

Università degli studi di Pisa



Facoltà di Ingegneria

Corso di Laurea in Ingegneria Elettrica

Elaborato finale

Valorizzazione della biomassa legnosa a fini energetici  
in una piccola comunità montana: il caso della Valle di Soraggio

Relatori

Prof. Ing. Paolo Di Marco

Prof. Ing. Roberto Gabbrielli

Prof.ssa Luisa Pellegrini

Candidato

Simone Vecchio

Anno Accademico 2010/2011

18 Aprile 2011



# Indice

---

<b>Introduzione</b> .....	<b>4</b>
<b>Capitolo 1</b> .....	<b>6</b>
1.1 La biomassa .....	6
1.2 La biomassa come fonte energetica .....	7
1.3 Classificazione delle biomasse .....	8
1.4 Caratteristiche chimico-fisiche delle biomasse.....	9
1.5 Umidità e potere calorifico .....	11
1.6 Disponibilità di biomasse di origine vegetale.....	12
<b>Capitolo 2</b> .....	<b>13</b>
2.1 Metodi per la conversione energetica delle biomasse .....	13
2.2 La combustione.....	15
2.3 La gassificazione.....	17
2.4 Le biomasse per la generazione di potenza.....	19
2.5 Cenno alla cogenerazione.....	19
<b>Capitolo 3</b> .....	<b>22</b>
3.1 Gli impianti di generazione elettrica alimentati a biomassa .....	22
3.2 Rendimento globale di un impianto motore .....	22
3.3 I motori a combustione interna (ICE) .....	25
3.4 Impianti di cogenerazione con ICE.....	29
3.5 Modalità di connessione e di esercizio con ICE.....	31
3.6 Il Ciclo Rankine Organico.....	33
3.7 La caldaia.....	35
3.8 Il sistema di circolazione dell'olio diatermico .....	35
3.9 Il turbogeneratore ORC .....	36
3.10 Efficienza di un impianto con sistema ORC.....	37
3.11 Modalità di connessione e di esercizio con ORC .....	38
3.12 Altre tecnologie .....	39
<b>Capitolo 4</b> .....	<b>41</b>
4.1 Le fonti rinnovabili.....	41
4.2 Il quadro normativo riguardo alle fonti rinnovabili .....	41
4.3 I certificati verdi .....	41
4.4 Le tariffe onnicomprensive.....	47
4.5 Cenno alle condizioni tecnico-economiche per la connessione .....	49

4.6 Criteri per la scelta del livello di tensione e degli schemi di connessione alle reti .....	53
4.7 Connessione alle reti MT .....	56
<b>Capitolo 5.....</b>	<b>63</b>
5.1 Caso di studio.....	63
5.2 Soluzioni proposte.....	63
5.3 Confronto fra le due tecnologie.....	64
<b>Capitolo 6.....</b>	<b>71</b>
6.1 Analisi economica .....	71
6.2 Costi di investimento iniziale e di gestione .....	73
6.3 Ricavi dall'energia elettrica venduta .....	75
6.4 Risultati .....	76
<b>Conclusioni .....</b>	<b>83</b>
<b>Ringraziamenti.....</b>	<b>85</b>
<b>Bibliografia .....</b>	<b>86</b>

# Introduzione

---

Le biomasse sono, tra le fonti energetiche alternative, quelle che suscitano maggiore interesse nell'ambito della politica energetica e della ricerca tecnico-scientifica.

Nonostante, da un punto di vista economico, la produzione di energia da biomasse raggiunga costi paragonabili a quelli dei combustibili tradizionali, esiste interesse nella promozione della produzione di energia da biomasse ed è legato soprattutto ad un punto di vista ambientale.

Le biomasse, essendo pressoché neutre dal punto di vista della produzione di CO<sub>2</sub> infatti, (oltre a porre un freno al depauperamento delle fonti combustibili fossili) potranno contribuire nel futuro proprio al contenimento delle emissioni di CO<sub>2</sub> (il principale gas serra): uno tra i principali obiettivi sanciti dal protocollo di Kyoto. In particolare il protocollo di Kyoto, che fa seguito alla convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, è uno dei più importanti strumenti giuridici internazionali volti a combattere gli stessi cambiamenti climatici. Esso contiene gli impegni dei Paesi industrializzati a ridurre le emissioni di alcuni gas ad effetto serra, responsabili del riscaldamento del pianeta. Le emissioni totali dei Paesi sviluppati devono essere ridotte almeno del 5% nel periodo 2008-2012 rispetto ai livelli del 1990.

L'elaborato seguente è stato realizzato al fine di confrontare le soluzioni adottabili circa la generazione di energia elettrica in relazione al caso della Valle di Soraggio (LU), dove la comunità della zona ha in Uso Civico parte del territorio, il quale è ricoperto prevalentemente da boschi (da sommarsi poi altri di proprietà privata): quest'ultimi costituiscono una fonte di biomassa lignocellulosica, che si presta ad essere valorizzata in tale direzione. Per questo motivo nel lavoro sarà fornita una panoramica sul suo utilizzo come fonte energetica.

Dopodiché saranno analizzati i dispositivi atti al trattamento termico di tale combustibile, quindi saranno illustrate le tecnologie a cui si è pensato di fare riferimento: in particolare il ciclo termodinamico a fluido organico (ORC) ed il ciclo termodinamico con motore alternativo a combustione interna accoppiato ad un gassificatore; a partire da tali considerazioni saranno confrontate le due opzioni basandosi su analisi di tipo energetico e di tipo economico, le quali, successivamente e in momenti dedicati, verranno presentate alla comunità.

Verrà quindi riportato un estratto sulla normativa vigente in Italia riguardo a tali tematiche energetiche.

In conclusione, alla luce dei dati esaminati, verranno messi in risalto vantaggi e svantaggi delle alternative prese in considerazione, così da fornire un utile strumento per la valutazione delle opzioni possibili per la valorizzazione della biomassa: un elemento importante nello sviluppo economico e sociale di una piccola comunità di montagna come quella presa in esame.

# Capitolo 1

---

## 1.1 La biomassa

Con la definizione generica di biomassa, si indica un insieme di materiali di natura eterogenea di origine organica aventi come caratteristica principale l'essere rinnovabili. Appartenente a questa categoria è una serie di combustibili molto variegata per quel che riguarda l'area di provenienza, le caratteristiche chimico-fisiche, la disponibilità nel tempo e la concentrazione territoriale, il costo di acquisto e la possibilità di impiego: possono essere residui forestali, residui agricoli, residui industriali o raccolti dedicati.

Dal punto di vista energetico, rappresentano un combustibile in genere di livello molto più basso di quello dei combustibili tradizionali, come il carbone o il gas naturale, che hanno poteri calorifici decisamente superiori.

## 1.2 La biomassa come fonte energetica

L'energia ottenuta da biomassa è in uso da centinaia di anni ed ancora oggi, in tutto il mondo, circa il 13% di tutta l'energia consumata è ricavata da biomassa, anche se il suo impiego per fini energetici è statisticamente rilevante solo nei Paesi in via di sviluppo (Asia ed Africa). Le biomasse sono considerate una di quelle fonti energetiche alternative ai combustibili fossili, nonostante che da un punto di vista economico, la produzione di energia da biomassa raggiunga costi paragonabili a quelli dei combustibili tradizionali nella maggior parte dei casi: l'interesse e la scelta di promuovere l'energia da una fonte come è quella della biomassa, sono legati per lo più a motivazioni di carattere ambientale; infatti, essendo la maggior parte delle biomasse di origine vegetale, durante la

combustione emette una quantità di CO<sub>2</sub> che in teoria è pari a quella assorbita durante il proprio ciclo di vita, contribuendo così in modo limitato all'aumento delle emissioni inquinanti.

Altra questione di interesse che spinge verso la diffusione delle biomasse come fonte di energia è la prospettiva di diversificazione delle produzioni agricole verso destinazioni non alimentari; nel settore agricolo sono molti i benefici attribuibili alle bioenergie: la possibile valorizzazione energetica di sottoprodotti e residui con possibile riduzione dei consumi nel settore, occupazione nel comparto, il mantenimento degli equilibri degli ecosistemi, lo stimolo alle aziende operanti nel settore alla diversificazione e alla integrazione delle fonti di reddito agricolo.

La conversione energetica delle biomasse può avvenire secondo diverse modalità: può essere bruciata direttamente o convertita in combustibili come metano, etanolo, biodiesel o idrogeno.



Figura 1.1: raffigurazione del ciclo del legno

### **1.3 Classificazione delle biomasse lignocellulosiche**

Una prima distinzione necessariamente da fare è quella tra biomasse propriamente rigenerabili e prodotti di scarto: le prime sono quelle nuovamente ottenibili nel breve periodo (caratteristica che in genere coincide con la loro provenienza dal mondo agricolo e con la loro biodegradabilità), mentre i prodotti di scarto sono generati da processi di trasformazione e spesso non sono biodegradabili. Tra le biomasse lignocellulosiche propriamente dette si possono identificare:

- Biomassa da coltivazioni dedicate
- Residui agricoli da trattamento meccanico
- Residui da arboricoltura e selvicoltura
- Scarti da lavorazione meccanica di legno vergine
- Scarti da lavorazione meccanica di prodotti agricoli

Tra i prodotti di scarto però esistono dei tipi di biomasse, riportati in seguito, che vengono trattati come se fossero combustibili non appartenenti a tale categoria:

- Rifiuti vegetali agricoli e forestali
- Rifiuti vegetali dell'industria alimentare
- Rifiuti vegetali dalla produzione di pasta di legno e dalla produzione di carta
- Rifiuti di sughero
- Rifiuti di legno

Tali prodotti vengono chiamati residui piuttosto che rifiuti, per evidenziare che, agli effetti pratici, offrono opportunità molto diverse da quelle offerte dai rifiuti veri e propri: vengono perciò assimilati alle biomasse rinnovabili, restando invece esclusi dalla direttiva sull'incenerimento dei rifiuti, non essendo ritenuti pericolosi dal punto di vista ambientale.

