiede l'impiego di reagenti pericolosi.

Il processo si attiva con apporto di ammoniaca, in soluzione acquosa al 25%, o sotto forma di urea, in soluzione acquosa al 40%, che è stata scelta perché comporta uno stoccaggio con meno problematiche, in particolare di sicurezza.

Esso si basa sulle seguenti reazioni chimiche nel caso di ammoniaca dosata direttamente (1) e (2) o ricavata da una soluzione di urea (3):





Il processo avviene in condizioni ottimali fra 250 e 480°C, un controllo previene l' iniezione di urea per $T < 260$ °C; ed è attivato dal pentossido di vanadio (V_2O_5), agente catalizzante, contenuto, secondo la tecnologia più moderna, in modo omogeneo nella massa del catalizzatore a supporto ceramico a nido d'ape coestruso (non ricoperto).

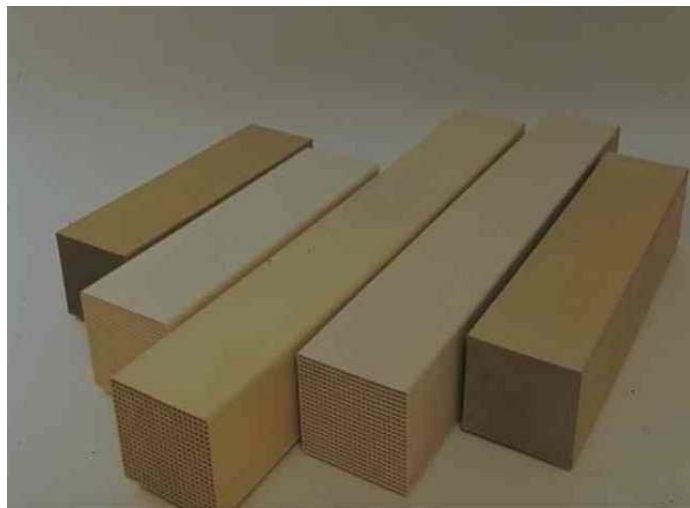


FIGURA 12.4 : ELEMENTI CATALIZZATORI

Le reazioni chimiche sopra esposte sono esotermiche e si ha un incremento di temperatura dei gas di scarico di pochi °C.

Per impianti di taglia uguale a quello in oggetto, l' iniezione di urea viene usualmente regolata in funzione del carico della caldaia. Nel caso in oggetto, dovendo limitare l' ammoniaca residua allo scarico, l' iniezione di urea è regolata in funzione di un segnale di NO a valle del catalizzatore, rilevato da uno strumento a cella elettrochimica posto sul camino.

Il processo avviene senza additivi chimici e non richiede sistemi di controllo. L' esaurimento del catalizzatore è rilevabile dalla lettura in continuo delle emissioni. La tecnologia di produzione dei catalizzatori è di elevata qualità e consente di garantire gli elementi catalizzatori NO_x per 16000 ore di funzionamento. La vita attesa, come confermato dall' esperienza operativa, è comunque maggiore.

Gli elementi catalizzatori sono contenuti all' interno di uno stesso reattore: i gas di scarico incontrano per prima cosa gli strati di catalizzatore per NO_x ; Il reattore è preceduto da un mixer in cui la soluzione acquosa di urea viene nebulizzata e l' ammoniaca vaporizza.

CAPITOLO 13 : NORMATIVA E REGOLAMENTAZIONE IMPIANTI A BIOMASSE, ACCESSO AGLI INCENTIVI E PROCEDURE AUTORIZZATIVE

DIRETTIVE EUROPEE

Direttiva 2001/77/CE

La Direttiva 2001/77/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 settembre 2001, riguarda per la prima volta sotto un'ottica europea, la promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità. Si individuano infatti molte delle linee guida poi recepite dagli stati membri, a seconda del livello di autonomia e fonti di energia rinnovabili (chiamate in seguito nel capitolo FER). Si può pensare anche alla direttiva che ha dato un avvio fondamentale all'applicazione delle fonti di energia rinnovabile e alla loro incentivazione.

Recepimento direttiva : Gazzetta ufficiale n. L 283 del 27/10/2001 pag. 0033 - 0040

Sostanzialmente la direttiva afferma che "**Il potenziale di sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili è attualmente sottoutilizzato** nella Comunità. Quest'ultima riconosce la **necessità di promuovere in via prioritaria le fonti energetiche rinnovabili**. La promozione dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili è un **obiettivo altamente prioritario** a livello della Comunità, come illustrato nel Libro bianco sulle fonti energetiche rinnovabili, **per motivi di sicurezza e diversificazione dell'approvvigionamento energetico**, protezione dell'ambiente e coesione economica e sociale. (...)"

"Il maggiore uso di elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili è una parte importante del pacchetto di **misure necessarie per conformarsi al protocollo di Kyoto** (...).Il Consiglio e il Parlamento europeo hanno invitato la Commissione a presentare una proposta concreta concernente un **quadro comunitario sull'accesso al mercato interno dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili**. Inoltre il Parlamento europeo, nella risoluzione del 30 marzo 2000 sull'elettricità proveniente da fonti energetiche rinnovabili e il mercato interno dell'elettricità(8), ha sottolineato che per ottenere risultati e conseguire gli obiettivi comunitari sono essenziali **obiettivi vincolanti e ambiziosi in materia di fonti energetiche rinnovabili** a livello nazionale e a stabilire **obiettivi indicativi nazionali di consumo di elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili** " compatibilmente con gli impegni assunti nel Protocollo di Kyoto, **l'obiettivo indicativo globale del 12 % del consumo interno lordo di energia nel 2010**.

Viene istituita anche una **garanzia di origine** per l'energia prodotta da FER, per facilitare la scelta dei consumatori e la trasparenza dei sistemi di produzione, senza per confondere la garanzia d'origine con gli eventuali certificati verdi scambiabili.

Si focalizza quindi sui possibili **meccanismi di sostegno delle FER a livello nazionale** (certificati verdi, aiuti agli investimenti, esenzioni o sgravi fiscali, restituzioni d'imposta e regimi di sostegno diretto dei prezzi), sulla necessità di istituzione di un quadro legislativo per il mercato delle fonti energetiche rinnovabili.

Inoltre si garantisce l'assoluta oggettività, trasparenza e non discriminatorietà dei costi per la connessione di nuovi produttori di elettricità prodotta da FER .

Per quanto riguarda l'Italia, la quota percentuale FER prevista nel 2001 per il 2010 è stato fissato al 25%, rivalutato al 22% come massimo raggiungibile con un consumo interno lordo di elettricità di 340 TWh.

Direttiva 2009/28/CE

La direttiva seguente ha ridimensionato notevolmente la quota di energia da FER sul consumo finale al 17%, da raggiungere nel 2020. Le quote sono ponderate rispetto all'obiettivo complessivo comunitario del 20 % in obiettivi individuali per ogni Stato membro, tenendo conto della diversa situazione di partenza sulla e sulla base di un adeguamento ponderato in funzione del rispettivo PIL, tenendo conto della situazione di partenza e dell'impegno precedente.

Inoltre ha introdotto il concetto di *efficienza energetica*, introducendo un capitolo importante della gestione, produzione e consumo dell'energia, concetto che però esula dall'argomento della tesi.

Implementazione della direttiva 2009/28/CE, è il Decreto Ministeriale del 15 marzo 2012, il quale introduce il concetto di **burden sharing**, ovvero stabilisce la quota regionale di energia da FER e utilizzo di biocombustibili nel campo dei trasporti. Per la Regione Veneto il quadro di riferimento ottenuto con anno iniziale di riferimento l'anno immediatamente antecedente l'applicazione del decreto legislativo 28/2011.

Obiettivo regionale per l'anno [%]						
Regione	Anno iniziale di riferimento	2012	2014	2016	2018	2020
Veneto	3,4	5,6	6,5	7,4	8,7	10,3

TABELLA 13.1 : TRAIETTORIA DEGLI OBIETTIVI REGIONALI

Regione	Consumi elettrici [ktep]	Consumi non elettrici [ktep]	Totale [ktep]
Veneto	2.830	9.850	12.679

TABELLA 13.2 : CONSUMI FINALI LORDI REGIONALI ALL'ANNO INIZIALE

Regione	Consumi FER - E [ktep]	Consumi FER - C [ktep]	Totale [ktep]
Veneto	357	75	432

TABELLA 13.3 : CONSUMI REGIONALI DA FONTI RINNOVABILI ALL'ANNO INIZIALE DI RIFERIMENTO

Decreto Legislativo 387/03: "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da FER nel mercato interno dell'elettricità"

Per quanto riguarda esclusivamente l'impianto a biomasse oggetto di questa Tesi, ci si riferisce al comma e, art.2 : impianti di microgenerazione: impianti per la produzione di energia elettrica con capacità di generazione non superiore ad un MW elettrico, alimentati da fonti energetiche rinnovabili non fossili (biomasse). In questo decreto legislativo, recepimento della direttiva europea, vengono inserite alcune norme riguardanti la promozione della ricerca e diffusione delle fonti rinnovabili, la ricerca per lo sviluppo e l'industrializzazione di impianti, nel limite massimo complessivo di 50 MW, per la produzione di energia elettrica dalle fonti rinnovabili non fossili, inclusi gli impianti di microgenerazione per applicazioni nel settore agricolo, nelle piccole reti isolate e nelle aree montane. (L'impianto in questione è di microgenerazione).

Vengono anche scritte le linee guida per le procedure autorizzative, atte a razionalizzare e semplificare l'autorizzazione. Testualmente, nell' articolo 2 comma 3 e 4 si dice che:

"La costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, come definiti dalla normativa vigente, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi, **sono soggetti ad una autorizzazione unica, rilasciata dalla regione o altro soggetto istituzionale delegato dalla regione**, nel rispetto delle normative vigenti in materia di tutela dell'ambiente, di tutela del paesaggio e del patrimonio storico-artistico. A tal fine **la Conferenza dei servizi e' convocata dalla regione entro trenta giorni dal ricevimento della domanda di autorizzazione.** (omiss.)".

"L'autorizzazione di cui al comma 3 e' rilasciata a seguito di **un procedimento unico, al quale partecipano tutte le Amministrazioni interessate**, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità stabilite dalla legge 7 agosto 1990, n. 241, e successive modificazioni e integrazioni. **Il rilascio dell'autorizzazione costituisce titolo a costruire ed esercire l'impianto in conformità al progetto approvato e deve contenere, in ogni caso, l'obbligo alla rimessa in pristino dello stato dei luoghi a carico del soggetto esercente a seguito della dismissione dell'impianto.** Il termine massimo per la conclusione del procedimento di cui al presente comma non può comunque essere superiore a centottanta giorni"

Quest'ultimo comma introduce l'obbligo di rimessa dei luoghi al termine dell'esercizio dell'impianto, più semplicemente obbliga il produttore a stipulare una fidejussione bancaria con la quale garantisce il completo smantellamento dell'impianto a fine vita.

Il decreto poi prosegue con le specifiche riguardanti il mercato elettrico, l'articolo 13 comma 3 dice che per quanto **concerne l'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza inferiore a 10 MVA e' ritirata, su richiesta del produttore, dal gestore di rete** alla quale l'impianto e' collegato. L'Autorità per l'energia elettrica ed il gas determina le modalità per il ritiro dell'energia elettrica di cui al presente comma facendo riferimento a condizioni economiche di mercato, rimandando di fatto ad attuazioni seguenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Inoltre si stabilisce che Il periodo di riconoscimento dei certificati verdi e' fissato in otto anni, al netto dei periodi di fermata degli impianti causati da eventi calamitosi dichiarati tali dalle autorità competenti, prolungabile con il rilascio di certificati verdi su una quota di energia , esclusi gli impianti che hanno beneficiato degli incentivi pubblici in conto capitale.

Decreto Legislativo 28/11 Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.

Il decreto 28/11 ribadisce che la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia da conseguire nel 2020 è pari a 17 per cento.

Dal titolo II, capo I, vengono disciplinate le autorizzazione e le procedure amministrative, proposte come "speciali procedure amministrative semplificate, accelerate, proporzionate e adeguate, sulla base delle specifiche caratteristiche di ogni singola applicazione".

Di seguito si dettano le linee guida per le procedure abilitative, introdotte dal D.Lgs 387/03 di cui sopra.

"Il proprietario dell'immobile o chi abbia la disponibilità sugli immobili interessati dall'impianto e dalle opere connesse presenta al Comune, mediante mezzo cartaceo o in via telematica, **almeno trenta giorni prima dell'effettivo inizio dei lavori, una dichiarazione accompagnata da una dettagliata relazione a firma di un progettista abilitato e dagli opportuni elaborati progettuali**, che attesti la compatibilità del progetto con gli strumenti urbanistici approvati e i regolamenti edilizi vigenti e la non contrarietà agli strumenti urbanistici adottati, nonché il rispetto delle norme di sicurezza e di quelle igienico-sanitarie. " Di fatto si obbliga al produttore proprietario dell' impianto a richiedere, tramite professionisti abilitati, autorizzazioni di costruzione edilizia all'autorità competente nel territorio (spesso gli Uffici Tecnici del Comune in cui si costruisce), meglio noti come DIA (Dichiarazione di Inizio Attività Edilizia) o una SCIA (Segnalazione Certificata di Inizio Attività), nel caso in cui l'impianto non abbia particolari complicazioni.

Nel caso in cui ci fossero complicazioni dettate da vincoli o dalla potenza erogata dall'impianto, ci si dovrà riferire ad autorizzazioni più complesse, come nel caso dell'impianto in questione.

"La realizzazione dell'intervento deve essere completata entro tre anni dal perfezionamento della procedura abilitativa semplificata realizzazione della parte non ultimata dell'intervento è subordinata a nuova dichiarazione. L'interessato è comunque tenuto a comunicare al Comune la data di ultimazione dei lavori"

"**Ultimato l'intervento**, il progettista o un tecnico abilitato rilascia un **certificato di collaudo finale**, che deve essere trasmesso al Comune, con il quale si attesta la **conformità dell'opera al progetto** presentato con la dichiarazione, nonché ricevuta dell'avvenuta presentazione della **variazione catastale** conseguente alle opere realizzate ovvero dichiarazione che le stesse non hanno comportato modificazioni del classamento catastale".

Il CAPO II - REGIMI DI SOSTEGNO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI , specifica nell' Art. 24 (Meccanismi di incentivazione), per quanto riguarda l'impianto in questione, a biomasse e di nuova costruzione, i riferimenti normativi affermano che "l'incentivo ha lo scopo di assicurare una **equa remunerazione dei costi di investimento ed esercizio**", che "**il periodo di diritto all'incentivo è pari alla vita media utile convenzionale** delle specifiche tipologie di impianto e decorre dalla data di entrata in esercizio dello stesso", che "**l'incentivo resta costante** per tutto il periodo di diritto e può tener conto del valore economico dell'energia prodotta", "**gli incentivi sono assegnati tramite contratti di diritto privato fra il GSE e il soggetto responsabile dell'impianto**, sulla base di un contratto-tipo definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas", che "per biogas, biomasse e bioliquidi sostenibili l'incentivo tiene conto della tracciabilità e della provenienza della materia prima". In questo caso l'incentivo è finalizzato a **promuovere l'uso efficiente** di rifiuti e sottoprodotti, di biogas da reflui zootecnici o da **sottoprodotti delle attività agricole**, agro-alimentari, agroindustriali, di allevamento e forestali, di prodotti ottenuti da coltivazioni dedicate non alimentari, nonché di **biomasse** e bioliquidi sostenibili e biogas **da filiere corte**, contratti quadri e da intese di filiera; la realizzazione di impianti operanti in cogenerazione; **la realizzazione e l'esercizio, da parte di imprenditori agricoli, di impianti alimentati da biomasse e biogas asserviti alle attività agricole**, in particolare di micro e minicogenerazione.