## 1.4 Caratteristiche chimico-fisiche delle biomasse

Le biomasse assorbono CO<sub>2</sub> durante il loro ciclo vitale, per cui in teoria la loro combustione non dovrebbe contribuire ad incrementare le emissioni stesse di CO<sub>2</sub> (in realtà non è proprio così): in generale ciò è quello che si chiama “ciclo chiuso della CO<sub>2</sub>”, cioè la quantità liberata con la combustione o con processi di decomposizione è pari alla quantità impiegata per la crescita della pianta. Per quanto riguarda le caratteristiche energetiche, un’utile differenziazione può essere fatta in base ai seguenti parametri:

- Umidità
- Potere calorifico
- Contenuto di carbonio
- Contenuto di ceneri
- Contenuti di alcali
- Rapporto tra cellulosa e lignina

In generale le biomasse “secche” ( contenuto di umidità inferiore al 50% e rapporto fra carbonio e azoto superiore a 30) sono ritenute particolarmente adatte ai processi termochimici, mentre quelle “umide” (con umidità e rapporto cellulosa-lignina elevate) sono apprezzate per la loro capacità di fermentazione.

La scelta del tipo di conversione da adottare si basa proprio sul rapporto carbonio/azoto (C/N) presente nella matrice organica e sul grado di umidità della biomassa. Nel caso di C/N inferiore a 30 e grado di umidità superiore al 50%, la conversione biochimica, che consente di ricavare energia per reazione chimica provocata dal contributo di enzimi, funghi e microrganismi (digestione anaerobica), risulta la più idonea. I processi di fermentazione anaerobica sono molto utilizzati con le colture zuccherino-cellulosiche per la produzione di biogas. In via alternativa, da altre colture dedicate quali le zuccherino-amidacee e le oleaginose, è possibile produrre rispettivamente bioetanolo (con fermentazione

aerobica) e biodiesel (con transesterificazione): questi prodotti però sono utilizzati più che altro nel settore degli autotrasporti e del riscaldamento.

Il processo più diffuso rimane la conversione termochimica, ovvero la combustione diretta della biomassa. La biomassa in questo caso, per facilitarne la combustione, viene sminuzzata in forma di trucioli o scaglie (chips), tramite l'utilizzo di macchine "cippatrici" per la produzione del cosiddetto "cippato".

Non ha senso parlare di conversione termochimica qualora la biomassa o la frazione organica dei rifiuti solidi urbani contengano percentuali di umidità maggiori o uguali al 50%, perché sarebbe come "bruciare l'acqua" con un dispendio energetico maggiore del ricavo utile.

## **1.5 Umidità e potere calorifico**

Con la dizione umidità intrinseca, si intende quella tipica della biomassa senza considerare l'influenza del clima; tuttavia è più di interesse pratico l'umidità estrinseca, con cui si vuol indicare quella conseguente a condizioni climatiche del luogo o del momento di raccolta.

Il potere calorifico indica il contenuto energetico rilasciato durante la combustione. Spesso viene riportato il potere calorifico su base secca, cioè assumendo che la percentuale in peso di umidità sia nulla: il potere calorifico delle biomasse va da 6 a 20 MJ/kg.

In realtà è possibile distinguere:

- Potere calorifico superiore: calore prodotto dalla combustione tenendo conto anche di quello prodotto dalla condensazione del vapore acqueo;
- Potere calorifico inferiore: calore prodotto dalla combustione senza tenere conto di quello prodotto dalla condensazione del vapore acqueo.

Tra i due è di particolare importanza il potere calorifico inferiore, che è fortemente influenzato dall'umidità del combustibile stesso.

Il calcolo approssimato di tale proprietà si può fare mediante l'applicazione della formula di Hartmann:

$$PCI = \frac{PCI_0(100-u) - 2,44 \cdot u}{100} \quad (1.1)$$

Dove: PCI = potere calorifico inferiore [MJ]

$PCI_0$  = potere calorifico inferiore medio per legno anidro (senza acqua)

u = umidità del legno

2,44 = calore di evaporazione dell'acqua

Si deduce quindi che il valore percentuale di acqua contenuta nel legno è di fondamentale importanza per quanto riguarda la sua valutazione in termini di combustibile.

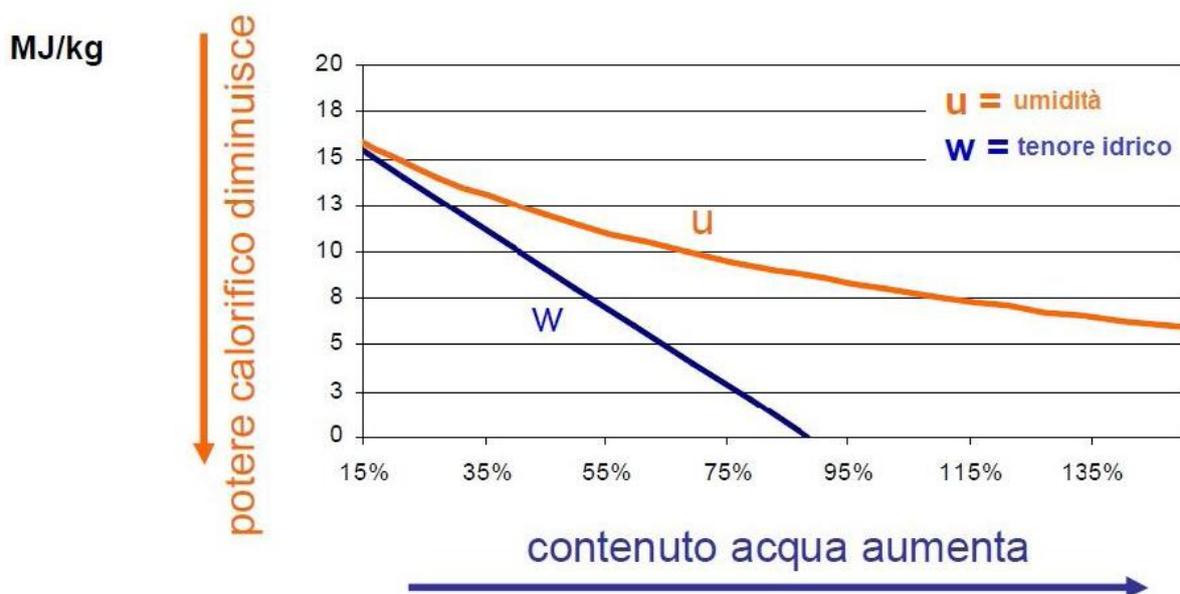


Figura 1.2: andamento qualitativo umidità/tenore idrico

## **1.6 Disponibilità di biomasse di origine vegetale**

L'utilizzo energetico delle biomasse in Italia, oltre ai noti vantaggi ambientali, può determinare ulteriori vantaggi, come la possibilità di smaltire sottoprodotti di lavorazione, creare nuove fonti di reddito per il mondo agricolo, contribuire alla manutenzione e al miglioramento del patrimonio boschivo con la raccolta di scarti forestali.

Le migliori opportunità si presentano quando si dispone di consistenti quantità di biomasse a basso costo, infatti bisogna tenere presente che in molti casi tali quantità sono troppo basse per consentire l'alimentazione di centrali elettriche, a meno di combinarle con altri combustibili.

Molte opportunità però potrebbero essere offerte dalle risorse di origine boschiva e forestale.

# Capitolo 2

---

## 2.1 Metodi per la conversione energetica delle biomasse

Le modalità con cui la conversione energetica viene effettuata, appartengono a due grandi categorie: quella dei processi termochimici e quella dei processi biologici. In questo lavoro si farà riferimento solo ad alcuni processi termochimici, limitando la trattazione in particolar modo alle biomasse di origine agro-forestale. Ai processi termochimici appartengono:

- Combustione
- Gassificazione
- Pirolisi
- Liquefazione

La biomassa necessita delle seguenti operazioni preliminari all'ingresso del sistema di conversione:

- Ricevimento e stoccaggio dall'arrivo all'impianto fino al momento della conversione. La logistica deve assicurare un'alimentazione costante soprattutto nel caso di biomasse disponibili su base stagionale;
- Controllo dell'alimentazione in grado di eliminare residui non appropriati alla tecnologia scelta;
- Essiccazione fino ad un livello di umidità appropriato al mezzo di conversione (in teoria l'umidità deve essere inferiore al 50%, ma nella pratica si scende intorno al 35%);
- Ulteriore stoccaggio in attesa dell'utilizzo.

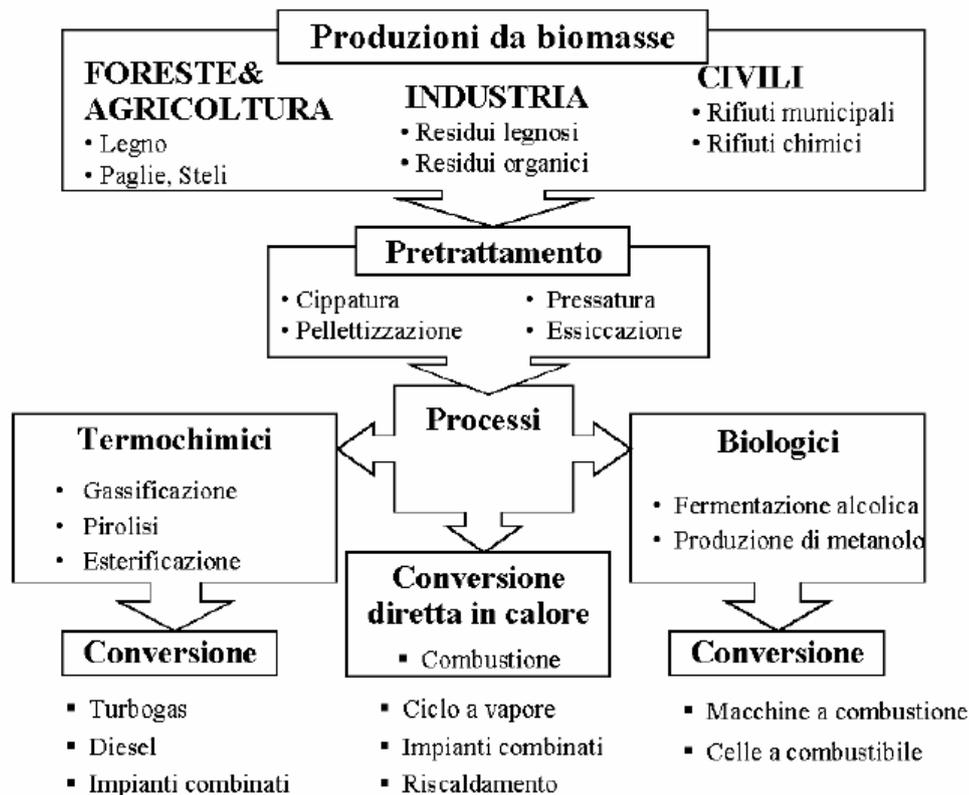


Figura 2.1: il ciclo delle biomasse

## 2.2 La combustione

La combustione è un sistema di conversione che si adatta all'impiego di tutti i tipi di biomasse e consente di raggiungere temperature dei prodotti di 800-1000°C. L'efficienza della combustione è inversamente proporzionale al livello di umidità: infatti è importante la fase di essiccazione in modo tale da non compromettere l'efficienza di combustione; bisogna però prestare attenzione ai costi che essa comporta e trovare un valore di umidità che possa garantire l'ottimo economico (come detto in precedenza intorno al 35%).