Tali incentivi però non sono cumulabili con altri incentivi pubblici tranne le seguenti disposizioni:

- l'accesso a fondi di garanzia e fondi di rotazione;
- altri incentivi pubblici non eccedenti il 40 per cento del costo dell'investimento, nel caso di impianti di potenza elettrica fino a 200 kW;

- per i soli impianti di potenza elettrica fino a 1 MW, di proprietà di aziende agricole o gestiti in connessione con aziende agricole, agro-alimentari, di allevamento e forestali, alimentati da biogas, biomasse e bioliquidi sostenibili, a decorrere dall'entrata in esercizio commerciale, con altri incentivi pubblici non eccedenti il 40% del costo dell'investimento;

Per quanto riguarda i requisiti le specifiche tecniche degli impianti, si fa riferimento all'ALLEGATO 2, il quale afferma che l'efficienza di conversione non deve essere inferiore all' 85%. Nel comma 2 si specifica che: "Per le biomasse utilizzate in forma di pellet o cippato ai fini dell'accesso agli incentivi statali, a decorrere da un anno dalla data di entrata in vigore del presente decreto legislativo, è richiesta la conformità alle classi di qualità A1 e A2 indicate nelle norme UNI EN 14961-2 per il pellet e UNI EN 14961- 4 per il cippato".

D.M. 10-9-2010 - Ministero dello sviluppo economico **Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili.**

Da questo decreto ministeriale, si ricavano le modalità di autorizzazione dell'impianto in questione, che ricordiamo essere: Alimentato a biomassa di provenienza mista, quale stocco di mais proveniente da colture agricole e cippato misto proveniente da silvicoltura; Potenza elettrica lorda prodotta 150 kW, Potenza Termica in ingresso >1MW, soggetta a vincolo paesaggistico. Il regime giuridico in cui ricade questo tipo di impianto, è quello identificato dalla PARTE II del D.M. come al punto 12.4: " Sono realizzabili mediante denuncia di inizio attività:a) impianti di generazione elettrica alimentati da biomasse, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas non ricadenti fra quelli di cui al operanti in assetto cogenerativo; o aventi una capacità di generazione massima inferiore a 1.000 kWe (piccola cogenerazione) ovvero a 3.000 kWt."

Nella Parte III, si fa riferimento al PROCEDIMENTO UNICO, ovvero ai "Contenuti minimi dell'istanza per l'autorizzazione unica", come al comma 13. In questa parte si descrivono tutti i documenti da redarre per l'istanza dell'autorizzazione unica:

- **progetto definitivo dell'iniziativa**, comprensivo delle **opere per la connessione alla rete**, delle altre infrastrutture indispensabili previste, della **dismissione dell'impianto** e del **ripristino dello stato dei luoghi**.
- **relazione tecnica**, inclusa nel progetto definitivo, che indica, in particolare: i **dati generali del proponente** comprendenti, nel caso di impresa, **copia di certificato camerale**; la descrizione delle **caratteristiche della fonte utilizzata**, con l'analisi della **producibilità attesa**, ovvero delle modalità di **approvvigionamento** e, per le biomasse, anche **la provenienza della risorsa utilizzata**; la **descrizione dell'intervento**, delle **fasi**, dei **tempi** e delle **modalità di esecuzione dei complessivi lavori** previsti, del **piano di dismissione degli impianti e di ripristino dello stato** dei luoghi; una **stima dei costi di dismissione dell'impianto e di ripristino dello stato** dei luoghi.
- **documentazione** da cui risulti la **disponibilità dell'area** su cui realizzare l'impianto e delle opere connesse, comprovata da titolo idoneo alla costruzione dell'impianto e delle opere connesse, ovvero, **nel caso in cui sia necessaria, la richiesta di dichiarazione di pubblica utilità delle opere connesse** e di apposizione del vincolo preordinato all'esproprio, corredata dalla **documentazione riportante l'estensione, i confini ed i dati catastali delle aree interessate ed il piano particellare**; tale documentazione è aggiornata a cura del proponente nel caso il progetto subisca modifiche durante la fase istruttoria;

- **preventivo per la connessione** redatto dal gestore della rete elettrica nazionale o della rete di distribuzione, **esplicitamente accettato dal proponente**; al preventivo sono allegati gli **elaborati necessari al rilascio dell'autorizzazione** degli impianti di rete per la connessione, predisposti dal gestore di rete competente, nonché gli **elaborati relativi agli eventuali impianti di utenza per la connessione**, predisposti dal proponente. Entrambi i predetti elaborati sono comprensivi di **tutti gli schemi utili alla definizione della connessione**;
- **certificato di destinazione urbanistica ed estratto dei mappali e delle norme d'uso del piano paesaggistico regionale** in riferimento alle aree interessate dall'intervento nonché, ove prescritta, la relazione paesaggistica di cui al D.P.C.M. 12 dicembre 2005 (riferimento normativo non presente in questa relazione)
- ove prescritta, documentazione prevista dal D.Lgs. n. 4/2008, per la verifica di assoggettabilità alla **valutazione di impatto ambientale**, ovvero per la valutazione di impatto ambientale e la **valutazione di incidenza (non prevista)**
- **ricevuta di pagamento degli oneri istruttori**, ove previsti
- **impegno alla corresponsione** all'atto di avvio dei lavori di una **cauzione a garanzia della esecuzione degli interventi di dismissione e delle opere di messa in pristino**, da versare a favore dell'amministrazione procedente mediante **fideiussione bancaria o assicurativa secondo l'importo stabilito in via generale dalle Regioni o dalle Province delegate** in proporzione al valore delle opere di rimessa in pristino o delle misure di reinserimento o recupero ambientale; la cauzione è stabilita in favore dell'amministrazione che sarà tenuta ad eseguire le opere di rimessa in pristino o le misure di reinserimento o recupero ambientale in luogo del soggetto inadempiente (...);
- nel caso in cui il preventivo per la connessione comprenda una **stazione di raccolta potenzialmente asservibile a più impianti e le opere in esso individuate siano soggette a valutazione di impatto ambientale**, la relazione che il gestore di rete rende disponibile al produttore, redatta sulla base delle richieste di connessione di impianti ricevute dall'azienda in riferimento all'area in cui è prevista la localizzazione dell'impianto, comprensiva dell'istruttoria di cui al punto 3.1, corredata dei dati e delle informazioni utilizzati, da cui devono risultare, oltre alle alternative progettuali di massima e le motivazioni di carattere elettrico, le considerazioni operate al fine di **ridurre l'estensione complessiva e contenere l'impatto ambientale delle infrastrutture di rete**;

- **copia della comunicazione effettuata alla Soprintendenza.** Nei casi in cui l'impianto non ricada in zona sottoposta a tutela della Soprintendenza ai sensi del D.Lgs. n. 42 del 2004, il proponente effettua una comunicazione alle competenti Soprintendenze per verificare la sussistenza di procedimenti di tutela ovvero di procedure di accertamento della sussistenza di beni archeologici, in itinere alla data di presentazione dell'istanza di autorizzazione unica. Entro 15 giorni dal ricevimento della comunicazione, le soprintendenze informano l'amministrazione procedente circa l'eventuale esito positivo di detta verifica al fine di consentire alla stessa amministrazione altrimenti di convocare alla conferenza di servizi le soprintendenze.

AVVIO E SVOLGIMENTO DEL PROCEDIMENTO UNICO

Il procedimento unico si svolge tramite conferenza di servizi, nell'ambito della quale confluiscono tutti gli apporti amministrativi necessari per la costruzione e l'esercizio dell'impianto, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili. (Regione, Soprintendenze, Consorzi di bonifica, Comune ecc..).

Ci si riferisce all'elenco citato in precedenza come documentazione minima ai fini della procedibilità.

Il procedimento viene avviato sulla base dell'ordine cronologico di presentazione delle istanze di autorizzazione, tenendo conto della data in cui queste sono considerate procedibili ai sensi delle leggi nazionali e regionali di riferimento.

Entro 15 giorni dalla presentazione dell'istanza, l'Amministrazione competente, verificata la completezza formale della documentazione, comunica al richiedente l'avvio del procedimento (ai sensi degli articoli 7 e 8 della legge n. 241 del 1990 e successive modificazioni e integrazioni), o comunica la improcedibilità dell'istanza per carenza della documentazione prescritta; in tal caso il procedimento può essere avviato solo alla data di ricevimento dell'istanza completa. Trascorso detto termine senza che l'amministrazione abbia comunicato l'improcedibilità, il procedimento si intende avviato (silenzio assenso).

Entro trenta giorni dal ricevimento dell'istanza, l'amministrazione convoca la conferenza dei servizi (che si svolge con le modalità di cui agli articoli 14 e seguenti della legge n. 241 del 1990).

Per quanto riguarda la Valutazione di Impatto Ambientale VIA, la verifica di assoggettabilità dell'impianto in questione non è richiesta perché l'impianto ha potenza nominale complessiva inferiore a 1 MW.

Per quanto riguarda la valutazione in materia ambientale e paesaggistica, si deve richiedere la valutazione al Ministero per i beni e del paesaggio solamente in caso in cui l'impianto si trovi in aree sottoposte a tutela.

Entro la data in cui è prevista la riunione conclusiva della conferenza dei servizi, il proponente deve fornire la documentazione atta a dimostrare la disponibilità del suolo su cui è ubicato l'impianto.

Contenuti essenziali dell'autorizzazione unica

L'autorizzazione unica, conforme all'esito dei lavori della conferenza di servizi, **sostituisce a tutti gli effetti ogni autorizzazione, nulla osta o atto di assenso comunque denominato di competenza delle amministrazioni coinvolte.**

L'autorizzazione unica costituisce **titolo a costruire ed esercire l'impianto, le opere connesse e le infrastrutture indispensabili in conformità al progetto approvato** e nei termini ivi previsti nonché, ove occorra, dichiarazione di pubblica utilità, indifferibilità e urgenza delle opere.

Ove occorra, l'autorizzazione unica costituisce di per sé variante allo strumento urbanistico. Gli impianti possono essere ubicati in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici, nel qual caso l'autorizzazione unica non dispone la variante dello strumento urbanistico.

L'autorizzazione include le eventuali prescrizioni per la realizzazione e l'esercizio dell'impianto e definisce le specifiche modalità per l'ottemperanza all'obbligo della rimessa in pristino dello stato dei luoghi a seguito della dismissione dell'impianto.

L'autorizzazione unica prevede un **termine per l'avvio e la conclusione dei lavori** decorsi i quali, salvo proroga, la **stessa perde efficacia.**

Per l'inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio, la Regione Veneto ha recepito con una delibera del consiglio regionale (sezione NORMATIVA REGIONALE) le norme riportate nella parte IV, riguardanti le aree non idonee alla costruzione e all'esercizio di impianti a biomasse.

L'impianto, alimentato da biomasse, di potenza inferiore a 200kW è soggetta al regime edilizio dettato dal DIA, sostituito con la Procedura Abilitativa Semplificata PAS dal decreto n.28 03 marzo 2011 (vedi paragrafo precedente).

L'ente competente del procedimento unico è la Regione Veneto.

Altri riferimenti normativi nazionali

- Legge n. 266/05, articolo 1, comma 423: **la produzione e la cessione di energia elettrica e calorica da fonti rinnovabili agroforestali** da produzioni vegetali provenienti prevalentemente dal fondo , effettuate dagli imprenditori agricoli, costituiscono attività connesse ai sensi dell'art. 2135, terzo

comma, del codice civile e si considerano produttive di **reddito agrario**. (e seguente Legge n. 296/06, art. 1, comma 369)

Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152: Norme in materia ambientale

Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152, parte IV e relativi allegati: Norme in materia di gestione dei rifiuti e di bonifica dei siti inquinati

Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152, parte V e relativi allegati: Norme in materia di tutela dell'aria e di riduzione delle emissioni in atmosfera

Decreto Legislativo 205/10: Disposizioni di attuazione della direttiva 2008/98/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 novembre 2008 relativa ai rifiuti e che abroga alcune direttive

La direttiva quadro sui rifiuti 2008/98/CE, che sostituisce la precedente direttiva 2006/12/CE, è stata recepita con il D.lgs 205/2010, che va a modificare e integrare la normativa rappresentata dalla parte IV del D.lgs 152/06.

Risultano rilevanti ai fini dell'autorizzazione e della gestione degli impianti a biomasse, gli artt. 183 e 185, compresi nella parte IV del codice ambientale (disciplina in materia di rifiuti). All'art. 183 (così come modificato dal D. Lgs. 4/2008 e dal D.Lgs 3 dicembre 2010, n. 205) è previsto che possa essere classificato come **"rifiuto" qualsiasi sostanza od oggetto di cui il detentore si disfi o abbia deciso o abbia l'obbligo di disfarsi**" (su questo aspetto l'art. 184 specifica che l'inclusione nell'allegato D alla parte IV di una sostanza o di un oggetto non significa che esso sia un rifiuto in tutti i casi, ferma restando la definizione di cui all'art. 183), oppure come **"sottoprodotto"** qualsiasi sostanza od oggetto che soddisfi le seguenti condizioni:

- **la sostanza o l'oggetto è originato da un processo di produzione**, di cui costituisce parte integrante, e il cui scopo primario non è la produzione di tale sostanza od oggetto
- **è certo che la sostanza o l'oggetto sarà utilizzato**, nel corso dello stesso o di un successivo processo di produzione o di utilizzazione, **da parte del produttore o di terzi**;
- la sostanza o l'oggetto può essere utilizzato direttamente senza alcun ulteriore trattamento diverso dalla normale pratica industriale;
- l'ulteriore utilizzo è legale, ossia la sostanza o l'oggetto soddisfa, per l'utilizzo specifico, tutti i requisiti pertinenti riguardanti i prodotti e la protezione della salute e dell'ambiente e non porterà a impatti complessivi negativi sull'ambiente o la salute umana.

In aggiunta, l'art. 185 esclude dalla definizione di rifiuto le materie fecali - se non contemplate nella normativa sui sottoprodotti di origine animale – **paglia, sfalci e potature, nonché altro materiale agricolo o forestale naturale non pericoloso utilizzati in agricoltura, nella selvicoltura o per la produzione di energia da tale biomassa mediante processi o metodi che non danneggiano l'ambiente né mettono in pericolo la salute umana.**

Naturalmente a seconda del fatto che le biomasse vengano classificate come rifiuti, sottoprodotti, o esclusi dal campo di applicazione della normativa sui rifiuti, **mutano considerevolmente le condizioni di autorizzazione e gestione dell'impianto.** Nel caso ad esempio della combustione di biomasse da rifiuti, cambia la natura dell'autorizzazione, che diventa decisamente più complessa rispetto all'Autorizzazione Unica semplificata basata sul D. Lgs. 387/2003 per la combustione di sottoprodotti e conseguente anche i limiti sulle emissioni.

L'autorizzazione alle emissioni in atmosfera

La parte V, modificata da ultimo dal d.lgs. 128/10, prescrive **le modalità di autorizzazione alle emissioni in atmosfera** (art. 269) di tutti gli impianti che producono emissioni, tra cui gli impianti a biomasse, fatta eccezione per gli impianti di combustione dei rifiuti, regolati a parte dal D. Lgs. 133/2005. Tale autorizzazione **dura 15 anni** e stabilisce come devono essere **gestite le emissioni** (convogliamento, contenimento, metodi di campionamento e di analisi ecc.).

Rispetto agli impianti a biomasse, biogas e bioliquidi sono **esonerati dall'autorizzazione alle emissioni** i seguenti impianti (Parte I dell'allegato IV della parte V del d.lgs. 152/06):

- **Impianti di combustione**, compresi i gruppi elettrogeni e i gruppi elettrogeni di cogenerazione, di potenza termica nominale **pari o inferiore a 1 MW**, alimentati a biomasse di cui all'allegato X alla parte quinta del presente decreto, e di potenza termica inferiore a 1 MW, alimentati a gasolio, come tale o in emulsione, o a biodiesel; (non è il caso dell'impianto, perché la potenza termica in ingresso supera il MW)
- Impianti di combustione, compresi i gruppi elettrogeni e i gruppi elettrogeni di cogenerazione, alimentati a biogas di cui all'allegato X alla parte quinta del presente decreto, di potenza termica nominale inferiore o uguale a 3 MW;
- Impianti di combustione alimentati ad olio combustibile, come tale o in emulsione, di potenza termica nominale inferiore a 0,3 MW.

L'art. 293 disciplina poi i combustibili consentiti attraverso il rimando all'allegato X alla parte V. In particolare, nella sezione 4 della parte 2 di tale allegato vengono definite **le biomasse combustibili consentite, per combustione diretta, oppure con pirolisi o gassificazione:**

- Materiale vegetale prodotto da coltivazioni dedicate;
- Materiale vegetale prodotto da trattamento esclusivamente meccanico, lavaggio con acqua o essiccazione di coltivazioni agricole non dedicate;
- Materiale vegetale prodotto da interventi silvicolture, da manutenzione forestale e da potatura;
- Materiale vegetale prodotto dalla lavorazione esclusivamente meccanica e dal trattamento con aria, vapore o acqua anche surriscaldata di legno vergine e costituito da cortecce, segatura, trucioli, chips, refili e tondelli di legno vergine, granulati e cascami di legno vergine, granulati e cascami di sughero vergine, tondelli, non contaminati da inquinanti;
- Materiale vegetale prodotto da trattamento esclusivamente meccanico, lavaggio con acqua o essiccazione di prodotti agricoli; come sansa di oliva disoleata oppure liquor nero trattato ottenuto nelle cartiere dalle operazioni di lisciviazione del legno

Salvo il caso in cui i suddetti materiali derivino da processi direttamente destinati alla loro produzione o ricadano nelle esclusioni dal campo di applicazione della parte quarta del d.lgs. 152/06, la possibilità di utilizzare tali biomasse è subordinata alla sussistenza dei requisiti previsti per i sottoprodotti.

Le condizioni attualmente indispensabili per l'uso in campo della biomassa in generale (senza sconfinare nell'ambito del recupero rifiuti che è un'operazione soggetta a specifica autorizzazione) sono:

- **l'assenza di biomasse in ingresso al digestore classificabili come rifiuti;**
- **l'inquadramento dell'attività di trasformazione energetica delle biomasse come attività agricola "connessa"** (ai sensi dell'articolo 2135, comma 3 del codice civile e di quanto stabilito dalle Finanziarie 2006 e 2007);
- l'assenza di trattamenti e trasformazioni merceologiche o qualitative della biomassa (o delle sue frazioni separate solida/liquida) che non possano essere ricondotte alla normale pratica industriale prima dell'utilizzo in campo.

Infatti nel caso in cui **la biomassa venga classificata come CER** (come per esempio accade per la pollina), quindi come rifiuto, **la normativa prevede gravi conseguenze gestionali ed economiche** (dovute principalmente al trattamento e allo smaltimento del rifiuto).

Il problema principale delle **biomasse classificate come rifiuto è che la normativa è spesso disomogenea e variabile a interpretazioni tra gli Enti Locali** preposti alla concessione delle necessarie autorizzazioni. In attesa di un atto normativo unico, ci sono alcune criticità relative alla classificazione e gestione della pollina (deiezione da allevamenti avicoli) che può essere utilizzata in impianti energetici di combustione o gassificazione, nonché del digestato prodotto negli impianti a biogas, che può essere utilizzato come fertilizzante. Non è il caso dell'impianto in questione (è previsto che si gassifichi biomassa proveniente da scarti vegetali agricoli e da selvicoltura), ma nel caso in cui si volesse variare la biomassa in ingresso, si dovrà tenere conto che per quanto riguarda la pollina, sono sorti numerosi problemi interpretativi nell'applicazione delle procedure autorizzative della valorizzazione energetica, in relazione al fatto che non è compresa nell'elenco delle biomasse combustibili del codice ambientale; con la conseguenza che nella maggior parte dei casi è stata richiesta l'applicazione delle procedure autorizzative relative alla combustione dei rifiuti, anche se la Comunità Europea ha stabilito che la pollina sottoposta esclusivamente a trattamento di tipo meccanico/fisico e destinata alla combustione nel medesimo ciclo produttivo, è da considerare un sottoprodotto soggetto alla disciplina delle biomasse combustibili, però tale utilizzo deve però essere autorizzato dagli enti competenti per territorio. Per quanto riguarda la regione Veneto (D. G. R. 2272/2009) ha ammesso all'uso di pollina come biomassa per gli impianti energetici di combustione, gassificazione e pirolisi. Per quanto riguarda le altre regioni, in mancanza di una norma di riferimento di carattere nazionale, ogni regione sta disciplinando in maniera autonoma l'uso agronomico della pollina (e del digestato).

Nel caso in cui si facesse uso di **rifiuti a valle della raccolta differenziata** per i quali è ammessa la dicitura di biomassa se utilizzati entro certi limiti di quantità e riferiti al 51% dell'energia ottenibile da biomassa pura, i codici CER di interesse sono riportati nella seguente tabella:

CODICE CER	DESCRIZIONE
02 01 03	Scarti di tessuti vegetali
02 01 07	Rifiuti della silvicoltura
02 02 03 - 4	Scarti inutilizzabili per consumo o trasformazione
03 01 01	Scarti di corteccia e sughero
03 01 05	Segatura ,truciol, residui di taglio, legno..
03 03 01	Scarti di corteccia e legno

TABELLA 13.4 : CODICI CER BIOMASSE PREVISTE PER L'USO NELL'IMPIANTO DI PROGETTO

Legge n. 222/2007, art. 26, comma 4 bis: modifica della legge 296/06 Finanziaria 2007, sostituzione comma 382

INTRODUZIONE DELLA TARIFFA OMNICOMPENSIVA

Nel nostro interesse ricade la variante del comma 382 - ter: "La produzione di energia elettrica mediante impianti alimentati dalle fonti di cui al comma 382 e di potenza elettrica non superiore ad 1 MW, immessa nel sistema elettrico, ha diritto, in alternativa ai certificati verdi di cui al comma 382-bis e su richiesta del produttore, a una tariffa fissa omnicomprensiva pari a 0,30 euro per ogni kWh, per un periodo di quindici anni. Al termine di tale periodo, l'energia elettrica e' remunerata, con le medesime modalità, alle condizioni economiche previste dall'articolo 13 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387. La tariffa omnicomprensiva di cui al presente comma può essere variata, ogni tre anni, con decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali, assicurando la congruità della remunerazione ai fini dell'incentivazione dello sviluppo di tali fonti."

Tali certificati verdi hanno valore unitario pari a 1 MWh e vengono emessi dal GSE per ciascun impianto a produzione incentivata, moltiplicata per il coefficiente di 1,8.

Il coefficiente è aggiornato ogni 3 anni con decreto ministeriale. La legge è stata modificata tramite D.M. 6 luglio 2012.

Decreto Ministeriale 06 luglio 2012

Il presente decreto stabilisce le modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti, alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella solare fotovoltaica, nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di intervento di potenziamento o di rifacimento, aventi potenza non inferiore a 1 kW e che entrano in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2012. Fissa inoltre il costo indicativo cumulato degli incentivi a 5,8 miliardi di euro annui (gestito dal GSE).

Per il D.M. l'impianto in questione è considerato "nuovo impianto" perché è realizzato in un sito sul quale, prima dell'avvio dei lavori di costruzione, non era presente, da almeno cinque anni, un altro impianto, anche dismesso, alimentato dalla stessa fonte rinnovabile. Accede anche a incentivazione diretta (senza meccanismo dei registri o delle aste), poiché l'impianto è di potenza è inferiore a 200 kW.

Il periodo di diritto ai meccanismi incentivanti decorre dalla data di entrata in esercizio commerciale dell'impianto ed è pari alla vita media utile convenzionale, stimata per l'impianto a biomasse in questione in 20 anni, al netto di eventuali fermate, disposte dalle competenti autorità per la sicurezza della rete o per ritardo di rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale.

Fatto salvo quanto previsto all'articolo 30, per i nuovi impianti che entrano in esercizio nell'anno 2013, il valore delle tariffe incentivanti è individuato, per ciascuna fonte, tipologia di impianto e classe di potenza, dall'Allegato 1. Per i medesimi impianti che entrano in esercizio negli anni successivi, il valore delle tariffe incentivanti base indicate nella Tabella 1.1 dell'Allegato 1 è decurtato del 2% all'anno.

Per gli impianti di potenza fino a 1 MW, il GSE provvede, se richiesto in fase autorizzativa, al ritiro dell'energia elettrica immessa in rete, **erogando, sulla produzione netta immessa in rete, una tariffa incentivante omnicomprensiva**, con un'unica opzione di scelta del meccanismo di incentivazione nel periodo di vita utile dell'impianto ed è alternativo all'accesso alle modalità di ritiro dell'energia previsto nel D.lgs 387/03.

La tariffa incentivante è quella vigente alla data di entrata in esercizio dell'impianto.

Per gli impianti a biomassa, vigono delle disposizioni specifiche dettate dall'articolo 8, il quale obbliga alla valutazione da parte del GSE della biomassa entrante, nel caso in cui risultasse materia prima classificata come rifiuto.

Inoltre, ai fini della determinazione della tariffa incentivante, il GSE ha differenziato le tipologie di biomassa con cui l'impianto è alimentato. Per quanto riguarda l'impianto in questione, la biomassa entrante (stocchi, residui di campo delle aziende agricole, sottoprodotti derivati dalla lavorazione e dalla gestione dei prodotti forestali), appartiene alla categoria dei sottoprodotti di origine biologica (riportati dalla tabella 1-A).

Fonte rinnovabile	Tipologia	Potenza [kW]	Vita Utile degli IMPIANTI [anni]	Tariffa incentivante base [€/MWh]
Biomasse	b)sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1-A	1<P≤300	20	257

TABELLA 13.5 : ESTRATTO DA TABELLA DELLE TARIFFE INCENTIVANTI OMNICOMPRESIVE

Alla tariffa di riferimento per gli impianti alimentati da biomasse di qualsiasi potenza, (anche oggetto di rifacimento) spetta un **incremento di 30 €/MWh** qualora gli impianti soddisfino i **requisiti di emissione in atmosfera di cui all'Allegato 5, il quale dice che il premio viene corrisposto se si rispettano i requisiti di emissioni come in tabella, riferiti ad una percentuale di ossigeno nell'effluente gassoso pari all'11%.**

Tali valori possono essere ulteriormente ridotti ogni due anni tramite decreto ministeriale.

Per la concessione del premio, il rilevamento dev'essere calcolato rispetto al valore medio mensile, calcolato sui giorni di effettivo funzionamento, tramite sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME). In alternativa, per impianti di potenza termica nominale ≤ 15 MWtermici, il monitoraggio può essere effettuato tramite un sistema di analisi emissioni (SAE)

Inquinante	Valori [mg/Nm ³]
	POTENZA TERMICA NOMINALE ≤6 MWtermici
NO_x (espressi come NO₂)	200
NH₃	5
CO	200
SO₂	150
COT	30
POLVERI	10

TABELLA 13.6 : VALORI LIMITE PER L'OTTENIMENTO DEL PREMIO EMISSIONI

Alla tariffa di riferimento per gli **impianti a biomasse**, operanti in **cogenerazione ad alto rendimento**, spetta un premio **10 €/MWh** (poiché il calore cogenerato non è utilizzato per teleriscaldamento).

La verifica dei requisiti di provenienza e tracciabilità della materia prima (biomassa), è eseguita dal Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali e AGEA.

Per quanto riguarda la cumulabilità di incentivi, i meccanismi di incentivazione del decreto 6 luglio 2012 non sono cumulabili con altri incentivi pubblici. Inoltre il premio per la produzione in assetto cogenerativo ad alto rendimento non è cumulabile ad altri incentivi riguardanti l'efficienza energetica e alla produzione di energia termica.

DETERMINAZIONE DEGLI INCENTIVI PER IMPIANTI NUOVI - REGIME DI TARIFFA OMNICOMPRESIVA

Per impianti di potenza inferiore a 1 MW che scelgono di richiedere la tariffa onnicomprensiva, a sensi dell'articolo 7, comma 4, il GSE provvede a riconoscere, sulla produzione netta immessa in rete, la tariffa incentivante onnicomprensiva T_o determinata secondo le formule di seguito indicate.

$$T_o = T_b + Pr$$

dove:

- **T_b** è la **tariffa incentivante base** ricavata per ciascuna fonte e tipologia di impianto
- **Pr** è l'ammontare totale degli eventuali **premi** a cui ha diritto l'impianto.

Richiesta di accesso ai meccanismi di incentivazione, secondo il TITOLO VI - artt. 21-23-24-29-31 e Allegato 1

Entro 30 giorni solari dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, caricata dal gestore di rete su GAUDI', il soggetto responsabile è tenuto a far pervenire al GSE la documentazione comprendente:

- dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, redatta ai sensi dell'art. 47 del DPR n.445/2000, in conformità al modello predisposto dal GSE, nella quale sono riportati i dati generali del soggetto responsabile e i dati dell'impianto, ivi inclusi, per gli impianti a bioenergie, i dati sulle caratteristiche e sulle tipologie di combustibile che alimenteranno l'impianto. La dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà contiene, inoltre:
- l'attestazione della ricorrenza delle condizioni per l'accesso ai premi previsti dal presente decreto e dell'impegno a presentare, ove previsto, richiesta al soggetto competente per la verifica del rispetto degli stessi;
- che sono rispettate le condizioni di cumulabilità degli incentivi di cui all'articolo 26 del decreto legislativo n. 28 del 2011 e di cui al presente decreto. A tal fine sono inoltre dichiarare al GSE l'elenco delle società controllanti, controllate o controllate dalla medesima controllante, oltre agli incentivi già spettanti in qualunque forma, ivi inclusi i relativi importi;
- l'impegno a comunicare tempestivamente tutte le variazioni che intervengono a modificare quanto dichiarato, anche nelle dichiarazioni oggetto di allegazione, e a conservare l'originale di tutta la documentazione citata nella dichiarazione e negli allegati per l'intero periodo di incentivazione e a esibirla nel caso di verifiche e controlli da parte del GSE.
- dichiarazione del progettista ovvero del tecnico abilitato, ai sensi degli articoli 46 e 47 del DPR n. 445 del 2000, riportante i dati tecnici dell'impianto, POD e Censimp, redatta su modello predisposto dal GSE (GAUDI'), con la quale egli dichiara: che l'impianto è stato realizzato conformemente a quanto riportato nel progetto autorizzato, nelle planimetrie, nello schema di processo, negli elaborati grafici di dettaglio (se P>50 kW) e nello schema elettrico unifilare redatti da tecnico abilitato e che sono allegati alla dichiarazione. A tal fine è anche allegato un dossier fotografico di almeno 10 fotografie ante e post-operam; che vi è assenza di interconnessioni funzionali con altri impianti e che sono rispettate le condizioni di cui all'articolo 5, comma 2, del presente decreto; che le caratteristiche dei motori primi e degli alternatori descritte sono corrispondenti a quanto riscontrabile sull'impianto. A tal fine sono allegate foto delle targhe dei motori primi e degli alternatori. Per potenziamenti di impianti da fonte idraulica e i rifacimenti: la documentazione tecnico-economica (prevista dell'Allegato 2).

Il GSE potrà richiedere ulteriore documentazione non acquisibile dal medesimo sistema (Verbali installazione contatori o regolamento di esercizio e/o dichiarazione di conferma di allacciamento alla rete, codici CENSIMP e POD, ecc.).

La documentazione da trasmettere dopo la comunicazione di esito positivo di accesso all'incentivazione comprende di:

- una cauzione da prestarsi sotto forma di fideiussione, in misura pari al 10% del costo di investimento previsto per la realizzazione dell'impianto rilasciata da istituti bancari o assicurativi o da intermediari. La cauzione, che deve essere di durata annuale automaticamente rinnovabile, è costituita a favore del GSE e restituita entro un mese dalla data di entrata in esercizio dell'impianto.

I soggetti che richiedono l'accesso ai meccanismi di incentivazione, devono corrispondere al GSE un contributo per le spese di istruttoria, pari alla somma di una quota fissa, stabilita in 100 euro, più una quota variabile sulla base della potenza dell'impianto, ammontante a 80 € per gli impianti di potenza superiore a 50 kW e non superiore a 200 kW. (Contributo dovuto all'atto della richiesta delle tariffe incentivanti).