Le caldaie presenti oggi sono:

- Letto fisso (fixed bed): conveniente per basse potenzialità (fino a 10 MWe) , si distingue a sua volta in controcorrente (updraft) ed equicorrente (downdraft) , a seconda delle direzioni di combustibile ed ossidante.
- Letto fluido bollente (boiling fluidised bed) : appropriata per applicazioni di media scala( 15-20 MWe)
- Letto fluido circolante (circulating fluidised bed) : per applicazioni di grande scala (40-100 MWe)
- Varianti avanzate a letto fluido come il reattore a doppio letto che , data la sua complessità , sono convenienti solo per taglie medio elevate ( da 30-50 MWe).

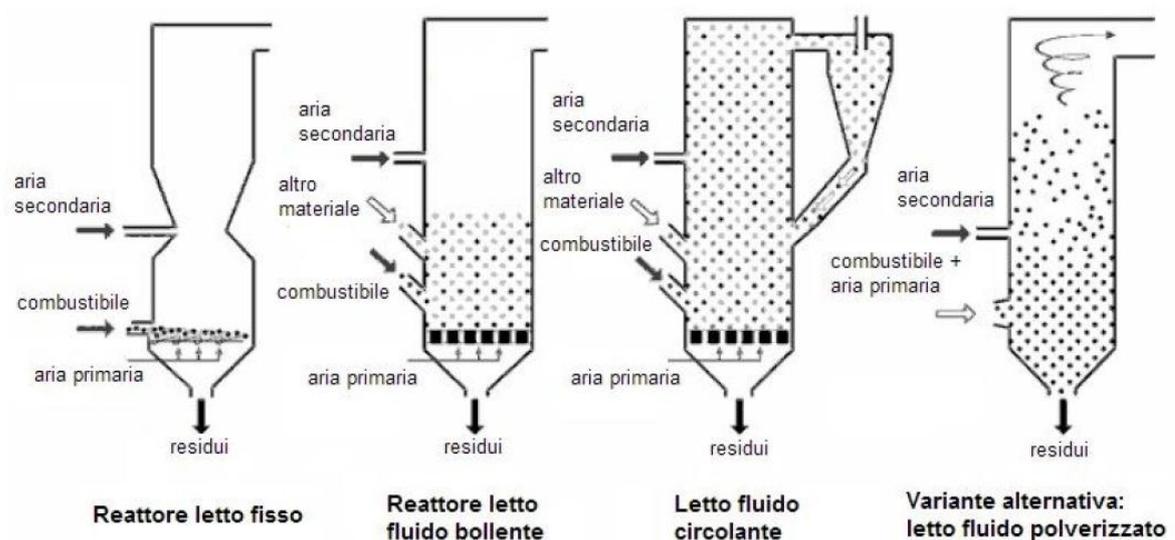


Figura 2.2: tipologie di caldaie

## 2.3 La gassificazione

La gassificazione è un processo di conversione della biomassa che varia in base all'agente di gassificazione usato; questo processo è impiegato per la produzione di combustibili come il syngas, che vengono utilizzati direttamente per la conversione termica.

Il processo di gassificazione si compone di tre stadi: ossidazione, distillazione e riduzione.

Il tipo di gassificazione che comporta meno costi operativi è quella ad aria, ma esiste anche con ossigeno (agente di gassificazione): a seconda dell'agente cambia la qualità del syngas. Quella ad aria avviene mediante una serie di reazioni della biomassa con vapore acqueo e aria, consentendo di ottenere un miscuglio di gas con basso potere calorifico e composto prevalentemente da  $N_2$ , CO,  $CO_2$ ,  $H_2$  e  $CH_4$ . I gassificatori più impiegati oggi sono i reattori a letto fluido, ma esistono anche quelli a letto fisso:

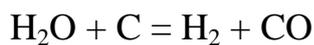
- nel primo caso può essere fatta una distinzione in base alle caratteristiche del letto ed è possibile trovare due tipi di reattori principalmente: a letto fluido bollente ed a letto circolante;
- nel caso di gassificatori a letto fisso invece è possibile distinguere quelli a controcorrente e quelli ad equicorrente.

Sono quattro i processi termochimici innescati:

1. Essiccazione: all'interno del gassificatore la biomassa si surriscalda e perde tutto il contenuto idrico, che si trasforma in vapore acqueo. La biomassa entra nella zona di pirolisi in fase anidra (0% di umidità).
2. Pirolisi: è un processo termochimico che decompone la biomassa. Si innesca tra i  $150^\circ$  e  $800^\circ C$ , in forte carenza di ossigeno. I prodotti di pirolisi sono gassosi, liquidi e solidi, a seconda della biomassa usata.

3. Combustione: è l'ossidazione della biomassa e dei derivati della pirolisi. Avviene in forte carenza di ossigeno, a una temperatura tra 1.000-1.100 °C. L'aria comburente entra nella zona di combustione attraverso degli ugelli dimensionati per avere una combustione ipoaerobica (soffocata). Gli idrocarburi vengono trasformati in gas.
4. Riduzione: i gas prodotti dalla combustione passano attraverso un letto di carbone a circa 600-800°C. Il letto di carbone è costantemente alimentato dalla combustione stessa, e contribuisce a rigenerare il gas, aumentandone il potere calorifico.

La riduzione agisce principalmente sul vapore acqueo e sull'anidride carbonica:



Questa, la composizione chimica del Syngas:

CO:16-18%

H<sub>2</sub>:16-18%

CH<sub>4</sub>:2-3%

restante: N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub> (gas non combustibili)

La gassificazione necessita di un'umidità della biomassa in ingresso al reattore inferiore al 15% e di un equipaggiamento per la pulizia del gas grezzo, più o meno complesso a seconda della destinazione del gas stesso; si rende in genere necessario quindi lo stoccaggio della biomassa in una camera di essiccazione, così che essa possa raggiungere il livello di umidità desiderato: tale camera viene riscaldata per mezzo del calore recuperato con la cogenerazione.

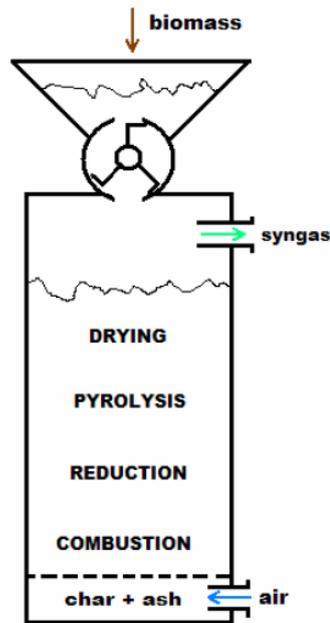


Figura 2.3: raffigurazione di un gassificatore

## 2.4 Le biomasse per la generazione di potenza

L'uso che nella pratica si fa delle biomasse può essere classificato secondo due tecniche principali: uso diretto e uso combinato; nel primo caso le biomasse vengono impiegate come unico combustibile in impianti per la produzione di energia elettrica e/o termica da vendere e/o da auto-consumare. Nel caso dell'uso combinato invece, l'utilizzo di biomassa è pensato come integrazione dei combustibili tradizionali, in modo tale da incrementare la produzione energetica senza aumentare in modo significativo le emissioni di CO<sub>2</sub>.

## 2.5 Cenno alla cogenerazione

Si definisce cogenerazione la produzione congiunta e contemporanea di energia elettrica (o meccanica) e di calore utile a partire da un'unica fonte di energia ed attuata in un singolo sistema integrato. Alla base della cogenerazione c'è la

considerazione che ogni ciclo termodinamico che genera energia meccanica a partire da quella termica, deve necessariamente cedere calore ad una sorgente a temperatura inferiore (solitamente identificabile con l'ambiente); questo calore ceduto è una quota rilevante del calore introdotto nel ciclo, rappresentando a tutti gli effetti una perdita di energia del ciclo: in un impianto cogenerativo questo calore viene in parte recuperato da un utilizzatore termico, così da migliorare l'efficienza termodinamica del processo. L'obiettivo della cogenerazione è infatti arrivare ad utilizzare la fonte di energia primaria nel modo più efficiente possibile, con conseguenti risparmi economici soprattutto dove sussista una situazione di forte contemporaneità fra prelievi elettrici e termici. La produzione combinata può incrementare l'efficienza di utilizzo del combustibile fino ad oltre l'80%; a ciò corrispondono minori costi e minori emissioni di sostanze inquinanti e di gas ad effetto serra, rispetto alla produzione separata di elettricità e di calore.

La cogenerazione ha natura distribuita e si realizza mediante piccoli impianti che sono in grado di generare calore ed elettricità per grandi strutture (es. ospedali, alberghi ecc.) o piccoli centri urbani. La combustione nelle piccole centrali a cogenerazione raggiunge risparmi fino al 40% nell'utilizzo delle fonti primarie di energia. E' logico infatti pensare di utilizzare la potenza termica recuperata in maniera da impiegarla per essiccare la biomassa legnosa (es. cippato) in modo tale da risparmiare combustibile ed alleggerire i processi di essiccazione che vengono effettuati separatamente, a spesa di una complicazione di impianto che risiede nell'aggiunta di uno scambiatore di calore a recupero ed il relativo circuito di controllo. Gli impianti cogenerativi possono essere classificati in due categorie:

- Impianti a ciclo non modificato: in questi impianti, si aggiunge semplicemente uno scambiatore che recupera il calore dai prodotti della combustione;
- Impianti a ciclo modificato: alcuni cicli, tra cui principalmente quello Rankine, hanno il pregio di restituire il calore refluo a temperature molto

basse: se si vuole recuperare questo calore, è necessario modificare il ciclo innalzandone la temperatura inferiore.