Inoltre, per la copertura degli oneri di gestione, verifica e controllo in capo al GSE, i soggetti che, a qualsiasi titolo, accedono ai meccanismi di incentivazione per la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico, anche già in esercizio, devono corrispondere al GSE (anche mediante compensazione sugli incentivi spettanti) un contributo di 0,05 €cent per ogni kWh di energia incentivata.

Ovviamente i soggetti beneficiari degli incentivi di cui al presente decreto devono assolvere gli eventuali obblighi in materia fiscale.

Per ogni singolo impianto, a valle del conseguimento del diritto di accesso ai meccanismi di incentivazione, il soggetto responsabile è tenuto a stipulare un contratto di diritto privato con il GSE.

Il GSE provvede mensilmente (o a cadenza variabile, a seconda del raggiungimento delle soglie di incentivo) a liquidare gli importi dovuti all'applicazione degli incentivi, sulla base delle misurazioni trasmesse dai gestori di rete (con norme regolate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas). Per la determinazione dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari, dalle perdite di linea e dalle perdite di rete nei trasformatori, la norma interviene per gli impianti con potenza non superiore a 1 MW, stabilendo che per un impianto a biomasse, utilizzante sottoprodotti di origine biologica, l'assorbimento è pari al 17% della potenza elettrica lorda generata (va in autoconsumo).

L'accesso al meccanismo dello scambio sul posto è alternativo all'accesso ai meccanismi di incentivazione, prevede che l'energia elettrica immessa sia valorizzata ai prezzi di mercato e, in aggiunta, stabilisce corrispettivi medi forfetari.

Il GSE pubblica sul proprio sito internet (www.gse.it) e aggiorna con continuità tutti i dati relativi alla potenza e all'energia degli impianti che entrano in esercizio, ripartiti per classe di potenza e tipologia di impianto e una stima del valore dei costi degli incentivi.

Deliberazione della Giunta regionale 7 agosto 2012, n. 88/CR - Deliberazione del Consiglio Regionale 2 maggio 2013, n. 38 - INDIVIDUAZIONE DELLE AREE E DEI SITI NON IDONEI ALLA COSTRUZIONE E ALL'ESERCIZIO DI IMPIANTI PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ALIMENTATI DA BIOMASSE

Questa recente delibera del consiglio regionale, in recepimento del D.M. del 10/09/2010, apporta limitazioni alle aree e ai siti in cui è possibile costruire l'impianto a biomassa.

La tutela delle aree e dei siti non idonei agli impianti in questione è molto ampia e comprende la tutela **Patrimonio storico-architettonico e del paesaggio** (Siti UNESCO, Aree e beni di notevole interesse culturale e/o di notevole interesse pubblico, altre aree tutelate, zone all'interno di coni visuali la cui immagine è storicizzata e identifica i luoghi in termini di notorietà internazionale di attrattività turistica.

• Ambiente:

- Zone umide di importanza internazionale designate ai sensi della Convenzione di Ramsar;
- Le Important Birds Areas (IBA);
- Aree incluse nella Rete Natura 2000 designate in base alla Direttiva 92/43/CEE (SIC) e alla Direttiva 79/409/CEE (ZPS);
- Aree naturali protette a diversi livelli (nazionale, regionale e locale) istituite ai sensi della legge n. 349/91 e inserite nell'elenco delle aree naturali protette;
- Aree che svolgono funzioni determinanti per la conservazione della biodiversità;
- Aree caratterizzate da situazioni di dissesto e/o rischio idrogeologico perimetrale dai Piano di Assetto idrogeologico (PAI);
- Geositi (da lista in allegato)
- Aree di salvaguardia delle acque superficiali e sotterranee destinate a consumo umano.

Precisamente i vincoli che potevano interessare l'impianto in questione, situato nel territorio comunale di Povegliano Veronese, erano molteplici:

- Presenza di aree agricole interessate da produzioni agroalimentari di qualità, nel territorio comunale infatti possono risiedere due coltivazioni che possono vantare del marchio IGP: la pesca

di Verona IGP e il riso vialone nano veronese IGP. Infatti se nel terreno in cui si andrà a costruire l'impianto a biomassa, vi erano le possibilità di coltivazione di uno dei due marchi (attenzione: non una coltivazione presente, ma *possibile*), non si poteva procedere più alla costruzione.

- Nel comune di Povegliano Veronese è inoltre presente una zona di Rete Natura 2000, con un sito di importanza comunitaria SIC, ben distante però dalla zona in cui si installerà l'impianto.
- La zona agricola rientra nelle "aree ad elevata utilizzazione agricola", precludendo quindi il divieto di superare il 30% di biomasse provenienti da colture dedicate (ovvero esclusivamente dedicate all'accrescimento della biomassa) in matrice, per evitare un'estesa compromissione delle zone agricole di pregio.

La zona comunque ha alcuni problemi di vincolo paesaggistico, dovuto all'area di rispetto per la roggia Gambisa e altri problemi con il rispetto dei vincoli dettati dal Consorzio di Bonifica Alta Pianura Veneta per la presenza della stessa a una distanza inferiore a 150 m dalla sede dell'installazione dell'impianto.

DGR 12/04/2011 n. 416 - DISPOSIZIONI ATTUATIVE DELLA LR n°5 DEL 11/02/2011

LR 11/02/2011 n. 5 - Disposizioni per gli insediamenti degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati a biomasse o biogas o da altre fonti rinnovabili

Gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da biomassa o biogas, qualora siano collocati in area agricola su lotti di terreno fra loro contigui e appartenenti a uno o più proprietari o per i quali può essere individuata un'unica soluzione di connessione, sono da considerarsi come un unico impianto.

LR 11/02/2011 - Modifica dell'articolo 1 della legge regionale 30 giugno 2006, n. 8 "Iniziativa di sostegno alla produzione e all'utilizzo di biomasse legnose per scopi energetici"

Dopo il comma 2 dell'articolo 1 della legge regionale 30 giugno 2006, n. 8 è aggiunto il seguente:

"2 bis. Ai fini di cui alla presente legge non si considerano a bosco, oltre ai terreni già considerati non a bosco dall'articolo 14 della legge regionale 13 settembre 1978, n. 52 "Legge forestale regionale", purché non si tratti di aree che trovino specifica tutela negli strumenti urbanistici e territoriali o in altre disposizioni di legge:

- le macchie boscate e i boschetti sino a una superficie massima di 5.000 metri quadrati, realizzati anche senza ricorso a finanziamenti pubblici;

- in territori ricompresi nell'ambito territoriale di comunità montana, i terreni catastalmente censiti come aree non boscate, nei quali sia in atto un processo di colonizzazione naturale da meno di venticinque anni(..)

Art. 2 - Inserimento di articolo nella legge regionale 30 giugno 2006, n. 8 "Iniziativa di sostegno alla produzione e all'utilizzo di biomasse legnose per scopi energetici"

Alla legge regionale 30 giugno 2006, n. 8 dopo l'articolo 7 è aggiunto il seguente art. 7 bis - Strutture funzionali all'impiego delle biomasse legnose per la produzione d'energia:

Al fine di incrementare l'approvvigionamento locale di biomasse legnose forestali e di razionalizzarne il trasporto nell'ambito di filiera corta, gli interventi di realizzazione di piazzole attrezzate per lo stoccaggio di materiale legnoso grezzo e triturato, non sono considerati interventi per la realizzazione di insediamenti di tipo agro industriale (...) e possono essere realizzati su terreni agricoli anche da imprese di utilizzazione forestale e dagli altri soggetti esercenti attività agromeccanica (...)

DGR 02/03/2010 n. 453 Competenze e procedure per l'autorizzazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

In merito agli impianti alimentati a biomassa di potenza termica nominale pari a 1 MW si ribadisce la competenza della Direzione Agroambiente e Servizi per l'Agricoltura sulle istanze presentate da imprenditori agricoli che richiedano, in base alla l.r. 11/2001, l'esame del piano aziendale, e la competenza del Comune nel caso in cui non siano necessari altre autorizzazioni oltre quella comunale. Nei casi in cui, invece, per l'autorizzazione dell'impianto siano necessarie altre autorizzazioni oltre quella comunale e l'istanza per l'autorizzazione non provenga da imprenditori agricoli che hanno fatto richiesta dell'esame del piano aziendale, per ragioni di tutela ambientale, di controllo, di monitoraggio e per la necessaria pianificazione energetica a livello regionale, responsabile del procedimento è l'U.C. Tutela Atmosfera la quale provvede alla convocazione della conferenza di servizi, acquisendo i pareri delle strutture regionali competenti per gli aspetti correlati.

Per gli impianti da biomassa ai fini di cautelare l'amministrazione regionale dalla mancata rimessa in pristino dei luoghi, decorsa la vita utile dell'impianto, si stabilisce che, prima dell'inizio dei lavori, il soggetto autorizzato deposita presso la Regione Veneto (struttura regionale competente) una fidejussione a prima richiesta, ogni eccezione rimossa, di importo pari alla previsione tecnico-economica di tali opere approvata unitamente al progetto dell'impianto autorizzato.

Gli importi sono da adeguare ogni cinque anni (dovendosi provvedere in mancanza all'escussione) alla intervenuta variazione nell'indice ISTAT del costo della vita. Il mancato deposito della fidejussione prima dell'inizio dei lavori determina la decadenza di diritto dell'autorizzazione nonché l'obbligo del soggetto autorizzato di ripristino dell'originario stato dei luoghi.

Per l'autorizzazione dell'impianto come tesi la norma presente afferma che è sufficiente richiedere l'autorizzazione direttamente al comune, tramite una DIA (denuncia di inizio attività). In questo caso, per vari motivi di vincolo si ricorrerà unicamente all'autorizzazione unica in Regione e alla Conferenza dei Servizi.

DGR 9/06/2009 n. 1620 - Approvazione del contratto-tipo di filiera per la fornitura di biomassa ai soggetti incaricati del trattamento.

In tale modo potrà essere intrapresa una attività di trasformazione/trattamento dei materiali che originano direttamente dai processi produttivi delle aziende agricole. Il presente provvedimento si propone di indirizzare su un piano di equilibrio e neutralità il rapporto tra l'impresa agricolo-zootecnica e il soggetto proponente l'iniziativa di filiera, attraverso la delimitazione dei vincoli che legano i soggetti sottoscrittori nell'ambito di un modello contrattuale. Al riguardo, deve inoltre essere precisato che lo schema di contratto-tipo è stato redatto anche al fine di consentire alle biomasse vegetali, ma soprattutto alle biomasse zootecniche - quali il letame, il liquame o la pollina - soggette a valorizzazione a fini energetici, di rientrare nell'ambito della qualificazione di "sottoprodotto di origine biologica".

DGR 19/05/2009 n. 1391 - Disposizioni procedurali per il rilascio dell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di energia da biomassa e biogas da produzioni agricole, forestali e zootecniche.

Istituisce la Struttura responsabile del procedimento amministrativo per gli impianti di produzione di energia da biomassa, individuata nella Direzione regionale Agroambiente e Servizi per l'Agricoltura. Essa indice la Conferenza dei servizi, convocata entro quindici o trenta giorni dalla data di istruttoria. Tale Conferenza si concluderà poi con un atto di assenso o diniego del rilascio dell'autorizzazione unica.

FASI PROCEDURA AMMINISTRATIVA

La procedura unica di autorizzazione ha inizio dalla data di presentazione dell'istanza. Il termine massimo per la conclusione del procedimento non può essere di norma superiore a centottanta giorni.

Il procedimento amministrativo connesso con il rilascio dell'autorizzazione unica si articola nelle seguenti fasi:

- Presentazione dell'istanza di rilascio autorizzazione unica;
- Comunicazione di avvio del procedimento;
- Verifica documentazione essenziale;
- Valutazione di impatto ambientale (VIA) ove necessaria;
- Valutazione di incidenza ambientale (VInCA) ove necessaria;
- Indizione della Conferenza di servizi;
- Convocazione del primo incontro istruttorio della conferenza di servizi;
- Convocazione dei successivi incontri, eventualmente a carattere decisivo, della conferenza di servizi;
- Approvazione dei lavori della conferenza di servizi con provvedimento della Giunta regionale;
- Comunicazione di rilascio/diniego di autorizzazione alla costruzione e esercizio dell'impianto.

DGR 5/05/2009 n. 1192

Definisce ulteriormente la competenza autorizzatoria delle strutture regionali (comunale, in tutti gli altri casi non contemplati).

LR 30/06/2008 n. 8 - Prime disposizioni organizzative per l'autorizzazione, installazione ed esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

In tema di promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, i commi 3 e 4 dell'articolo 12 del D.Lgs. n. 387 del 2003 assoggettano ad una **autorizzazione unica rilasciata dalla Regione**, a seguito di un procedimento unico svolto nell'ambito di una **conferenza di servizi**, la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi.

Per l'installazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili per i quali non è previsto il rilascio di alcuna autorizzazione, non si applica il procedimento unico.

Si interpreta nel senso che se gli atti attinenti all'autorizzazione siano di competenza di un'unica amministrazione, quest'ultima si esprimerà ovviamente senza aver previamente indetto la conferenza di servizi.

Inoltre, l'autorizzazione unica non si applica, perché è prevista solamente la denuncia di inizio attività (DIA) per i seguenti tipi di impianti a biomasse con potenza inferiore alle soglie

· impianti di produzione di energia elettrica da biomasse di potenza inferiore a 200 kW; (sarà di competenza comunale)

L'impianto discusso in tesi non si avvalerà della denuncia di inizio attività, bensì dell'autorizzazione unica.

Il Dirigente dell'Unità di Progetto Energia o un suo delegato partecipa alle conferenze dei servizi.

L'autorizzazione unica alla costruzione e all'esercizio degli impianti è rilasciata con deliberazione della Giunta Regionale e sostituisce, anche ai fini urbanistici e edilizi ogni altra autorizzazione, concessione, approvazione, parere e nulla osta comunque denominati necessari alla costruzione e all'esercizio dell'impianto.

La procedura autorizzativa regionale prevede i seguenti step:

- Istanza inviata ad un ufficio di coordinamento per la verifica della competenza
- L'ufficio regionale responsabile del procedimento riceve la domanda+progetto, ne valuta la completezza e indica eventuali integrazioni
- Comunica l'avvio del procedimento al proponente
- Convoca la conferenza dei servizi decisoria e acquisisce le risultanze dei procedimenti di altri enti
- Viene emanata l'autorizzazione unica, sotto forma di Delibera di Giunta Regionale

DATI DI INPUT

- **Combustibile** : P.C.I è il potere calorifico inferiore, riferito alla biomassa entrante al gassificatore

La resa per ettaro di biomasse solide legnose è pari a 15 t/ha, con un potere calorifico medio di 3000 kW/t

Specificatamente, per biomassa da stocchi di mais si può avere un potere calorifico inferiore di 4044 Kcal/kg, pari a 16.94 MJ/kg, tali valori sono riferiti alla sostanza secca (umidità=0%).

- **Caldaia**: Dato che la biomassa non è il combustibile diretto, ma viene trasformato tramite gassificazione in syngas, tengo conto della trasformazione e del minore potere calorifico del syngas tramite il **rendimento gassificazione**.

Suppongo inoltre un rendimento di caldaia pari al 90%, piuttosto alto poiché il combustibile è gassoso. La potenza utile è un dato dall'impianto in progetto.

- **h funzionamento**: $365 \cdot 24 = 8760$ h/anno massime, si deve tenere conto delle eventuali soste per manutenzione o per richieste della rete indipendenti dal produttore
- **Dati annui combustibile**: rappresenta la quantità di biomassa in ingresso per soddisfare l'output richiesto
- **Producibilità elettrica**: produzione lorda (compresi gli ausiliari)
- **Ausiliari elettrici**: L'autoconsumo degli ausiliari dev'essere conteggiato dalla quota lorda di energia elettrica prodotta dall'impianto
- **Potenza elettrica media netta**: potenza in output effettivamente conteggiata ai fini dell'incentivazione
- **% di legge ausiliari default** : è fissata come da normativa, sulla base della taglia dell'impianto. Se l'autoconsumo degli ausiliari è inferiore al 17% , la quota rimanente dell'energia viene venduta alla rete al Prezzo Unico Zonale (PUN), pari a 60 €/kWh e non alla tariffa unica omnicomprensiva. Se la quota degli ausiliari supera (es. per carichi di punta) la quota posta da normativa, la tariffa unica omnicomprensiva è conteggiata sulla quota comunque effettivamente prodotta dall'impianto e quindi decurtata della quota (maggiore) degli ausiliari.