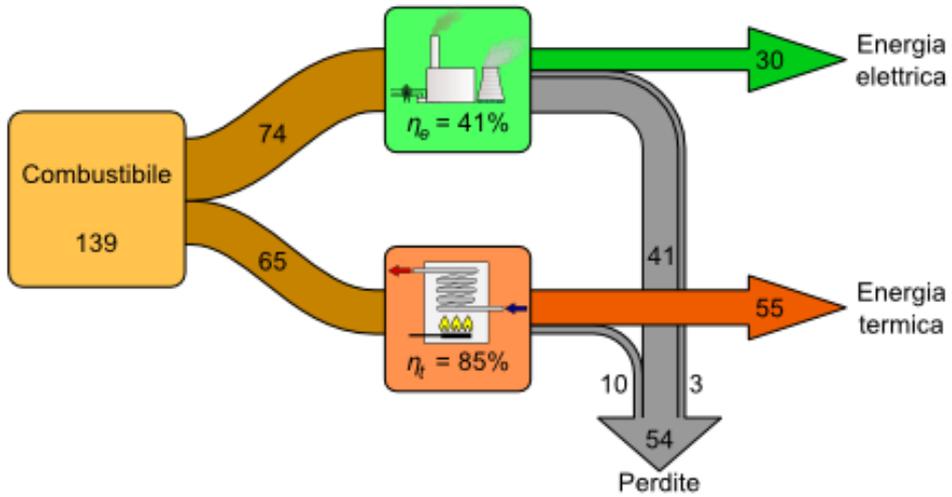


Figura 2.4: diagramma di Sankey per impianto non cogenerativo

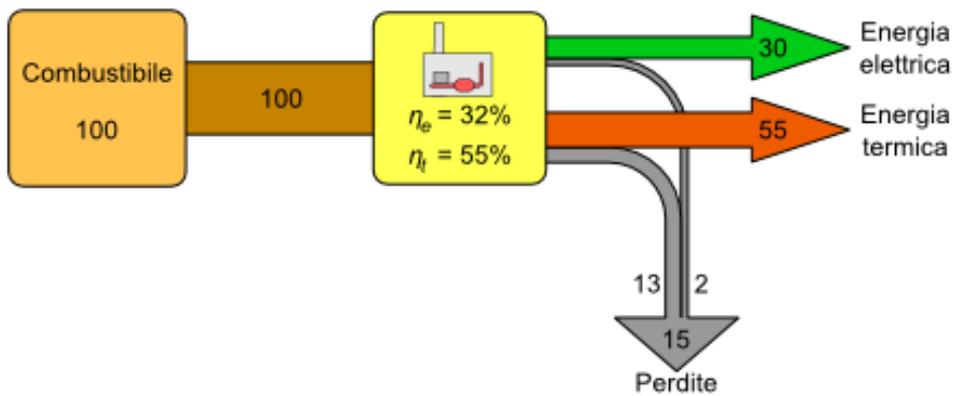


Figura 2.5: diagramma di Sankey per impianto cogenerativo

# Capitolo 3

---

## 3.1 Gli impianti di generazione elettrica alimentati a biomassa

La conversione termochimica delle biomasse ai fini della produzione di energia elettrica può avvenire essenzialmente mediante impianti a combustione esterna (impianti a vapore, motori Stirling o impianti a ciclo Rankine operanti con fluidi organici), oppure mediante processi di gassificazione e la successiva alimentazione a syngas di impianti a combustione interna (turbine a gas e motori alternativi): l'impiego delle diverse tecnologie di conversione energetica dipende anche dalla taglia dell'impianto. Le tecnologie che verranno approfondite nel seguito di questo lavoro sono il ciclo ORC (Organic Rankine Cycle) e l'utilizzo di syngas con motori alternativi a combustione interna.

## 3.2 Rendimento globale di un impianto motore

Il rendimento globale è utilizzato per calcolare quanta potenza si rende effettivamente disponibile, a partire dalla potenza termica  $W_{TC}$ ; tale potenza è in genere ottenibile tramite combustione e può essere ricavata come:

$$W_{TC} = \eta_b G_c H_i \quad (3.1)$$

Dove  $G_c$  è la portata del combustibile,  $H_i$  è il potere calorifico inferiore del combustibile e  $\eta_b$  rappresenta il rendimento di combustione, che tiene conto di diversi fattori, tra cui la combustione non completa, il calore asportato dai fumi, le perdite termiche nell'organo in cui avviene la combustione.

Il rendimento di combustione è minore di uno (in genere oscilla tra 0.8 e 0.95) e riduce la massima potenza teoricamente ottenibile dalla combustione, pari a  $G_c H_i$ .

Da tale potenza si deduce la potenza meccanica utile  $W_{mu}$ :

$$W_{mu} = \eta_{td} W_{TC} \quad (3.2)$$

Dove  $\eta_{td}$  indica il rendimento termodinamico, ovvero esprime la quantità di potenza termica contenuta nel fluido che viene ceduta agli organi meccanici della macchina.

La potenza meccanica utile, ceduta dal fluido agli organi della macchina, differisce da quella raccolta all'asse motore della macchina stessa a causa degli attriti negli organi di trasmissione e di questo si tiene conto attraverso il rendimento meccanico:

$$W_{asse} = \eta_m W_{mu} \quad (3.3)$$

Combinando le tre espressioni precedenti si ottiene che la potenza all'asse del motore è data da:

$$W_{asse} = \eta_b \eta_{td} \eta_m G_c H_i = \eta_g G_c H_i \quad (3.4)$$

Dove  $\eta_g$  è il rendimento globale dell'impianto motore.

Come si può osservare dall'espressione (3.4) quindi, ci sono vari fattori che influiscono sulla riduzione di potenza meccanica ottenibile dalla combustione di 1 kg di combustibile: l'aliquota più significativa è composta dal rendimento termodinamico (raramente supera il 50%), ma è necessario tenere conto anche delle imperfezioni della combustione e delle trasmissioni meccaniche.

Considerando inoltre che l'energia meccanica sviluppata all'asse della macchina motrice dovrà essere convertita in energia elettrica, si introduce un ulteriore rendimento, il rendimento elettrico  $\eta_{el}$ : tale rendimento va a diminuire ulteriormente il rendimento globale e chiameremo il prodotto dei due rendimento globale elettrico ( $\eta_{ge}$ ); quindi è possibile scrivere l'espressione della potenza elettrica come:

$$\eta_{ge} = \eta_g \eta_{el} \quad (3.5)$$

$$W_{el} = \eta_{el} W_{asse} = \eta_{el} \eta_g G_c H_i = \eta_{ge} G_c H_i \quad (3.6)$$

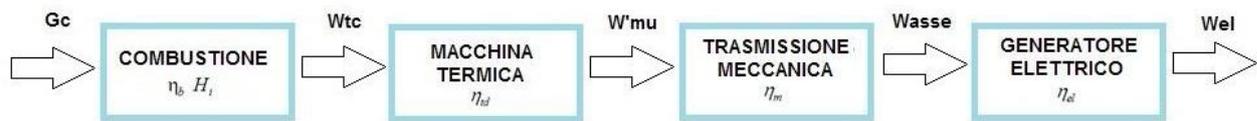


Figura 3.1: dal combustibile alla potenza elettrica

In figura (3.2) sono riportati, a titolo di esempio, i dati frutto di un'analisi effettuata su diversi modelli di motori a combustione interna disponibili sul mercato; si può osservare come esista una correlazione fra il rendimento elettrico e la taglia del motore: il rendimento elettrico dei motori a gas ad accensione comandata va dal 27% delle piccole unità (< 50kW<sub>e</sub>) fino al 38% circa di quelli da 500kW<sub>e</sub>, mentre i motori multi MW<sub>e</sub> hanno rendimenti anche intorno al 45%.

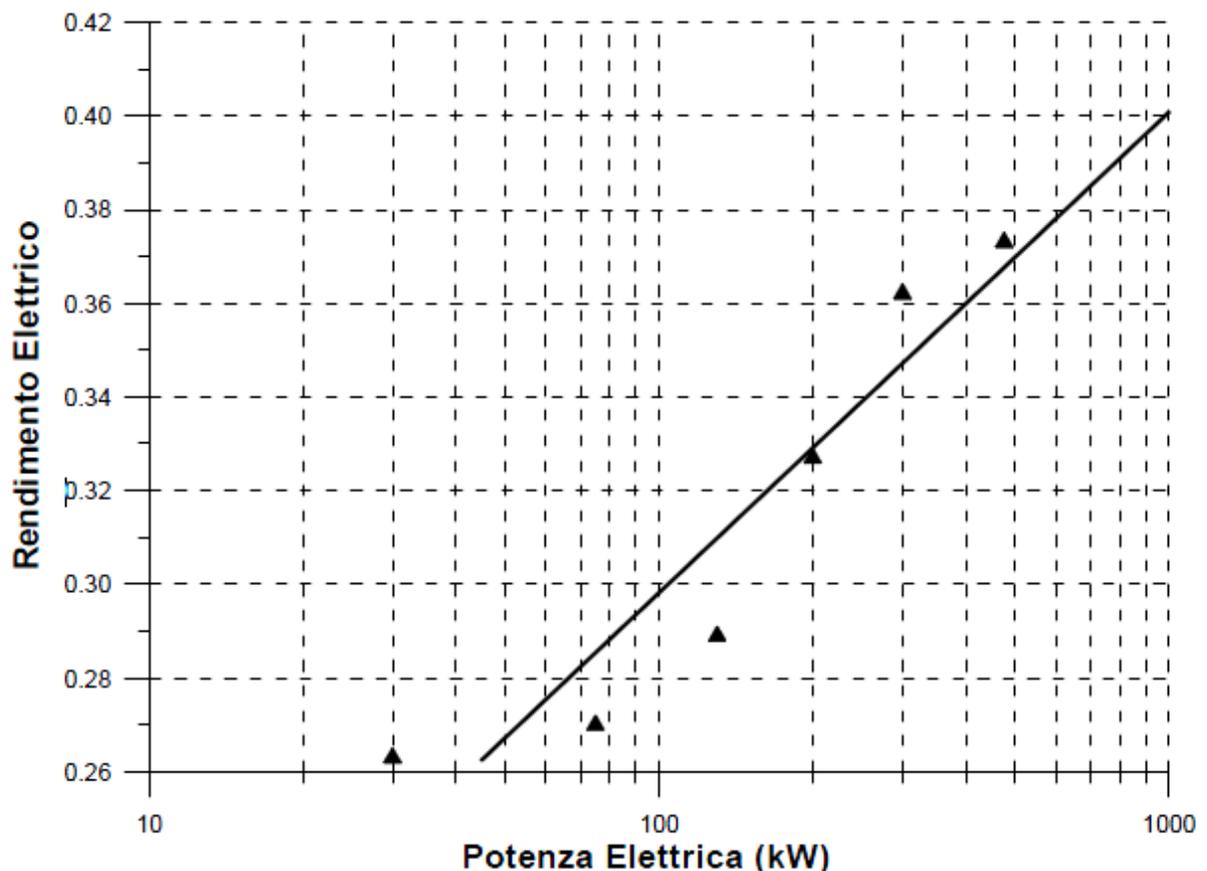


Figura 3.2: rendimento elettrico in funzione della potenza generata (fonte: "Small-scale biomass power generation" - S. Carrara - Tesi di Dottorato)

### 3.3 I motori a combustione interna (ICE)

I motori a combustione interna sono macchine storicamente sviluppate per l'industria automobilistica, ma negli ultimi decenni sono stati adottati anche per la cogenerazione industriale, e recentemente, anche nei settori civile e terziario; sono presenti in una vasta gamma di dimensioni che vanno da 1 kW<sub>el</sub> a 10 MW<sub>el</sub>.



Figura 3.3: motore a combustione interna

Questi motori sono macchine alternative e sono caratterizzati dai vari processi che si susseguono all'interno dei cilindri. Come è noto ci sono due principali tipologie di motori alternativi:

- Ad accensione comandata, basati sul ciclo Otto
- Ad accensione spontanea, basati sul ciclo Diesel

Nei motori ad accensione comandata il carburante viene iniettato nel flusso d'aria durante la fase di aspirazione ( $1 \rightarrow Q$ ); tale miscela viene compressa adiabaticamente ( $Q \rightarrow 2$ ) e quindi una scintilla scoccata dalla candela ne provoca la combustione ( $2 \rightarrow 3$ , ipotizzata isovolumica) che ha come conseguenza una

rapida espansione adiabatica ( $3 \rightarrow P$ ), la quale produce lavoro utile; infine i gas caldi vengono scaricati e il ciclo si ripete di nuovo.

L'intero ciclo del motore perciò può essere schematizzato in quattro fasi:

- aspirazione
- compressione
- scoppio
- scarico

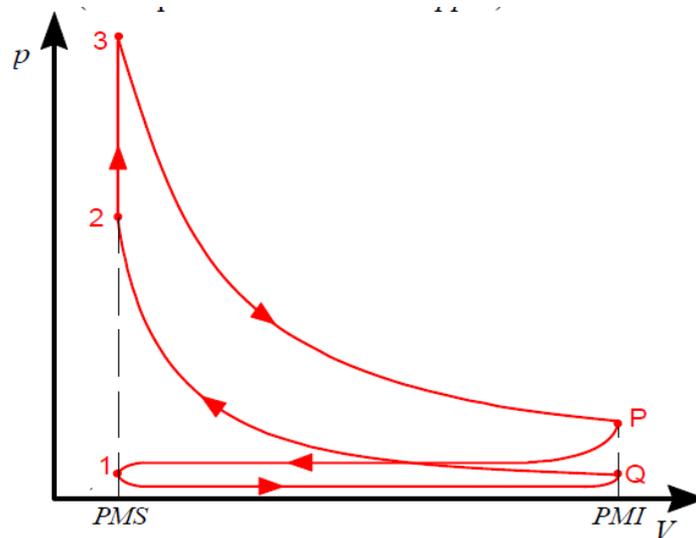


Figura 3.4: diagramma indicatore, ciclo Otto

L'alta temperatura raggiunta nella fase di compressione può causare un fenomeno di auto detonazione, che provoca un'improvvisa forza resistente sul pistone che si traduce nel cosiddetto battito in testa del motore; tale cosa è da evitare e per questo si limita il rapporto di compressione (in genere a 10-14) e si aggiungono additivi antidetonanti.

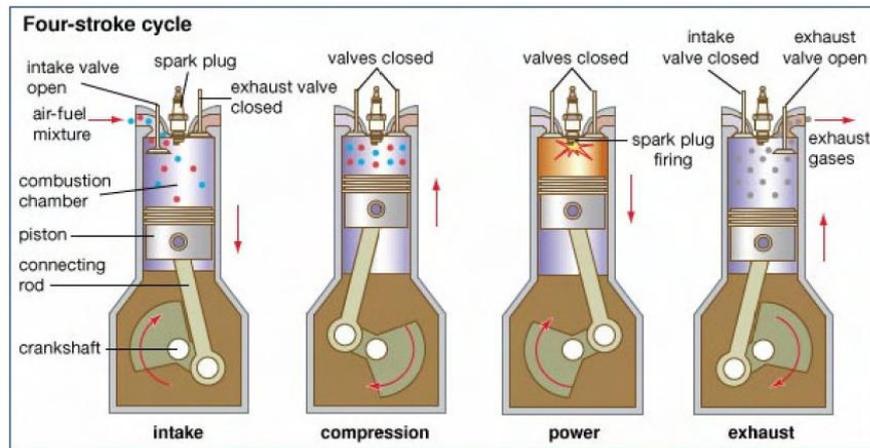


Figura 3.5: raffigurazione del ciclo a quattro tempi di un ICE

Per quanto riguarda il concetto di funzionamento dei motori ad accensione spontanea, esso è analogo ed infatti si possono distinguere sempre le fasi di aspirazione, compressione, scoppio e scarico. Le differenze che invece si possono mettere maggiormente in evidenza sono due: durante la fase di combustione viene compressa solo aria (invece che una miscela aria-combustibile); il combustibile viene iniettato nel cilindro solo alla fine della compressione e l'accensione avviene spontaneamente a causa dell'alta temperatura dell'aria.

Tali motori quindi non hanno bisogno né di candele, né di circuito di accensione: di contro richiedono un sistema di iniezione ad alta pressione molto sofisticato, ma dato che durante la fase di compressione è presente solamente aria, in questi motori è possibile raggiungere rapporti di compressione anche di 20:1.

In generale i motori a combustione interna possono funzionare con una grande varietà di carburanti, ma nelle applicazioni di cogenerazione, quello normalmente adottato nei motori ad accensione comandata, è il gas naturale per le sue caratteristiche di compatibilità ambientale, la disponibilità costante ed i costi relativamente bassi. Dal momento che il metano è caratterizzato da un buon comportamento antidetonante è molto adatto all'uso in motori ad accensione comandata: infatti questa è una delle soluzioni più adottate.

Nella maggioranza dei casi i motori alternativi sono dotati di un turbocompressore per la sovralimentazione: è logico pensare che, aumentando la massa d'aria introdotta per ogni ciclo, si possa aumentare la quantità di combustibile bruciato e quindi incrementare l'afflusso di energia termica.

Nei motori sovralimentati l'aria viene compressa prima di essere inviata all'aspirazione del motore. La compressione avviene in un turbocompressore la cui turbina è azionata dai gas di scarico. Dato che durante la compressione l'aria si riscalda e la sua densità diminuisce (vanificando così parte dell'effetto voluto), talvolta essa viene refrigerata in un refrigeratore intermedio (intercooler) prima di essere avviata ai condotti di aspirazione del motore alternativo.

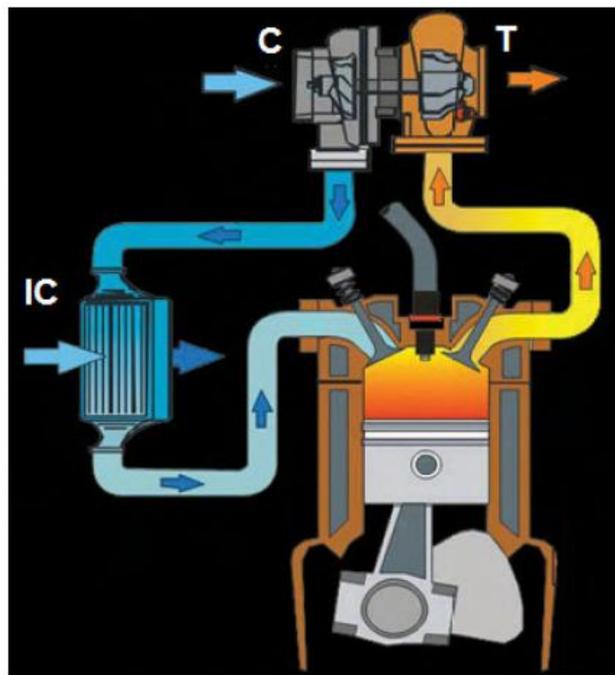


Figura 3.6: raffigurazione del funzionamento della sovralimentazione

I principali vantaggi dei motori a combustione interna sono:

- Alta affidabilità, in quanto si tratta di una tecnologia collaudata e diffusa
- Basso costo specifico (800-1200 €/kWel)
- Alta efficienza elettrica
- Lunga durata di vita (60000-80000 ore)

- Elevata flessibilità, cioè la capacità di seguire il carico mantenendo una buona efficienza nelle diverse condizioni operative

D'altra parte però questi impianti sono interessati anche da alcuni difetti:

- Costi di O&M elevati
- Rumore e vibrazioni
- È necessario adottare sistemi di controllo delle emissioni
- Il numero di giri in esercizio è inferiore al numero di giri nominale
- Potere calorifico volumetrico della miscela è minore rispetto ai combustibili tradizionali, quindi la potenza generata è anch'essa minore

A parte gli inconvenienti sopra riportati, l'alta affidabilità e la buona efficienza elettrica rendono i motori a combustione interna una delle soluzioni maggiormente adottate per cogenerazione su piccola scala.