- **Producibilità incentivabile:** ovvero la quota di energia prodotta con accesso diretto alla tariffa unica omnicomprensiva , come da Decreto 6 luglio 2012
- **Producibilità immessa non incentivata:** è la quota di energia prodotta in più nel caso in cui gli ausiliari consumino meno del 17%
- **Costo combustibile:** tiene conto del costo combustibile medio, che conteggia sia la biomassa autoprodotta dall'azienda agricola e la sua movimentazione interna, sia la biomassa acquistata da produttori esterni, comprensivi di trasporto
- **TARIFFA OMNICOMPENSIVA:** è la tariffa incentivante di vendita dell'energia NETTA prodotta da questo impianto, regolamentata dal Decreto 6 luglio 2012. Può includere il premio per l'assetto cogenerativo ad alto rendimento e/o il premio sulle emissioni. La durata dell'incentivazione è stabilita in anni 20, pari alla vita utile dell'impianto.
- **Vendita energia non incentivata:** ovvero la quota di energia che non ricade nella tariffa omnicomprensiva, nel caso in cui gli ausiliari consumino meno del 17% come da norma.
- **Costo manodopera:** prevedibilmente l'impianto dovrà essere monitorato, sia come regolarità di funzionamento, sia come carico-scarico combustibile, sia come monitoraggio emissioni (richiesto dal premio emissioni) e infine nel caso in cui si debba procedere alla manutenzione ordinaria.
- **Costo manutenzione:** stimato in €/kWh
- **Costo assicurazione:** calcolato come percentuale sull'investimento
- **Costi amministrativi/contabili:** ovvero i costi di contabilità dell'impianto

COSTI DI INVESTIMENTO INIZIALI

- **Costo investimento iniziale:** è il costo corrispettivo nel preventivo. E' stato maggiorato per comprendere le opere escluse dal preventivo stesso , come le opere edili, l'impiantistica e i collegamenti, i costi ENEL per la domanda di connessione, i costi per le pratiche VV.F. per richiesta parere di conformità, il corrispettivo ENEL per l'allacciamento, oneri verso enti autorizzatori
- **IVA:** imposta sul valore aggiunto, pari al 21% (luglio 2013)
- **Ammortamento fiscale:** è uno strumento puramente finanziario, non corrispondente ad un flusso di cassa. In pratica ripartisce il costo dell'investimento (bene) nel conto economico negli anni di esercizio dell'impianto stesso, tali quote vengono definite quote di ammortamento. L'ammortamento fiscale viene effettuato in base alle tabelle e ai coefficienti di ammortamento,

dette aliquote, stabilite dal D.M. del 31/12/1988. Le quote di ammortamento sono deducibili a partire dal periodo d'imposta nel quale il bene è utilizzato in base all'aliquota, stabilita per tale tipo di impianto pari a 9%. Per tale impianto è stato supposto un ammortamento fiscale al 1° anno pari al 50% della rata di ammortamento annuale (36.000 €). L'ammortamento dettato dal legislatore fiscale viene applicato in sede di determinazione della base imponibile ai fini della liquidazione delle imposte, ovvero ai fini della determinazione del reddito di impresa fiscalmente imponibile. Tale tecnica di ammortamento a rate costanti è detto anche "alla francese".

- **Copertura finanziaria:** conteggia la percentuale di investimento coperta direttamente dall'azienda agricola con fondi propri o della percentuale di investimento coperta da un investimento richiesto a un istituto finanziario, il tasso e la durata possono essere variate a seconda della proposta dell'istituto finanziario, tendenzialmente più è lungo il periodo di estinzione del debito ,maggiore sarà il tasso di interesse.

CONTO ECONOMICO

RICAVI

- **Tariffa omnicomprensiva**
- **Vendita energia elettrica non incentivata**

COSTI

- **Costo combustibile**
- **Costo manodopera**
- **Costo manutenzione**
- **Costo assicurazione**
- **Costi amministrativi ed altri costi**

MARGINE OPERATIVO LORDO

Questo margine esprime la capacità dell'impresa di coprire con i ricavi d'esercizio dell'impianto, il costo degli investimenti. Si calcola tramite la formula:

$$\text{MARGINE OPERATIVO LORDO} = \sum \text{ricavi} - \sum \text{costi d'esercizio}$$

REDDITO NETTO

Il reddito netto è il risultato della differenza fra costi e ricavi al netto degli ammortamenti, delle imposte e degli oneri finanziari.

$$\mathbf{REDDITO\ NETTO} = \mathbf{reddito\ ante\ imposte} - \mathbf{IMPOSTE\ (40\%)}$$

FLUSSO DI CASSA LORDO

Il flusso di cassa lordo è la ricostruzione dei flussi monetari (differenza tra tutte le entrate e le uscite MONETARIE) di un progetto nell'arco del periodo di analisi. Più semplicemente il flusso di cassa è l'ammontare di liquidità generato da un investimento.

$$\mathbf{FLUSSO\ DI\ CASSA\ LORDO} = \mathbf{reddito\ netto} + \mathbf{quota\ di\ ammortamento}$$

RIMBORSO QUOTA CAPITALE FINANZIAMENTO

Riguarda la parte della rata del finanziamento che va a coprire il capitale finanziato (e quindi non comprende la parte della rata dovuta dagli interessi del finanziamento, che ricade direttamente negli oneri finanziari).

INVESTIMENTO (MEZZI PROPRI)

Quota che compare solo al virtuale "anno zero", che rappresenta la copertura finanziaria con mezzi propri.

FLUSSO DI CASSA NETTO

Il flusso di cassa netto è il flusso di cassa lordo, decurtato del rimborso quota capitale del finanziamento. Per l' "anno zero" è quantificabile come la quota dell'investimento con mezzi propri.

FLUSSO DI CASSA ATTUALIZZATO

Il flusso di cassa attualizzato è il flusso di cassa netto presente e quello futuro, attualizzandolo all'anno in corso.

Flusso di cassa ATTUALIZZATO ($n =$ anno di attualizzazione)

$$= \frac{\text{flusso di cassa netto}_n}{(1 - \text{tasso attualizzazione})^n}$$

VAN (VALORE ATTUALE NETTO)

Il Valore Attuale Netto definisce il valore attuale di una serie di flussi di cassa, non solo attraverso la loro forma ma attualizzandoli sulla base del tasso di rendimento.

$$VAN = \sum FLUSSI DI CASSA ATTUALIZZATI$$

Il VAN permette di stabilire la convenienza attesa di un singolo investimento, oppure permette di confrontare la convenienza tra due o più investimenti in concorrenza. Ciò però è possibile solo se il periodo di attualizzazione è lo stesso per tutti gli investimenti considerati e solo se il capitale investito inizialmente è uguale in tutte le alternative di investimento.

Nel caso di un investimento, il VAN consente di calcolare il valore del beneficio atteso dall'investimento come se fosse disponibile nel momento in cui la decisione dell'investimento viene assunta, ovvero attualizza i flussi di cassa anche temporalmente lontani (più lontano temporalmente è il beneficio, meno valore ha perché meno esigibile e meno concreto). Il tasso a cui viene attualizzato il flusso di cassa è 5%.

Il VAN è un criterio fondamentale per l'accettazione di un investimento.

VAN > 0 INVESTIMENTO

VAN < 0 NO INVESTIMENTO

I vantaggi del criterio del Valore Attuale Netto sono: il VAN quantifica il contributo di un investimento all'incremento di valore del capitale proprio in valori monetari e che può essere utilizzato in situazioni dove il tasso di rendimento minimo non rimane costante durante il ciclo di vita di un progetto.

Gli svantaggi principalmente sono rappresentati dalle difficoltà connesse alla scelta del tasso di attualizzazione e dell'inadeguatezza del metodo a giudicare investimenti aventi rilevanza strategica.

IRR (INTERNAL RATE OF RETURN)

L'Internal Rate of Return, detto anche TIR (acronimo italiano per Tasso Interno di Rendimento), rappresenta il tasso composto annuale di ritorno EFFETTIVO generato dall'investimento.

Dato l'intervallo temporale di durata n (anni) e il Flusso di Cassa ATTUALIZZATO, l'Internal Rate of Return deriva dal VAN. L'IRR è definibile come il tasso di sconto o tasso di attualizzazione al quale un progetto ha VAN=0.

$$VAN = \sum_1^{n \text{ (anni)}} \frac{\text{flusso di cassa netto}_n}{(1 - IRR)^n} - INVESTIMENTO INIZIALE = 0$$

Da cui si ricava l'IRR.

Rappresenta il costo massimo finanziario (debito e capitale) che l'azienda può assumere in relazione ad un determinato progetto di investimento.

FLUSSO DI CASSA CUMULATO E PROFILO DI CASSA (FLUSSO DI CASSA ATTUALIZZATO)

$$\text{flusso di cassa (attualizzato)} = \sum \text{flussi di cassa netti (attualizzati)}$$

Nel foglio di calcolo, rappresenta visivamente il momento in cui il flusso di cassa monetario ritorna ad essere >0.

COMMENTO SULL'ANALISI ECONOMICA

- Variazione sul costo combustibile - invariate le condizioni di finanziamento

COSTO COMBUSTIBILE BIOMASSA[€/t]	VAN (20 anni)	IRR [%]
0	€ 1.393.608,32	77%
5	€ 1.198.780,04	71%
10	€ 1.003.951,75	64%
15	€ 809.123,46	57%
20	€ 614.295,18	50%
25	€ 419.466,89	43%
30	€ 213.578,97	35%
35	-€ 50.303,62	23%
40	-€ 360.197,94	< 0%
45	-€ 678.417,47	< 0%
50	-€ 996.637,01	< 0%

TABELLA 14.1 : VARIAZIONE VAN E IRR SU VARIAZIONE COSTO COMBUSTIBILE

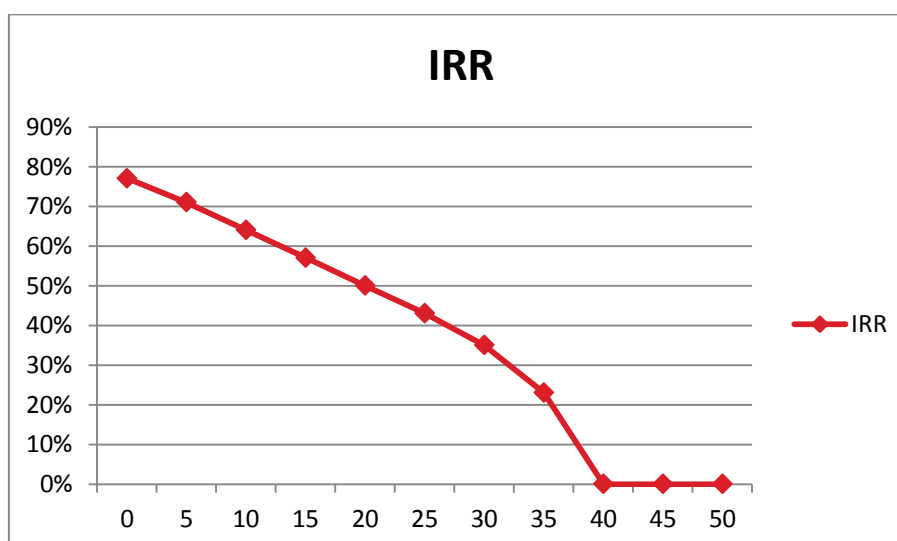


GRAFICO 14.1 : VARIAZIONE IRR - COSTO COMBUSTIBILE BIOMASSA

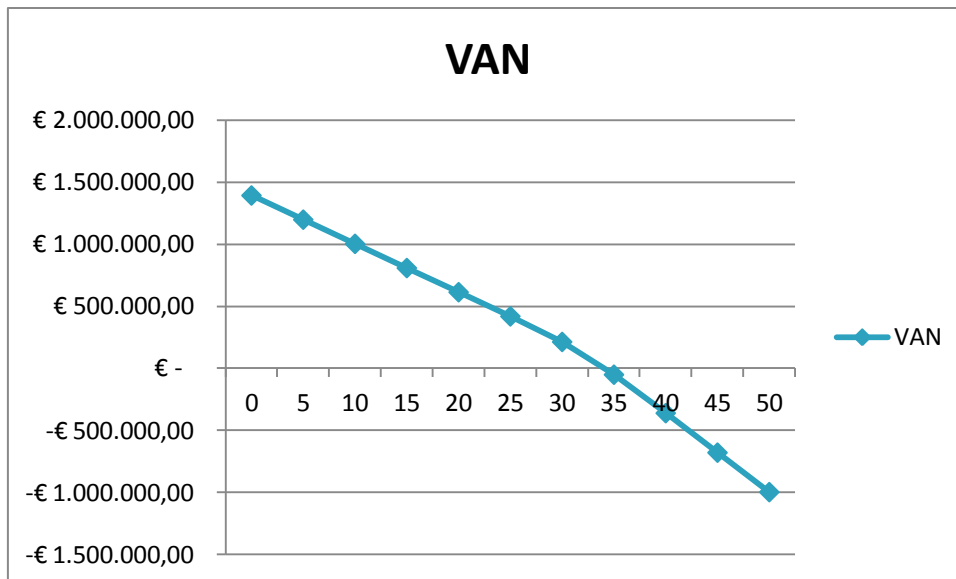


GRAFICO 14.2 : VARIAZIONE VAN - COSTO COMBUSTIBILE BIOMASSA

Dai risultati, ottenuti fissando le condizioni di finanziamento (20% mezzi propri, 80% capitale finanziato al 7% in 20 anni) e di funzionamento (8760 ore annue, ausiliari al 10%, premio per assetto cogenerativo e per emissioni), si evince come il risultato economico dell'impianto sia fortemente influenzato dal costo della biomassa. Infatti, per ottenere un rientro economico, il valore d'acquisto del combustibile non dovrà mai superare i 30 - 35 €/tonnellata. Dal momento che parte della biomassa è recuperata all'interno dell'azienda agricola, bisogna tenere conto del target di biomassa proveniente da filiera esterna. Purtroppo non è scontato ipotizzare che per motivi al di là delle previsioni, la biomassa in produzione interna possa non essere totalmente adatta alla gassificazione successiva. Ciò comporterebbe un aumento del costo di acquisto della materia prima che dev'essere monitorato attentamente.