### 3.4 Impianti di cogenerazione con ICE

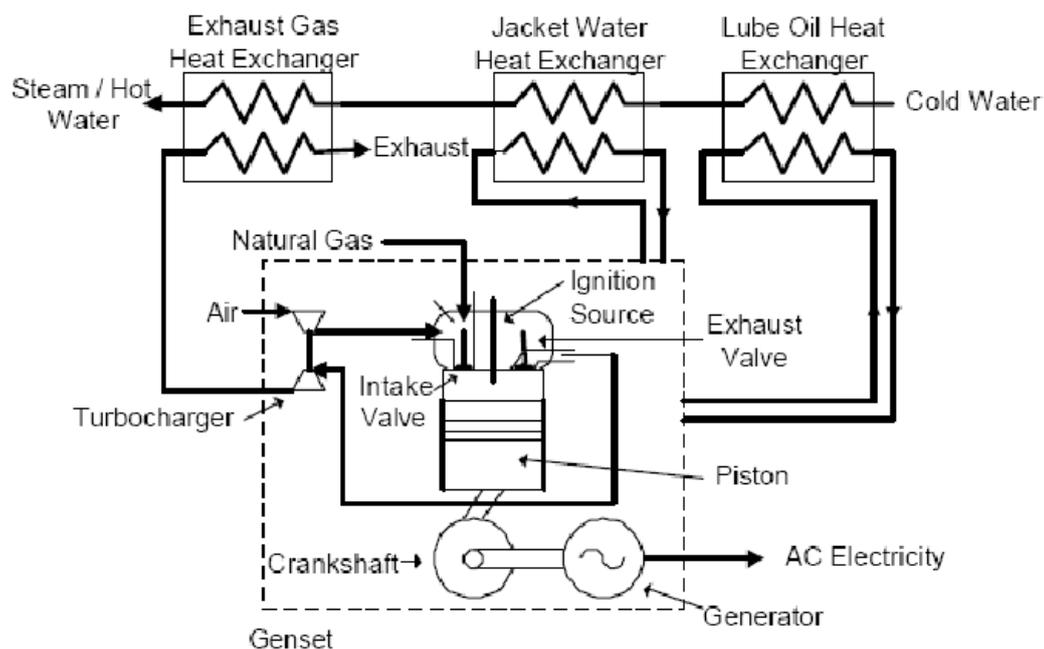


Figura 3.7: funzionamento di un impianto di cogenerazione con ICE

La produzione di energia elettrica si ottiene collegando un alternatore all'albero di trasmissione, mentre il calore può essere recuperato sia dai gas di combustione caldi (che lasciano il motore a 350°-500°C), sia dai radiatori con acqua normalmente disponibile a 90°C.

In particolare il calore dei gas caldi può essere recuperato in uno scambiatore di calore, così da ottenere vapore a bassa temperatura e bassa pressione (ordine di 200°C ed alcuni bar).

È da notare che, in genere, circa il 60% del totale del calore recuperato proviene dai fumi allo scarico, però tale calore viene generalmente impiegato per far essiccare il cippato negli impianti che utilizzano, come fonte, la biomassa.

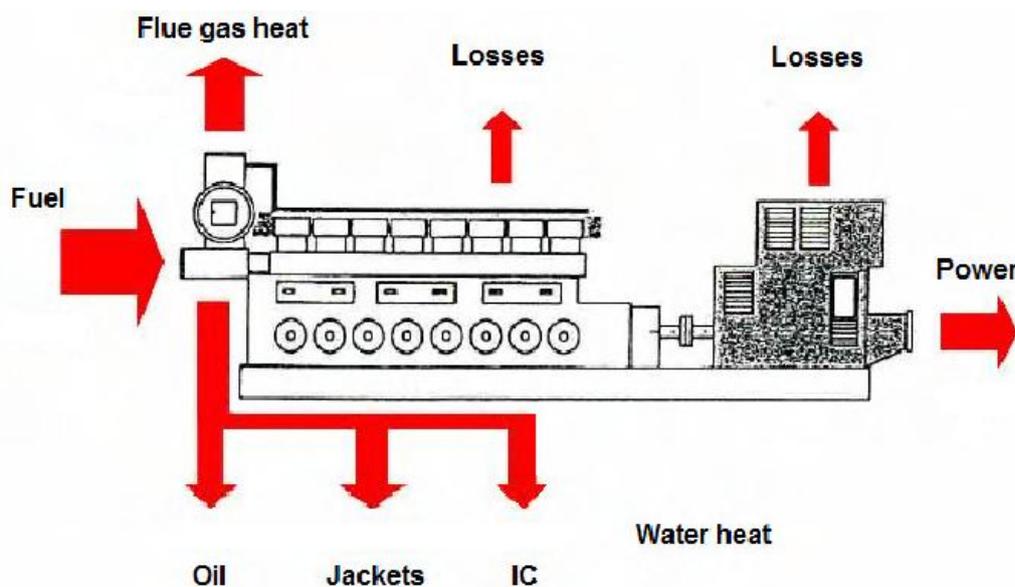


Figura 3.8: raffigurazione di un impianto di produzione

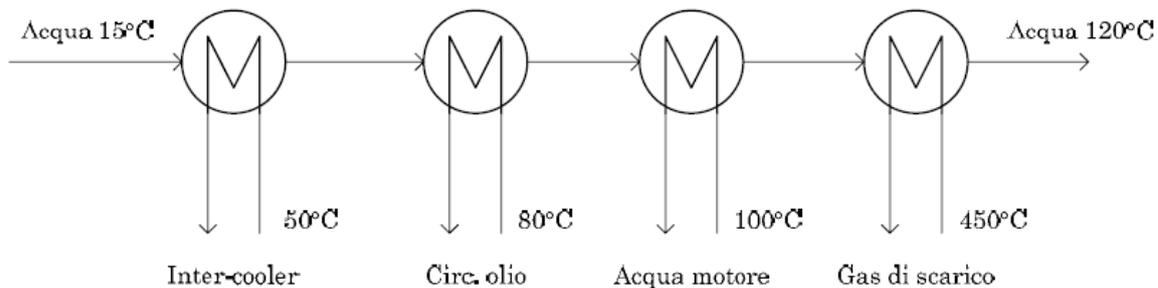


Figura 3.9: disposizione degli scambiatori di calore

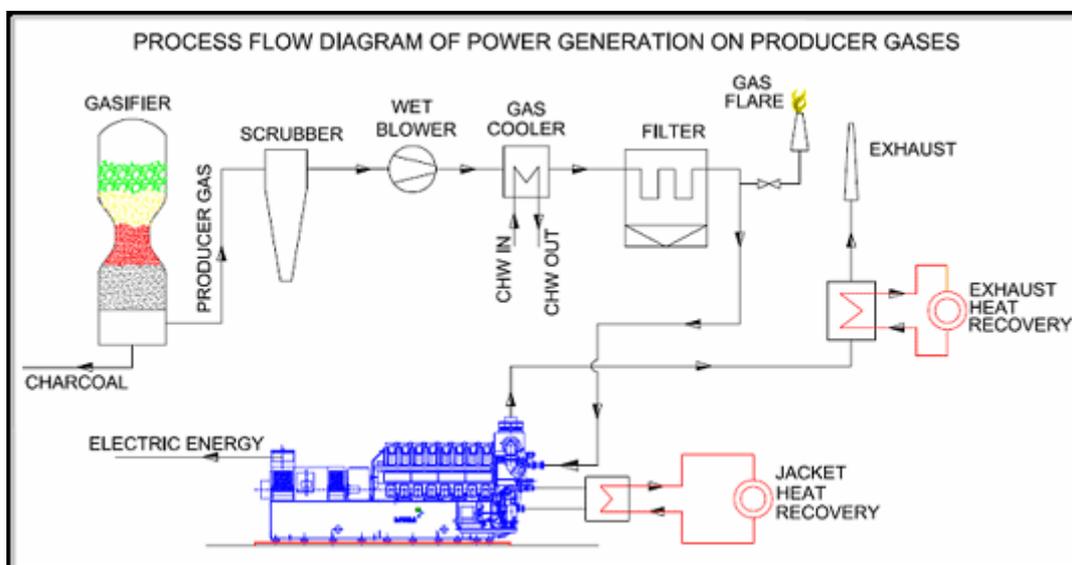


Figura 3.10: raffigurazione di un impianto di cogenerazione con ICE

### 3.5 Modalità di connessione e di esercizio con ICE

Il motore alternativo per impiego industriale può essere connesso in BT o MT alla rete elettrica. Il funzionamento può avvenire in modalità “grid connected” o anche “in isola”, per alimentazione di utenze isolate.

Nel funzionamento “in isola” si rendono necessari dispositivi elettronici di potenza

(booster) che forniscano in uscita i valori di tensione e frequenza richiesti dall'utenza; in modalità "grid connected" invece i dispositivi elettronici sono necessari per l'adeguamento ai parametri richiesti dalla rete; sono inoltre da prevedere relè di protezione in caso di improvviso distacco del dispositivo dalla rete.

Il motore presenta una elevata flessibilità di esercizio con possibilità di funzionamento ai carichi parziali fino al 20-30% del carico nominale e con decadimenti di prestazioni non eccessivi. Per questo motivo tale sistema energetico può essere utilizzato per l'esercizio in modalità "load-following", ovvero con inseguimento dei carichi elettrici delle utenze. Soprattutto nella fascia di taglie più piccole, può anche essere usato come generatore per i carichi di punta (peak-shaving) o come generatore di emergenza (gruppo elettrogeno); nell'ambito cogenerativo però questa ultima modalità non viene impiegata, data la necessità di produrre anche energia termica.

La flessibilità operativa consente di avere molteplici modalità di esercizio: il motore in assetto cogenerativo può essere usato sia con funzionamento a pieno carico che in modalità load-following (in quest'ultimo caso la disponibilità di energia termica sarà dipendente dal carico elettrico). Infine, si può avere un funzionamento in una modalità che segue la domanda di energia termica, cioè con correzione del punto di funzionamento in modo da garantire la copertura della richiesta termica; in questo caso l'energia elettrica generata può essere utilizzata dalle utenze elettriche, ceduta in toto o in parte alla rete esterna o accumulata in batterie se disponibili.

### 3.6 Il Ciclo Rankine Organico

Il Ciclo Rankine Organico (ORC) rappresenta una tecnologia originariamente applicata nel campo della conversione dell'energia geotermica, ma negli ultimi anni si è assistito ad una sua notevole diffusione nel campo della cogenerazione di piccole dimensioni, soprattutto utilizzando la biomassa come fonte di energia.

Come suggerisce il nome, il ciclo ORC è un ciclo Rankine chiuso, dove il vettore di lavoro non è più acqua, ma un fluido organico, più adatto per situazioni dove la fonte di calore è a temperatura medie-basse (70°-400°C). La scelta specifica del fluido organico da adottare è funzione della temperatura della sorgente termica a disposizione (in genere sono polisilossani).

Il sistema si basa sui seguenti passi principali:

- La biomassa è bruciata in una caldaia dotata di elementi accessori quali filtri, comandi, smaltimento automatico della cenere e dispositivo di rifornimento automatico della biomassa (in grado di far funzionare la caldaia in base alla biomassa disponibile);
- Il calore prodotto è trasferito all'olio diatermico utilizzato come fluido termovettore: ciò offre numerosi vantaggi tra cui bassa pressione in caldaia, elevata inerzia termica e quindi stabilità nei cambiamenti di carico e regolazione semplice e sicura;
- Un turbogeneratore ORC è utilizzato per convertire il calore a disposizione in elettricità e sfrutta un fluido di lavoro appositamente formulato; il calore di condensazione del turbogeneratore è usato per produrre acqua calda alla temperatura di circa 80°-90°C.

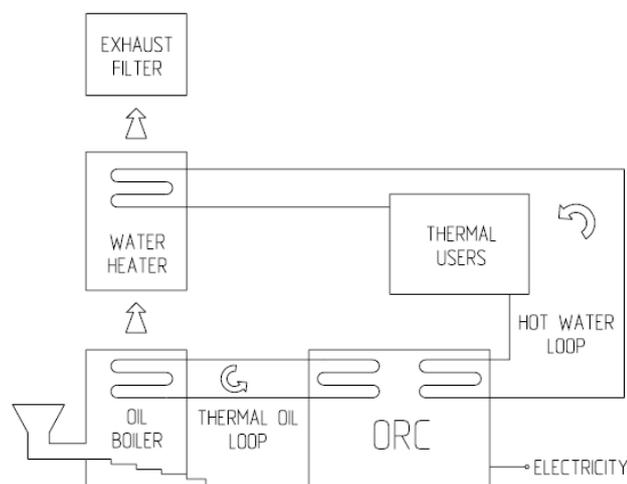
I principali vantaggi del ciclo ORC sono i seguenti:

- Alto indice di utilizzazione del ciclo (se utilizzato in impianti di cogenerazione);
- Bassa sollecitazione meccanica della turbina;

- Bassa velocità di rotazione della turbina (permessa dall'alto peso molecolare del fluido), tale da consentire il collegamento diretto all'alternatore;
- Lunga vita della macchina, dovuta alle caratteristiche del fluido di lavoro, che diversamente dal vapore, non erode e non corrode le tubazioni, le sedi delle valvole e le palette della turbina (è un fluido "secco" e non condensa quindi dentro la turbina, ma esce da essa sempre come vapore surriscaldato);
- Semplicità delle procedure di avviamento e fermata;
- Funzionamento poco rumoroso;
- Richiesta di manutenzione minima;

D'altra parte però sono presenti anche alcuni difetti:

- Alto costo di investimento;
- Necessità di caldaia con circuito ad olio diatermico;
- Smaltimento dell'olio diatermico.



**Figura 3.11: funzionamento di un impianto di cogenerazione con ORC**

### **3.7 La caldaia**

La caldaia è composta da una camera di combustione con griglie fisse o mobili ed è raffreddata ad aria o ad acqua in base alla biomassa da bruciare. Sopra la camera di combustione è installato uno scambiatore di calore che vede protagonisti i gas combusti e l'olio diatermico; normalmente questo scambiatore è composto da un unico tubo a spirale, in modo da assicurare che l'olio diatermico non ristagni, ma anzi abbia una velocità relativamente elevata. La temperatura di scarico è sufficientemente alta da permettere l'installazione di uno scambiatore di calore tra gas caldo ed acqua per la cogenerazione (economizzatore). Questo economizzatore aumenta l'efficienza globale della caldaia portandola a valori maggiori all'80%. Nel caso non sia richiesto o non sia conveniente un aumento della potenza termica disponibile all'acqua (causato per esempio da una richiesta termica minore da parte della rete di teleriscaldamento), è possibile installare un preriscaldatore per la combustione dell'aria al posto dell'economizzatore.

### **3.8 Il sistema di circolazione dell'olio diatermico**

Il trasferimento di calore tra la caldaia ed il turbogeneratore è compito dell'olio diatermico e del suo sistema di circolazione; in genere sono installate due pompe (una in stand-by), in modo da assicurare in ogni caso la circolazione dell'olio attraverso la caldaia: in caso di mal funzionamento della prima pompa, entra in funzione la seconda; in caso di mancanza della rete elettrica, invece, un sistema UPS assicura il funzionamento della pompa.

Può essere utile installare un by-pass per il riscaldamento diretto, ovvero per trasferire il calore dall'olio diatermico al circuito dell'acqua.

### 3.9 Il turbogeneratore ORC

Il turbogeneratore ORC utilizza l'energia termica derivante dall'olio diatermico per vaporizzare il fluido organico all'interno dell'evaporatore; l'energia termica che non può essere trasformata in energia meccanica dalla turbina si scarica nell'acqua attraverso il condensatore.

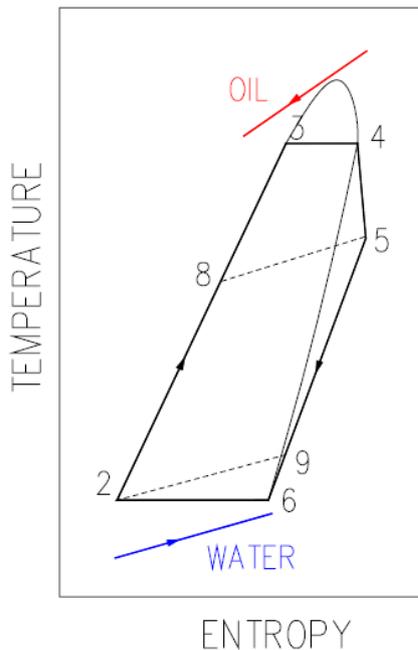


Figura 3.12: diagramma T-s per un impianto ORC

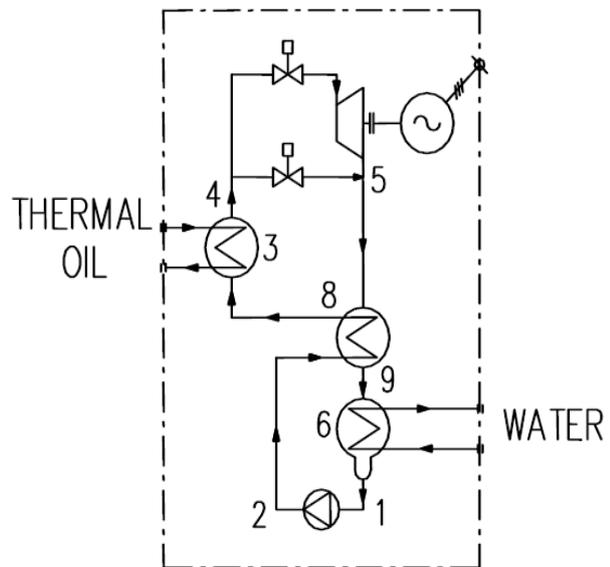


Figura 3.13: impianto ORC

Il turbogeneratore sfrutta l'olio diatermico caldo per preriscaldare e vaporizzare il fluido organico di lavoro nell'evaporatore ( $8 \rightarrow 3 \rightarrow 4$ ).

Il vapore del fluido organico muove la turbina ( $4 \rightarrow 5$ ), che è accoppiata direttamente al generatore elettrico attraverso un giunto elastico.

Il vapore scaricato scorre attraverso il rigeneratore ( $5 \rightarrow 9$ ) dove riscalda il fluido organico ( $2 \rightarrow 8$ ).

Il vapore è poi condensato nel condensatore (raffreddato dal passaggio dell'acqua) ( $9 \rightarrow 6 \rightarrow 1$ ).

Il fluido organico, quindi, è pompato (1 → 2) al rigeneratore e di seguito all'evaporatore, completando la sequenza di operazioni nel circuito chiuso.

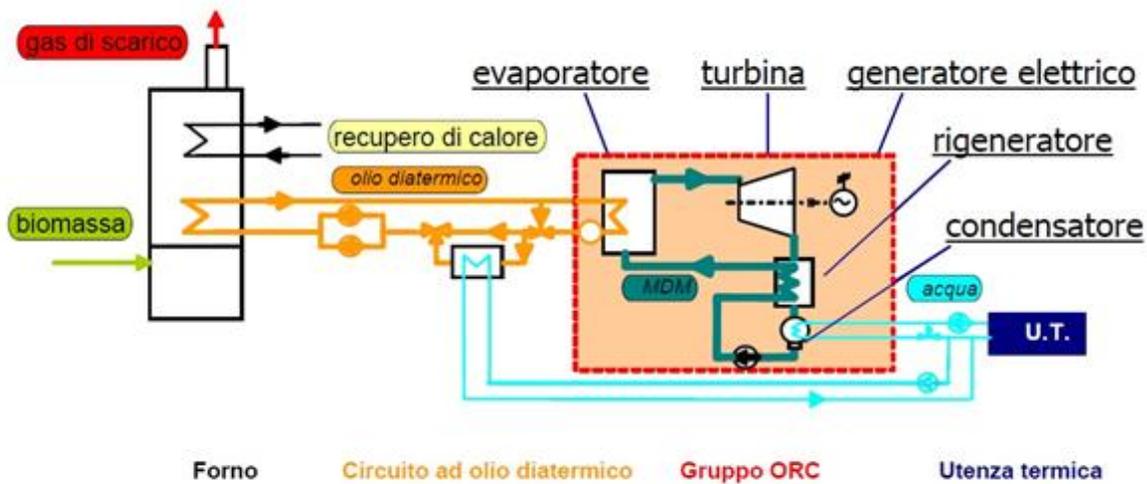


Figura 3.14: funzionamento di un impianto ORC alimentato a biomassa

### 3.10 Efficienza di un impianto con sistema ORC

I turbogeneratori ORC descritti nel precedente paragrafo, hanno dimostrato un'efficienza elettrica netta del 18% circa, quando operano con temperature nominali dell'acqua di raffreddamento. Della potenza termica dell'olio circa il 78-79% viene ceduta all'acqua di raffreddamento come calore cogenerato, mentre le perdite elettriche stimate ammontano solamente al 3-4%: ciò è significativo e vuol dire che l'efficienza termica globale dell'impianto di primo principio raggiunge il 96-97%.