- Variazione condizioni investimento (variazione % capitale finanziato)

(N.B. :da considerare che non sarà mai finanziato il 100% del capitale)

COPERTURA FINANZIARIA % MEZZI PROPRI	IMPORTO FINANZIAMENTO [€]	RATA [€]	VAN (20 anni)
10%	€ 720.000,00	-€ 67.962,91	€ 817.746,90
20%	€ 640.000,00	-€ 60.411,47	€ 809.123,46
30%	€ 560.000,00	-€ 52.860,04	€ 800.500,03
40%	€ 480.000,00	-€ 45.308,60	€ 791.876,60
50%	€ 400.000,00	-€ 37.757,17	€ 783.253,17
60%	€ 320.000,00	-€ 30.205,74	€ 774.629,74
70%	€ 240.000,00	-€ 22.654,30	€ 766.006,30
80%	€ 160.000,00	-€ 15.102,87	€ 757.382,87
90%	€ 80.000,00	-€ 7.551,43	€ 748.759,44
100%	€ 0,00	€ 0,00	€ 740.136,01

TABELLA 14.2 : VARIAZIONE IMPORTO FINANZIAMENTO , RATA, VAN SU COPERTURA % MEZZI PROPRI

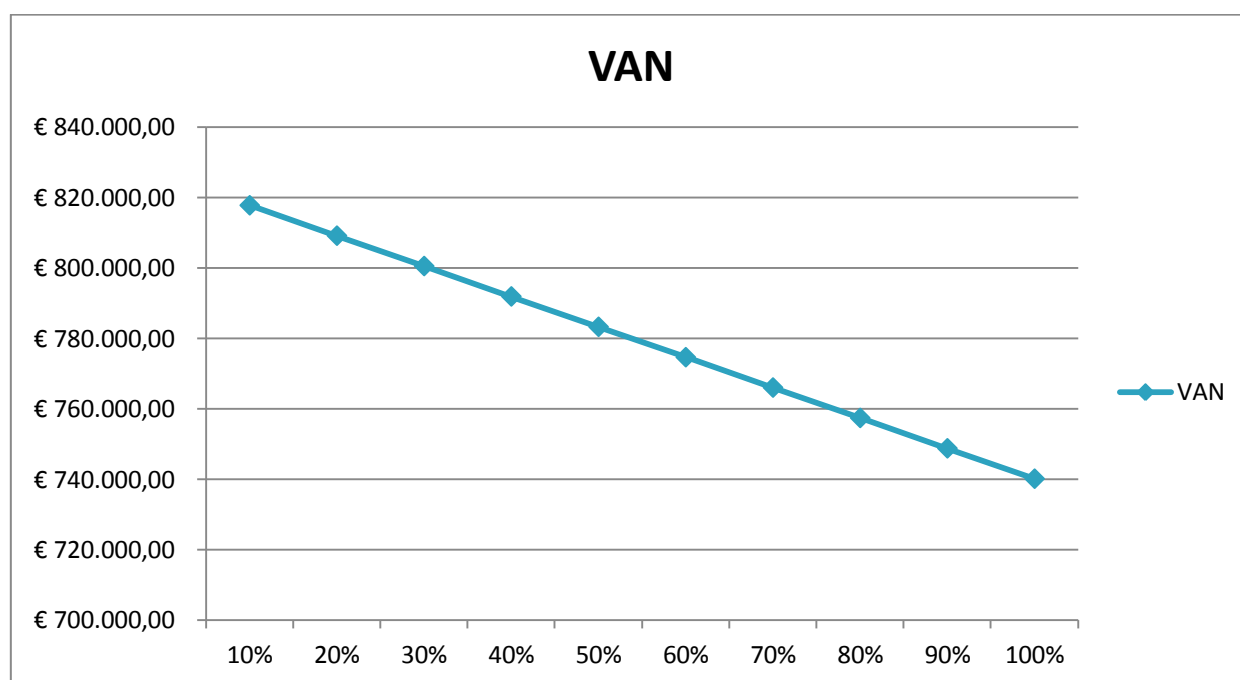


GRAFICO 14.3 : VARIAZIONE VAN SU % COPERTURA FINANZIARIA

Dai risultati, ottenuti fissando le condizioni di input (15 €/t costo combustibile) e di funzionamento (8760 ore annue, ausiliari al 10%, premio per assetto cogenerativo e per emissioni), si evince che l'effetto di un finanziamento sul capitale influisce positivamente sui flussi finanziari di cassa. Infatti, i flussi di cassa attualizzati nel VAN sono maggiori per richieste di finanziamento più alte, anche se in tutti i casi si ha un $VAN > 0$, che permetterebbe di confermare l'attuabilità dell'investimento. Naturalmente l'acquirente dovrà richiedere un finanziamento, poiché la somma richiesta inizialmente dall'investimento ipotizzata è di 800.000 € (IVA esclusa). Va precisato che l'IRR del progetto dev'essere calcolato con quota 100% di mezzi propri, di conseguenza si ottiene un IRR di progetto pari al 10%.

\$UnitSystem SI C bar kg

"Inputs e parametri"

fluid\$ = 'r245fa'

m = 1 [kg/s] "portata fluido organico DA CALCOLARE"

T_amb= 20 [C] "temperatura di riferimento"

"PUNTI CICLO"

"1 USCITA POMPA - IN EVAPORATORE"

"2 USCITA EVAPORATORE- IN TURBINA"

"3 USCITA TURBINA - IN EVAPORATORE"

"4 USCITA CONDENSATORE - IN POMPA"

"Pressioni"

P_1=5,28 [bar]

P_2=5,28 [bar]

P_3=0,98 [bar]

P_4=0,98 [bar]

"Temperature ciclo"

T_1=40[C]

T_2= 145[C]

T_3=95 [C]

T_4=40 [C]

"Titoli vapore"

x_4= 0 "liquido saturo in ingresso pompa"

x_2= 1 " vapore saturo in ingresso turbina"

"H_2O da caldaia"

m_h2o=13,14 [kg/s]

T_in=120[C]

T_out=100[C]

Cp_acqua=4,1868 [kJ/kg*K]

P_termicaevaporatore=(m_h2o*Cp_acqua*(T_in-T_out))

"H_2O in cogenerazione"

m_h2oc= 10[kg/s]

DELTA T_out_c=35[C]

"potenza elettrica"

P_el= 150 [kW]

"Caduta di pressione negli scambiatori di calore"

DELTA p_ev=0

DELTA p_cd=0

"rendimenti"

eta_turb = 0,75

eta_pompa = 0,8

eta_meccanico=0,85

m_fluidoorganico= (P_el/(DELTA h_turbina*eta_turb)) "kg/s"

P_mecc=(P_el/eta_meccanico)

"entalpie"

$h_1 = \text{Enthalpy}(\text{R245fa}; T=T_1; P=P_1)$ "kJ/kg"
 $h_2 = \text{Enthalpy}(\text{R245fa}; T=T_2; P=P_2)$ "kJ/kg"
 $h_3 = \text{Enthalpy}(\text{R245fa}; T=T_3; P=P_3)$ "kJ/kg"
 $h_4 = \text{Enthalpy}(\text{R245fa}; T=T_4; P=P_4)$ "kJ/kg"

"Trasformazione isoentropica in turbina"
"s₂=s₃"

$s_2 = \text{Entropy}(\text{R245fa}; T=T_2; P=P_2)$

$\Delta h_{\text{turbina}} = (h_2 - h_3)$
 $\Delta h_{\text{evaporatore}} = (h_2 - h_1)$
 $\Delta h_{\text{pompa}} = (h_1 - h_4)$

"Condensatore"

$m_{\text{acquacondensatore}} = 22,46$ [kg/s]
 $\Delta T_{\text{condensatore}} = 10$ [K]

$P_{\text{termicaacqua}} = (m_{\text{acquacondensatore}} \cdot C_{p,\text{acqua}} \cdot \Delta T_{\text{condensatore}})$

$P_{\text{termicateorica}} = 100$ [kW]

$P_{\text{termicacondensatore_FO}} = (m_{\text{fluidoororganico}} \cdot (h_3 - h_4))$

$P_{\text{ausiliari}} = 10$ [kW]

$\text{Bilancio_potenze} = (P_{\text{termicaevaporatore}} - P_{\text{el}} - P_{\text{ausiliari}} - P_{\text{termicaacqua}})$

"rendimenti"

$\eta_{\text{carnot}} = (1 - (T_1/T_4))$
 $\eta_{\text{rankine}} = (\Delta h_{\text{turbina}} / \Delta h_{\text{evaporatore}})$
 $\eta_{\text{ciclo}} = ((\Delta h_{\text{turbina}} - \Delta h_{\text{pompa}}) / \Delta h_{\text{evaporatore}})$

"qualità del fluido fine espansione"

$x = \text{Quality}(\text{R245fa}; T=T_3; h=h_3)$

"verifica titolo vapore a fine espansione"

Inputs e parametri

fluid\$ = 'r245fa'

m = 1 [kg/s] portata fluido organico DA CALCOLARE

T_{amb} = 20 [C] temperatura di riferimento

PUNTI CICLO

1 USCITA POMPA - IN EVAPORATORE

2 USCITA EVAPORATORE- IN TURBINA

3 USCITA TURBINA - IN EVAPORATORE

4 USCITA CONDENSATORE - IN POMPA

Pressioni

P₁ = 5,28 [bar]

P₂ = 5,28 [bar]

P₃ = 0,98 [bar]

P₄ = 0,98 [bar]

Temperature ciclo

T₁ = 40 [C]

T₂ = 145 [C]

T₃ = 95 [C]

T₄ = 40 [C]

Titoli vapore

x₄ = 0 liquido saturo in ingresso pompa

x₂ = 1 vapore saturo in ingresso turbina

H₂O da caldaia

m_{h2o} = 13,14 [kg/s]

T_{in} = 120 [C]

T_{out} = 100 [C]

Cp_{acqua} = 4,1868 [kJ/kg*K]

P_{termicaevaporatore} = m_{h2o} · Cp_{acqua} · [T_{in} - T_{out}]

H₂O in cogenerazione

m_{h2oc} = 10 [kg/s]

$$\Delta T_{\text{out,c}} = 35 \text{ [C]}$$

potenza elettrica

$$P_{\text{el}} = 150 \text{ [kW]}$$

Caduta di pressione negli scambiatori di calore

$$\Delta p_{\text{ev}} = 0$$

$$\Delta p_{\text{cd}} = 0$$

rendimenti

$$\eta_{\text{turb}} = 0,75$$

$$\eta_{\text{pompa}} = 0,8$$

$$\eta_{\text{meccanico}} = 0,85$$

$$m_{\text{fluidoorganico}} = \frac{P_{\text{el}}}{\Delta h_{\text{turbina}} \cdot \eta_{\text{turb}}} \text{ kg/s}$$

$$P_{\text{mecc}} = \frac{P_{\text{el}}}{\eta_{\text{meccanico}}}$$

entalpie

$$h_1 = h \text{ [r245fa ; T = T}_1 \text{ ; P = P}_1 \text{] } \text{ kJ/kg}$$

$$h_2 = h \text{ [r245fa ; T = T}_2 \text{ ; P = P}_2 \text{] } \text{ kJ/kg}$$

$$h_3 = h \text{ [r245fa ; T = T}_3 \text{ ; P = P}_3 \text{] } \text{ kJ/kg}$$

$$h_4 = h \text{ [r245fa ; T = T}_4 \text{ ; P = P}_4 \text{] } \text{ kJ/kg}$$

Trasformazione isoentropica in turbina

$$s_2 = s_3$$

$$s_2 = s \text{ [r245fa ; T = T}_2 \text{ ; P = P}_2 \text{]}$$

$$\Delta h_{\text{turbina}} = h_2 - h_3$$

$$\Delta h_{\text{evaporatore}} = h_2 - h_1$$

$$\Delta h_{\text{pompa}} = h_1 - h_4$$

Condensatore

$$m_{\text{acquacondensatore}} = 22,46 \text{ [kg/s]}$$

$$\Delta T_{\text{condensatore}} = 10 \text{ [K]}$$

$$P_{\text{termicaacqua}} = m_{\text{acquacondensatore}} \cdot C_{p_{\text{acqua}}} \cdot \Delta T_{\text{condensatore}}$$

$$P_{\text{termicateorica}} = 100 \text{ [kW]}$$

$$P_{\text{termicacondensatore;FO}} = m_{\text{fluidoorganico}} \cdot [h_3 - h_4]$$

$$P_{\text{ausiliari}} = 10 \text{ [kW]}$$

$$\text{Bilancio potenze} = P_{\text{termicaevaporatore}} - P_{\text{el}} - P_{\text{ausiliari}} - P_{\text{termicaacqua}}$$

rendimenti

$$\eta_{\text{carnot}} = 1 - \frac{T_1}{T_4}$$

$$\eta_{\text{rankine}} = \frac{\Delta h_{\text{turbina}}}{\Delta h_{\text{evaporatore}}}$$

$$\eta_{\text{ciclo}} = \frac{\Delta h_{\text{turbina}} - \Delta h_{\text{pompa}}}{\Delta h_{\text{evaporatore}}}$$

qualità del fluido fine espansione

$$x = x \text{ [r245fa ; } T = T_3 \text{ ; } h = h_3 \text{]}$$

verifica titolo vapore a fine espansione

SOLUTION

Unit Settings: SI C bar kJ mass deg

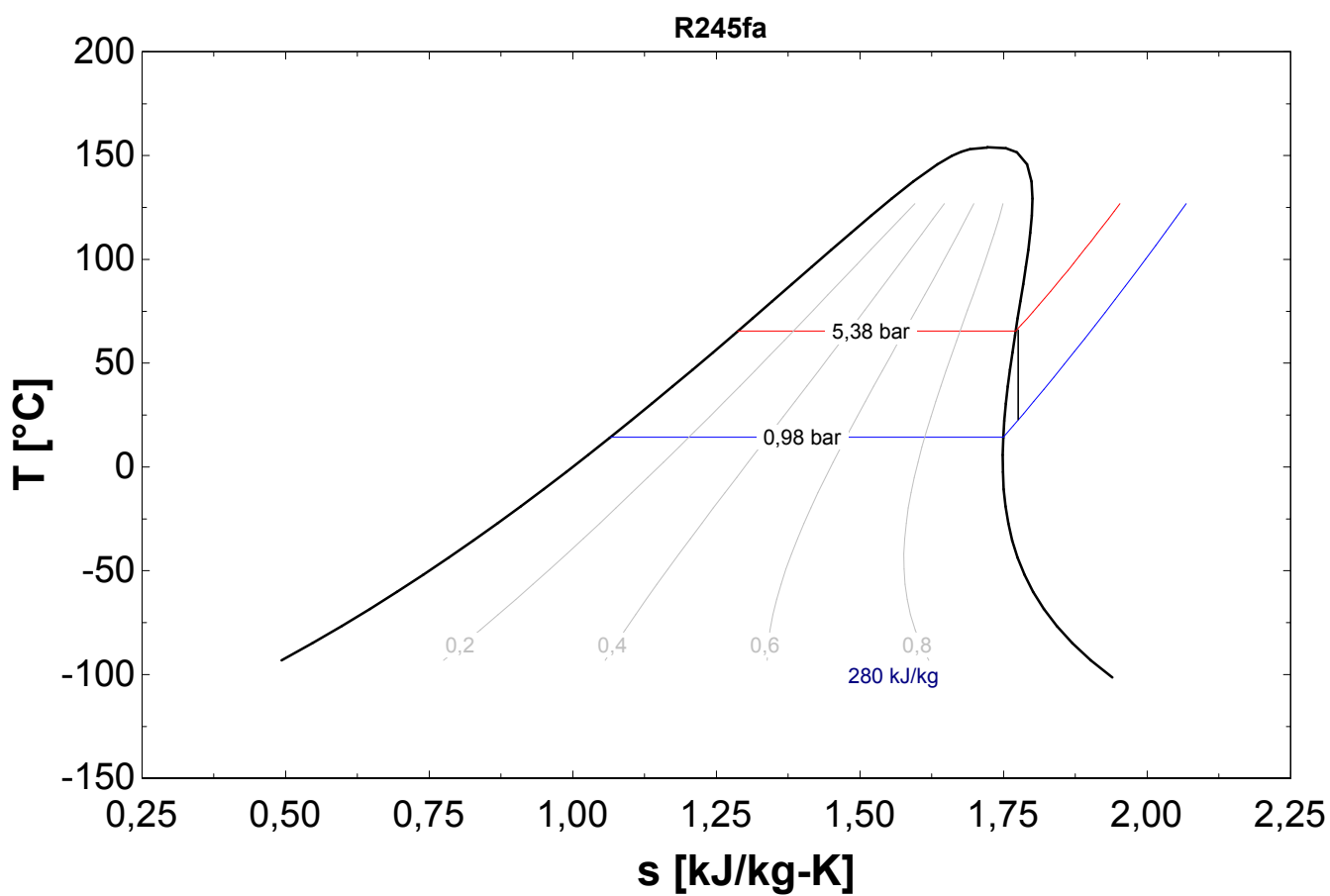
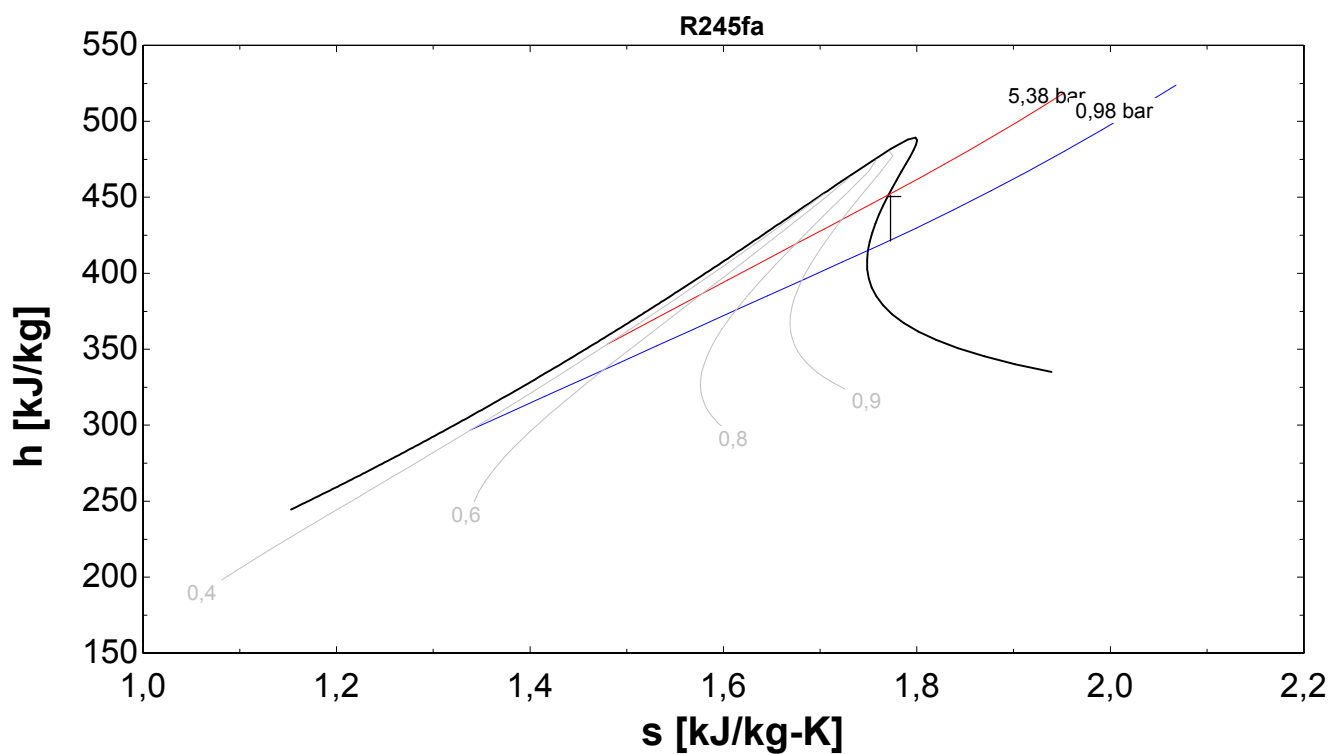
BilancioPotenze = -0,06424 [kW]

 $\Delta h_{\text{evaporatore}} = 286,2$ [kJ/kg] $\Delta h_{\text{turbina}} = 47,4$ [kJ/kg] $\Delta p_{\text{ev}} = 0$ [kJ/kg] $\Delta T_{\text{out,c}} = 35$ [C] $\eta_{\text{ciclo}} = 0,8154$ $\eta_{\text{pompa}} = 0,8$ $\eta_{\text{turb}} = 0,75$ $h_1 = 252,6$ [kJ/kg] $h_3 = 491,4$ [kJ/kg] $m = 1$ [kg/s] $m_{\text{fluidoorrganico}} = 4,22$ [kg/s] $m_{h2oc} = 10$ [kg/s] $P_2 = 5,28$ [bar] $P_4 = 0,98$ [bar] $P_{\text{el}} = 150$ [kW] $P_{\text{termicaacqua}} = 940,4$ [kW] $P_{\text{termicaevaporatore}} = 1100$ [kW] $s_2 = 2,003$ [kJ/kg*K] $T_2 = 145$ [C] $T_4 = 40$ [C] $T_{\text{in}} = 120$ [C] $x = 100$ $x_4 = 0$ $C_{p\text{acqua}} = 4,187$ [kJ/kg*K] $\Delta h_{\text{pompa}} = -185,9$ [kJ/kg] $\Delta p_{\text{cd}} = 0$ [kJ/kg] $\Delta T_{\text{condensatore}} = 10$ [K] $\eta_{\text{carnot}} = 0$ $\eta_{\text{meccanico}} = 0,85$ $\eta_{\text{rankine}} = 0,1656$

fluid\$ = 'r245fa'

 $h_2 = 538,8$ [kJ/kg] $h_4 = 438,6$ [kJ/kg] $m_{\text{acquacondensatore}} = 22,46$ [kg/s] $m_{h2o} = 13,14$ [kg/s] $P_1 = 5,28$ [bar] $P_3 = 0,98$ [bar] $P_{\text{ausiliari}} = 10$ [kW] $P_{\text{mecc}} = 176,5$ [kW] $P_{\text{termicacondensatoreFO}} = 222,9$ [kW] $P_{\text{termicateorica}} = 100$ [kW] $T_1 = 40$ [C] $T_3 = 95$ [C] $T_{\text{amb}} = 20$ [C] $T_{\text{out}} = 100$ [C] $x_2 = 1$

No unit problems were detected.



DATI ENERGETICI		
Combustibile		
	kcal/kg	kWh/kg
P.C.I.	3000	3,49
Caldaia		
Rendimento gassificazione	%	90%
Rendimento caldaia	%	90%
Potenza utile output	kW	1100
Potenza combustibile	kW	1358
h funzionamento		
ore/anno	8760	
Dati annui combustibile		
Energia utile output caldaia	MWh	9636
Energia primaria input	MWh	11896
t combustibile anno	t	3409
Producibilità elettrica		
Potenza elettrica	kW	150
Energia elettrica prodotta	MWh/anno	1314
Ausiliari elettrici		
% ausiliari elettrici	%	10%
Potenza elettrica media aux	kW	15
Energia elettrica consumata aux	MWh/anno	131,4
Potenza elettrica media netta	kW	135
Producibilità netta	MWh/anno	1182,6
% di legge ausiliari default		17%
Producibilità incentivabile	MWh/anno	1090,62
Producibilità immessa non incentivata	MWh/anno	91,98

PARAMETRI ECONOMICI				
Costo combustibile	€/t	15	(incluso trasporto)	
% annua variazione	%	5%		
TARIFFA ONNICOMPENSIVA				
<i>Biomasse tipologia tabella 1-a) decreto 6 luglio 2012</i>				
Tariffa incentivante su energia prodotta netta	€/MWh	257		
Premio assetto cogenerativo	€/MWh	10		
Premio emissioni	€/MWh	30		
Tariffa onnicomprensiva totale	€/MWh	297		
Premio assetto cogenerativo	1		1=SI; 0 NO	
Premio assetto emissioni	1		1=SI; 0 NO	
Durata incentivazione	anni	20		
VENDITA ENERGIA NON INCENTIVATA				
PUN (Prezzo Unico Zonale)	€/kWh	60		
incremento annuo	%	1%		
COSTI MANODOPERA				
Numero addetti		1		
Costo addetto anno	€	40.000,00		
Costo personale totale	€	40.000,00		
COSTI MANUTENZIONE				
costo manutenzione	€/kWh	0,023		
COSTI ASSICURAZIONE				
% investimento		0,50%		
COSTI AMMINISTRATIVI/CONTABILI				
Costo annuo complessivo	€	3.000,00		

COSTO INVESTIMENTO INIZIALE							
Costo chiavi in mano		€	€ 800.000,00				
iva%	21%		€ 168.000,00				
AMMORTAMENTO FISCALE							
aliquota ammortamento fiscale	%		9%				
Quote ammortamento							
anno		1	2	3	4	5	6
	€	36.000,00	€ 72.000,00	€ 72.000,00	€ 72.000,00	€ 72.000,00	€ 72.000,00
valore residuo contabile	€	764.000,00	€ 692.000,00	€ 620.000,00	€ 548.000,00	€ 476.000,00	€ 404.000,00
COPERTURA FINANZIARIA							
% mezzi propri	25%						
% finanziamento	75%						
durata (anni)	20						
tasso interesse	7,00%						
importo finanziamento	€	600.000,00					
rata		-€ 56.635,76					
anni preammortamento	1						
anno		1	2	3	4	5	6
rata	-€	42.000,00	-€ 56.635,76	-€ 56.635,76	-€ 56.635,76	-€ 56.635,76	-€ 56.635,76
capitale		0	-€ 14.635,76	-€ 15.660,26	-€ 16.756,48	-€ 17.929,43	-€ 19.184,49
interesse	-€	42.000,00	-€ 42.000,00	-€ 40.975,50	-€ 39.879,28	-€ 38.706,33	-€ 37.451,27

17	18					
€ -	€ -	€ -	ok			
€ -	€ -					
17	18	19	20	21		
-€ 56.635,76	-€ 56.635,76	-€ 56.635,76	-€ 56.635,76	-€ 56.635,76		
-€ 40.380,51	-€ 43.207,15	-€ 46.231,65	-€ 49.467,86	-€ 52.930,61	€ -	ok
-€ 16.255,24	-€ 13.428,61	-€ 10.404,11	-€ 7.167,89	-€ 3.705,14		

	anno		0
	RICAVI		
	Tariffa onnicomprensiva		
	Vendita energia elettrica non incentivata		
	TOTALE RICAVI		
	COSTI		
	Costo combustibile (biomasse)		
	Costo manodopera		
	Costo manutenzione		
	Costo assicurazione		
	Costi amministrativi e altri costi		
	TOTALE COSTI		
	MARGINE OPERATIVO LORDO		
	AMMORTAMENTO		
	ONERI FINANZIARI		
	REDDITO ANTE IMPOSTE		
40%	IMPOSTE		
	REDDITO NETTO		
	FLUSSO DI CASSA LORDO		
	FLUSSO DI CASSA LORDO		
	RIMBORSO QUOTA CAPITALE FINANZIAMENTO		
	INVESTIMENTO (MEZZI PROPRI)	-€	200.000,00
	FLUSSO DI CASSA NETTO	-€	200.000,00
	tasso di attualizzazione		
	FLUSSO DI CASSA ATTUALIZZATO	-€	200.000,00
	VAN (20 anni, tasso di attualizzazione)	€	804.811,75
	IRR [%]		46%
	FLUSSO DI CASSA CUMULATO	-€	200.000,00
	PROFILO DI CASSA (FLUSSO DI CASSA ATTUALIZZATO CUMULATO)	-€	200.000,00

1	2	3	4	5	6	7	8
€ 323.914,14	€ 323.914,14	€ 323.914,14	€ 323.914,14	€ 323.914,14	€ 323.914,14	€ 323.914,14	€ 323.914,14
€ 5.518,80	€ 5.573,99	€ 5.629,73	€ 5.686,03	€ 5.742,89	€ 5.800,31	€ 5.858,32	€ 5.916,90
€ 329.432,94	€ 329.488,13	€ 329.543,87	€ 329.600,17	€ 329.657,03	€ 329.714,45	€ 329.772,46	€ 329.831,04
€ 51.142,42	€ 53.699,55	€ 56.384,52	€ 59.203,75	€ 62.163,94	€ 65.272,13	€ 68.535,74	€ 71.962,53
€ 40.000,00	€ 40.000,00	€ 40.000,00	€ 40.000,00	€ 40.000,00	€ 40.000,00	€ 40.000,00	€ 40.000,00
€ 30.222,00	€ 30.222,00	€ 30.222,00	€ 30.222,00	€ 30.222,00	€ 30.222,00	€ 30.222,00	€ 30.222,00
€ 4.000,00	€ 4.000,00	€ 4.000,00	€ 4.000,00	€ 4.000,00	€ 4.000,00	€ 4.000,00	€ 4.000,00
€ 3.000,00	€ 3.000,00	€ 3.000,00	€ 3.000,00	€ 3.000,00	€ 3.000,00	€ 3.000,00	€ 3.000,00
€ 128.364,42	€ 130.921,55	€ 133.606,52	€ 136.425,75	€ 139.385,94	€ 142.494,13	€ 145.757,74	€ 149.184,53
€ 201.068,52	€ 198.566,58	€ 195.937,34	€ 193.174,42	€ 190.271,09	€ 187.220,32	€ 184.014,72	€ 180.646,51
€ 36.000,00	€ 72.000,00	€ 72.000,00	€ 72.000,00	€ 72.000,00	€ 72.000,00	€ 72.000,00	€ 72.000,00
-€ 42.000,00	-€ 42.000,00	-€ 40.975,50	-€ 39.879,28	-€ 38.706,33	-€ 37.451,27	-€ 36.108,35	-€ 34.671,43
€ 123.068,52	€ 84.566,58	€ 82.961,85	€ 81.295,14	€ 79.564,76	€ 77.769,05	€ 75.906,37	€ 73.975,08
€ 49.227,41	€ 33.826,63	€ 33.184,74	€ 32.518,05	€ 31.825,91	€ 31.107,62	€ 30.362,55	€ 29.590,03
€ 73.841,11	€ 50.739,95	€ 49.777,11	€ 48.777,08	€ 47.738,86	€ 46.661,43	€ 45.543,82	€ 44.385,05
€ 109.841,11	€ 122.739,95	€ 121.777,11	€ 120.777,08	€ 119.738,86	€ 118.661,43	€ 117.543,82	€ 116.385,05
€ 109.841,11	€ 122.739,95	€ 121.777,11	€ 120.777,08	€ 119.738,86	€ 118.661,43	€ 117.543,82	€ 116.385,05
0	-€ 14.635,76	-€ 15.660,26	-€ 16.756,48	-€ 17.929,43	-€ 19.184,49	-€ 20.527,40	-€ 21.964,32
€ 109.841,11	€ 108.104,19	€ 106.116,85	€ 104.020,61	€ 101.809,43	€ 99.476,94	€ 97.016,42	€ 94.420,73
5%							
€ 104.610,58	€ 98.053,69	€ 91.667,72	€ 85.578,01	€ 79.770,35	€ 74.231,23	€ 68.947,75	€ 63.907,66
-€ 90.158,89	€ 17.945,30	€ 124.062,15	€ 228.082,76	€ 329.892,19	€ 429.369,13	€ 526.385,54	€ 620.806,27
-€ 95.389,42	€ 2.664,27	€ 94.332,00	€ 179.910,00	€ 259.680,36	€ 333.911,58	€ 402.859,34	€ 466.767,00

9	10	11	12	13	14	15	16
€ 323.914,14	€ 323.914,14	€ 323.914,14	€ 323.914,14	€ 323.914,14	€ 323.914,14	€ 323.914,14	€ 323.914,14
€ 5.976,07	€ 6.035,83	€ 6.096,19	€ 6.157,15	€ 6.218,72	€ 6.280,91	€ 6.343,72	€ 6.407,16
€ 329.890,21	€ 329.949,97	€ 330.010,33	€ 330.071,29	€ 330.132,86	€ 330.195,05	€ 330.257,86	€ 330.321,30
€ 75.560,65	€ 79.338,69	€ 83.305,62	€ 87.470,90	€ 91.844,45	€ 96.436,67	€ 101.258,50	€ 106.321,43
€ 40.000,00	€ 40.000,00	€ 40.000,00	€ 40.000,00	€ 40.000,00	€ 40.000,00	€ 40.000,00	€ 40.000,00
€ 30.222,00	€ 30.222,00	€ 30.222,00	€ 30.222,00	€ 30.222,00	€ 30.222,00	€ 30.222,00	€ 30.222,00
€ 4.000,00	€ 4.000,00	€ 4.000,00	€ 4.000,00	€ 4.000,00	€ 4.000,00	€ 4.000,00	€ 4.000,00
€ 3.000,00	€ 3.000,00	€ 3.000,00	€ 3.000,00	€ 3.000,00	€ 3.000,00	€ 3.000,00	€ 3.000,00
€ 152.782,65	€ 156.560,69	€ 160.527,62	€ 164.692,90	€ 169.066,45	€ 173.658,67	€ 178.480,50	€ 183.543,43
€ 177.107,56	€ 173.389,28	€ 169.482,71	€ 165.378,39	€ 161.066,41	€ 156.536,38	€ 151.777,36	€ 146.777,87
€ 72.000,00	€ 72.000,00	€ 72.000,00	€ 44.000,00	€ -	€ -	€ -	€ -
-€ 33.133,93	-€ 31.488,80	-€ 29.728,52	-€ 27.845,01	-€ 25.829,66	-€ 23.673,23	-€ 21.365,85	-€ 18.896,96
€ 71.973,62	€ 69.900,48	€ 67.754,19	€ 93.533,38	€ 135.236,76	€ 132.863,15	€ 130.411,50	€ 127.880,91
€ 28.789,45	€ 27.960,19	€ 27.101,68	€ 37.413,35	€ 54.094,70	€ 53.145,26	€ 52.164,60	€ 51.152,36
€ 43.184,17	€ 41.940,29	€ 40.652,51	€ 56.120,03	€ 81.142,05	€ 79.717,89	€ 78.246,90	€ 76.728,54
€ 115.184,17	€ 113.940,29	€ 112.652,51	€ 100.120,03	€ 81.142,05	€ 79.717,89	€ 78.246,90	€ 76.728,54
€ 115.184,17	€ 113.940,29	€ 112.652,51	€ 100.120,03	€ 81.142,05	€ 79.717,89	€ 78.246,90	€ 76.728,54
-€ 23.501,82	-€ 25.146,95	-€ 26.907,24	-€ 28.790,75	-€ 30.806,10	-€ 32.962,53	-€ 35.269,90	-€ 37.738,80
€ 91.682,35	€ 88.793,34	€ 85.745,28	€ 71.329,28	€ 50.335,96	€ 46.755,36	€ 42.977,00	€ 38.989,75
€ 59.099,26	€ 54.511,41	€ 50.133,49	€ 39.718,81	€ 26.694,23	€ 23.614,64	€ 20.672,67	€ 17.861,65
€ 712.488,62	€ 801.281,95	€ 887.027,23	€ 958.356,51	€ 1.008.692,47	€ 1.055.447,83	€ 1.098.424,83	€ 1.137.414,58
€ 525.866,26	€ 580.377,67	€ 630.511,15	€ 670.229,97	€ 696.924,20	€ 720.538,83	€ 741.211,51	€ 759.073,16

17	18	19	20
€ 323.914,14	€ 323.914,14	€ 323.914,14	€ 323.914,14
€ 6.471,23	€ 6.535,94	€ 6.601,30	€ 6.667,31
€ 330.385,37	€ 330.450,08	€ 330.515,44	€ 330.581,45
€ 111.637,50	€ 117.219,37	€ 123.080,34	€ 129.234,36
€ 40.000,00	€ 40.000,00	€ 40.000,00	€ 40.000,00
€ 30.222,00	€ 30.222,00	€ 30.222,00	€ 30.222,00
€ 4.000,00	€ 4.000,00	€ 4.000,00	€ 4.000,00
€ 3.000,00	€ 3.000,00	€ 3.000,00	€ 3.000,00
€ 188.859,50	€ 194.441,37	€ 200.302,34	€ 206.456,36
€ 141.525,87	€ 136.008,70	€ 130.213,10	€ 124.125,09
€ -	€ -	€ -	€ -
-€ 16.255,24	-€ 13.428,61	-€ 10.404,11	-€ 7.167,89
€ 125.270,62	€ 122.580,10	€ 119.808,99	€ 116.957,20
€ 50.108,25	€ 49.032,04	€ 47.923,59	€ 46.782,88
€ 75.162,37	€ 73.548,06	€ 71.885,39	€ 70.174,32
€ 75.162,37	€ 73.548,06	€ 71.885,39	€ 70.174,32
€ 75.162,37	€ 73.548,06	€ 71.885,39	€ 70.174,32
-€ 40.380,51	-€ 43.207,15	-€ 46.231,65	-€ 49.467,86
€ 34.781,86	€ 30.340,91	€ 25.653,75	€ 20.706,46
€ 15.175,21	€ 12.607,28	€ 10.152,06	€ 7.804,05
€ 1.172.196,44	€ 1.202.537,35	€ 1.228.191,10	€ 1.248.897,55
€ 774.248,37	€ 786.855,65	€ 797.007,70	€ 804.811,75

CAPITOLO 16 : CONCLUSIONI

Gli aspetti positivi di questa tecnologia sono molteplici, basti pensare anche solo all'applicazioni per recuperi industriali. In questo caso, il punto debole dell'investimento è proprio l'approvvigionamento e il costo della biomassa. Sarebbe consigliabile essere autonomi nel consumo di biomassa, purtroppo, data la bassa densità di energia della stessa, la quantità richiesta per il funzionamento dell'impianto supera di gran lunga la produzione di biomassa interna all'azienda. Questo problema potrebbe essere risolto se si creasse una "filiera" locale della biomassa, per evitare l'aumento del costo dovuto dal trasporto.

Inoltre, la biomassa vegetale non è sempre qualitativamente adatta alla gassificazione, quindi a essere recuperata energeticamente.

Complessivamente la tecnologia degli impianti ORC è promettente, specialmente nel caso in cui il settore energetico necessitasse di ulteriori apporti da energie rinnovabili.

Nello specifico, nell'impianto potrebbe essere utilizzato olio diatermico come fluido termovettore. La gassificazione, inoltre, implica un vincolo tecnologico piuttosto delicato, dal momento che la biomassa entrante deve rispettare precisi parametri sull'umidità contenuta e sulla pezzatura.

CAPITOLO 17 : BIBLIOGRAFIA

- Expert workshop - "**State of the art of ORC technology for biomass plants**" - Bini Roberto - Turboden - 7 ottobre 2010 - Copenhagen
- Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 (2011) - "**Biomass gasification: Still promising? A 30-year global overview**" - Kirkerls Arjan F. , Verbong Geert P.J. - School of Innovation Sciences Eindhoven University of Technology - 15 settembre 2010 - Eindhoven
- Renewable and Sustainable Energy Reviews 18 (2013) - "**Biomass gasification for electricity generation: Review of current technology barriers**" - J.A. Ruiz, M.C.Juarez, M.P.Morales, P.Munoz, M.A.Mendivil - Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales y Telecomunicación, Universidad Publica de Navarra - Pamplona, Spain; Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial, Universidad de La Rioja - La Rioja, Spain
- Applied Thermal Engineering 50 (2013) - "**Biomass gasification cogeneration - A review of state of the art technology and near future perspectives**" - Jesper Ahrenfeldt, Tobias P. Thomsen, Ulrik Henriksen, Lasse R. Clausen - Biomass Gasification Group, National Laboratory for Sustainable Energy e Risø DTU Frederiksborgvej - Roskilde, Denmark, 2011
- Applied Energy (2013) - "**Comparative techno-economic analysis of biomass fuelled combined heat and power for commercial buildings**" - Y. Huang, D.R. McIlveen-Wright, S. Rezvani, M.J. Huang, Y.D. Wang, A.P. Roskilly, N.J. Hewitt - Centre for Sustainable Technologies, School of the Built Environment University of Ulster, UK; The Sir Joseph Swan Centre for Energy Research, Newcastle Institute for Research on Sustainability, Newcastle University, UK, 2013
- Austrian Energy Agency, Final Report (2006) - "**Micro CHP systems: state-of-the-art**"- Günter R. Simader, Robert Krawinkler, Georg Trnka - Vienna, march 2006
- Energy 29 (2004) - "**Effect of working fluids on organic Rankine cycle for waste heat recovery**" - Bo-TauLiu , Kuo-Hsiang Chien, Chi-Chuan Wang - Energy and Resources Laboratories, Industrial Technology Research Institute, Taiwan, ROC, 2002
- Renewable Energy 50 (2013) - "**Testing of flue gas emissions of a biomass pellet boiler and abatement of particle emissions**" - Guoquan Qiu - Department of Architecture and Built Environment, Faculty of Engineering, University of Nottingham, UK, 2012
- Applied Thermal Engineering 27 (2007) - "**Fluid selection for the Organic Rankine Cycle (ORC) in biomass power and heat plants**" - Ulli Drescher , Dieter Bruggemann - Lehrstuhl für Technische Thermodynamik und Transportprozesse (LTTT), Universität Bayreuth, Germany, 2006
- Int. J. Production Economics 41 (1995) - "**Electricity from industrial waste heat using high-speed organic Rankine cycle (ORC)**" - J. Larjola - Department of Energy Technology, Lappeenranta University of Technology, Box 20, SF 53851, Lappeenranta, Finland, 2004
- Energy 41 (2012) - "**Energetic and economic investigation of the operation management of an Organic Rankine Cycle cogeneration plant**" - Stoppato A. - Department of Mechanical Engineering, Padova, Italy, 2011
- Intech - "**The Logistics of Bioenergy Routes for Heat and Power**" - Antonio M. Pantaleo and Nilay Shah - Department of Agricultural and environmental sciences, University of Bari, Italy , Centre for Process Systems Engineering, Imperial College London, UK,

- Energy Conversion and Management 50 (2009) - "**Parametric optimization and comparative study of organic Rankine cycle (ORC) for low grade waste heat recovery**" - Yiping Dai, Jiangfeng Wang, Lin Gao - Institute of Turbomachinery, Xi'an Jiao Tong University, PR China
- Energy 22 (1997) - "**A review of organic Rankine cycles (ORCs) for the recovery of low-grade waste heat**" - T.C. Hung, T.Y. Shai, S.K. Wang - Department of Mechanical Engineering, Kaohsiung Polytechnic Institute, Taiwan, R.O.C. (1996)
- Energy 34 (2009) - "**Process integration of organic Rankine cycle**" - Nishith B. Desai, Santanu Bandyopadhyay - Department of Energy Science and Engineering, Indian Institute of Technology Bombay, India (2009)
- Applied Thermal Engineering 53 (2013) - "**Reprint of "A review of chemical heat pumps, thermodynamic cycles and thermal energy storage technologies for low grade heat utilisation"**" - C.W. Chan, J. Ling-Chin, A.P. Roskilly - Sir Joseph Swan Centre for Energy Research, Newcastle University, UK (2013)
- Renewable and Sustainable Energy Reviews 24 (2013) - "**A review of working fluid and expander selections for organic Rankine cycle**" - Junjiang Bao, Li Zhao - Key Laboratory of Efficient Utilization of Low and Medium Grade Energy, Tianjin University, PRC (2013)
- Renewable and Sustainable Energy Reviews 22 (2013) - "**Techno-economic survey of Organic Rankine Cycle (ORC) systems**" - Sylvain Quoilin, Martijn Van Den Broek, Sébastien Declaye, Pierre De Wallef, Vincent Lemort - Thermodynamics Laboratory, University of Liege, Howest Thermodynamics Group, Graaf Karel de Goedelaan, Belgium, Department of Flow, Heat and Combustion Mechanics, Ghent University, Belgium
- Renewable and Sustainable Energy Reviews 14 (2010) - "**A review of thermodynamic cycles and working fluids for the conversion of low-grade heat**" - Huijuan Chen, D. Yogi Goswami, Elias K. Stefanakos - Clean Energy Research Center, College of Engineering, University of South Florida, USA
- Renewable and Sustainable Energy Reviews 23 (2013) - "**Value chain optimization of forest biomass for bioenergy production: A review**" - Nazanin Shabani, Shaghaygh Akhtari, Taraneh Sowlati - Department of Wood Science, University of British Columbia, Vancouver, Canada
- Applied Thermal Engineering 31 (2011) - "**Expanders for micro-CHP systems with organic Rankine cycle**" - Guoquan Qiu, Hao Liu, Saffa Riffat - Department of Architecture and Built Environment, Faculty of Engineering, University of Nottingham, UK
- Energy 36 (2011) - "**Candidate radial-inflow turbines and high-density working fluids for geothermal power systems**" - Emilie Sauret, Andrew S. Rowlands - Queensland Geothermal Energy Center of Excellence, University of Queensland, Australia
- Energy 36 (2011) - "**Thermodynamic analysis of high-temperature regenerative organic Rankine cycles using siloxanes as working fluids**" - F.J. Fernández, M.M. Prieto, I. Suárez - Oviedo University, Department of Energy, Group associated to the Spanish Scientific Research Council (CSIC), Gijón, Spain
- Applied Thermal Engineering 30 (2010) - "**A thermodynamic criterion for selection of working fluid for subcritical and supercritical domestic micro CHP**" - Dariusz Mikielewicz, Jaroslaw Mikielewicz - Gdansk University of Technology, Faculty of Mechanical Engineering, Heat Technology Department, Gdansk, Poland

- World Renewable Energy Congress 2011 - "**Working fluid selection for Organic Rankine Cycle applied to heat recovery systems**" - D. C. Bândean, S. Smolen, J. T. Cieslinski (2011)
 - Applied Thermal Engineering 36 (2012) - "**Comparative energetic analysis of high-temperature subcritical and transcritical Organic Rankine Cycle (ORC). A biomass application in the Sibari district**" - A. Algeri, P. Morrone - Mechanics Department, University of Calabria, Italy (2011)
 - HEFAT 2011 - "**Organic Rankine Cycle as efficient alternative to steam cycle for small scale power generation**" - Vankeirsbilck I. , Vanslambrouck B. , Gusev S. , De Paepe M. - Department Electromechanics, Research Group of Thermodynamic, University of West - Flanders; Ghent University
 - Senior Design Report - "**Low grade heat recovery**" - L.H. Rodriguez, E.Nie, A.Raza, B.Wright - Department of Chemical and Biomolecular Engineering - University of Pennsylvania
 - Corso di aggiornamento - tecnologie e prospettive della produzione di energia da biomasse - "**Gassificazione delle biomasse, stato dell'arte e attività ENEA**" - G. Braccio, G. Canneto, G. Fiorenza - Centro Ricerche Enea
 - Klimaenergy 2011 - "**Valorizzazione del calore di scarto mediante ciclo ORC di piccola taglia**" - Prof. M. Marengo - Università di Bergamo (2011)
- "L'ORC di piccola taglia Clean Cycle WHG125, una tecnologia per l'efficienza energetica e la generazione di energia da fonti rinnovabili" - Ufficio commerciale INGECO s.r.l.
- "**Applicazione di Cicli ORC a Recuperi Termici da Processi Industriali**" - Nicola Palestra, Riccardo Vescovo, E.ON Energia SpA, Turboden Srl, Italia
 - "**Recuperi Termici da Processi Industriali per produzione di Potenza Elettrica: i sistemi ORC Turboden**" - Riccardo Vescovo, Sales Manager Heat Recovery Department - Turboden s.r.l.
 - "**Combi Cycle Systems - Sistemi di generazione a Ciclo Combinato Vapore + ORC di piccola taglia ad alta efficienza**" - INGECO s.r.l.
 - Tesi "**La turbina Tesla nelle applicazioni cogenerative di piccola taglia**" - F.Vandin - Università di Padova - 2012
 - Tesi "**Simulazione di un gruppo a vapore a fluido organico (ORC) cogenerativo**" - G. Bonetti - Università di Trieste (2004)
 - Presentazione "**Tecnologie alternative per le biomasse**" - Ing. Fabio Minchio
 - Presentazione "**Applicazioni Turboden Biomassa**" - Turboden Pratt & Whitney
 - Presentazione "**Gassificatori a biomassa vegetale**" - "Bioenergy World" Verona Caema Engineering (2008)
 - Presentazione "**Energia dalle biomasse**" - corso di Fonti energetiche rinnovabili - E.Moretti
 - Presentazione "**Energie Rinnovabili - Gassificazione**" - Università di Firenze
 - Fascicolo "**Biomasse lignocellulosiche per usi energetici - Inventario per il Piemonte**" - FAST, Federazione delle Associazioni Scientifiche e Tecniche - Milano (1998)
 - Fascicolo "**Vademecum fonti rinnovabili - Energia da Biomasse**" - Campagna di informazione, comunicazione ed educazione a sostegno delle fonti rinnovabili, del risparmio e dell'uso efficiente

dell'energia - Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare

- Enciclopedia degli Idrocarburi - "**Gassificazione**" - G. Collodi, D. Sanfilippo - Snamprogetti
- Appunti del Corso di Macchine - "**Le turbine radiali**" - F. Mallamo
- "**Macchine per allievi ingegneri**" - G.Ventrone (2006)
- "**Sistemi a biomasse: progettazione e valutazione economica**" - E.Bocci (2011)
- "**Renewable energy**" - B. Sorensen (2000)
- "**Renewable energy**" - G. Boyle (1996)