Il rendimento complessivo del sistema dipende dall'efficienza della caldaia ad olio diatermico e dalla presenza o meno dell'economizzatore: i rendimenti delle moderne caldaie sono di valore intorno all'80%. Quando l'economizzatore è installato, l'efficienza termica generale può raggiungere il 90%.

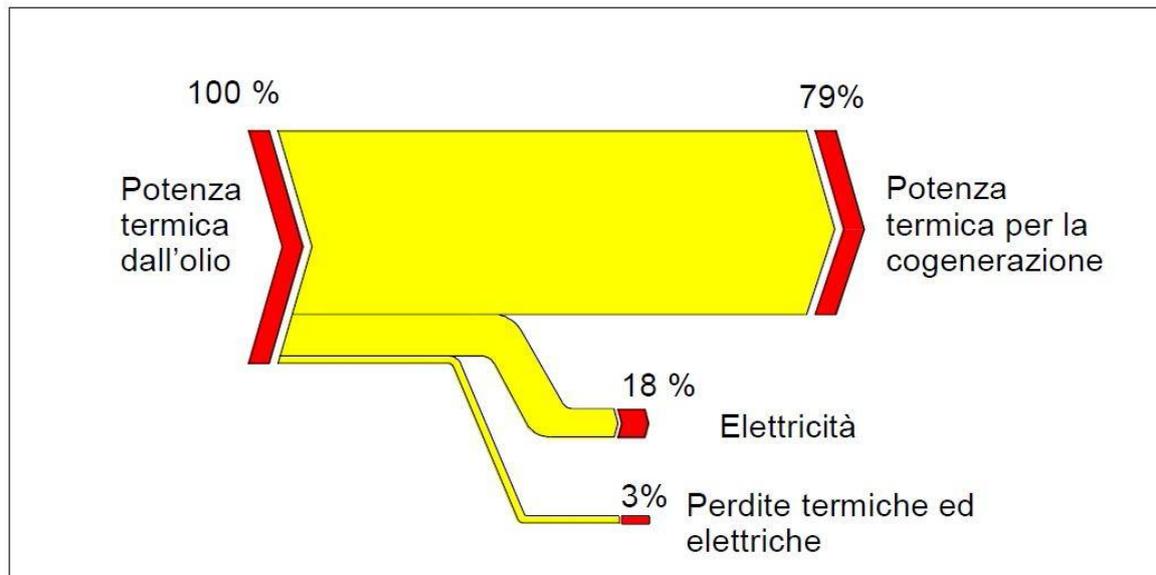


Figura 3.15: bilancio energetico per un turbogeneratore ORC

### 3.11 Modalità di connessione e di esercizio con ORC

L'impiego di un generatore elettrico asincrono semplifica la messa in parallelo e il funzionamento, ma non consente di far funzionare la macchina su rete isolata. La connessione avviene su rete a bassa tensione fino ai 100 kWe, mentre per potenze superiori dipende dal distributore. Per basse potenze, al posto di un generatore asincrono, è utilizzato in genere un generatore sincrono a magneti permanenti.

Il sistema di controllo del turbogeneratore è implementato per mezzo di un controllore a logica programmabile (PLC) che gestisce i segnali digitali e analogici dell'impianto: in questo modo, l'operatore è necessario solo per richiedere la marcia e per verificare periodicamente lo stato del gruppo (come per esempio il livello dell'olio nel serbatoio della centralina di lubrificazione).

Se la pressione nell'evaporatore diminuisce a causa di una diminuzione della potenza termica disponibile (per esempio, portata o temperatura dell'olio diatermico al di sotto dei valori nominali), l'impianto regola automaticamente il carico.

### 3.12 Altre tecnologie

Esistono altre tecnologie in letteratura che, per la stesura di questo lavoro, non sono state prese in considerazione; principalmente si tratta delle micro turbine a gas e del ciclo Brayton a combustione esterna.

Le micro turbine a gas hanno prestazioni solo leggermente inferiori a quelle dei motori a combustione interna, ma i costi sono più elevati e l'affidabilità non può assolutamente essere considerata analoga; inoltre non sono ancora commercialmente concorrenziali e sufficientemente collaudate per l'esercizio con syngas, sebbene siano in corso grandi attività di ricerca e sviluppo su di esse.

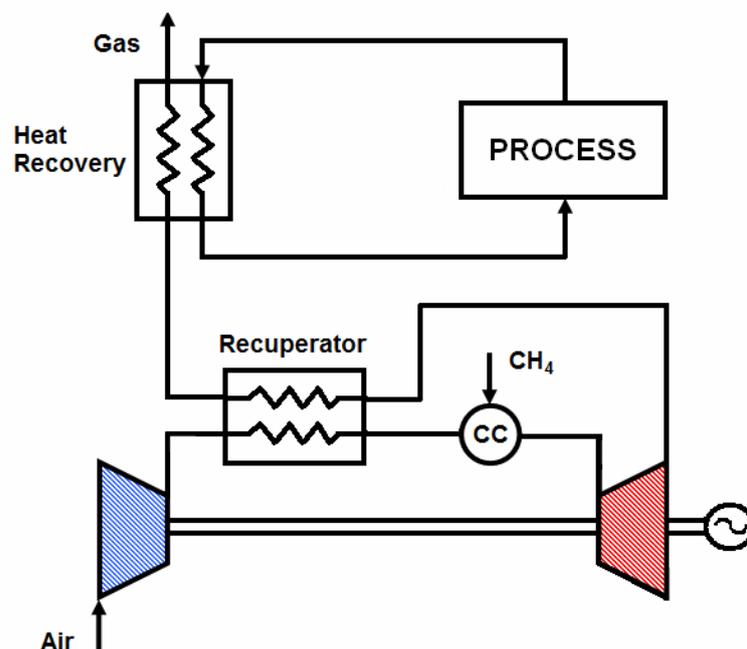


Figura 3.16: schema di una micro turbina a gas in assetto cogenerativo

Il ciclo Brayton a combustione esterna è una tecnologia particolare, simile a quella delle micro turbine a gas, ma che prevede che la combustione avvenga a valle della turbina così che il riscaldamento del fluido (aria) avvenga per mezzo di uno

scambiatore di calore. La limitazione principale di questa tecnologia sta nella temperatura d'uscita dell'aria dalla turbina, valore che è legato alle caratteristiche termiche dello scambiatore. Un altro problema è costituito dalle perdite di carico nello scambiatore stesso a valle della turbina, di cui fanno aumentare la pressione di uscita e ne riducono le prestazioni.

Oltre ai costi elevati che caratterizzano questa soluzione, vi è tuttora un dibattito riguardo l'effettiva applicabilità in riferimento soprattutto ad affidabilità e durata; comunque questa tecnologia non è sicuramente buona a livello commerciale, almeno per il momento.

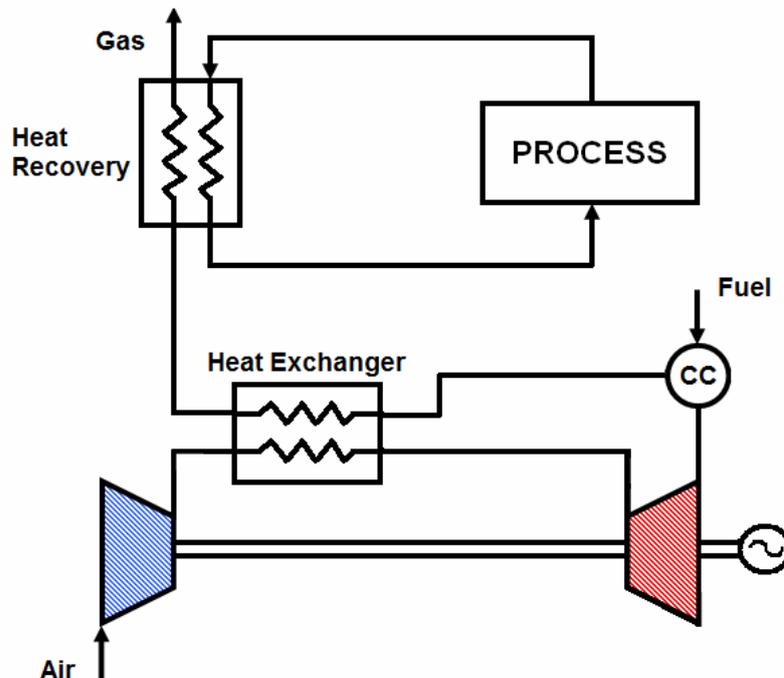


Figura 3.17: schema di una turbina a gas a combustione esterna in assetto cogenerativo

# Capitolo 4

---

## 4.1 Le fonti rinnovabili

Il D.Lgs. 29/12/2003 n. 387, recependo la Direttiva comunitaria del Parlamento Europeo e del Consiglio 2001/77/CE, ha stabilito che per fonti rinnovabili debbano intendersi esclusivamente le seguenti: “eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomasse, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas. In particolare, per biomasse si intende: la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani”.

## 4.2 Il quadro normativo riguardo alle fonti rinnovabili

L'articolo 11 del Decreto Legislativo 16/03/1999 n. 79 ha introdotto l'obbligo, a carico dei produttori e degli importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili, di immettere nel sistema elettrico nazionale, a decorrere dal 2002, una quota minima di elettricità prodotta da impianti alimentati a fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 1° Aprile 1999.

Produttori ed importatori soggetti all'obbligo possono adempiervi immettendo in rete elettricità prodotta da fonti rinnovabili oppure acquistando da altri produttori titoli, chiamati certificati verdi (CV), comprovanti la produzione dell'equivalente quota.

Il Decreto Legislativo n. 387/03, con il quale è stata recepita in Italia la Direttiva 2001/77/CE, si propone la promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'energia e recepisce la definizione

di fonte rinnovabile di cui alla summenzionata Direttiva.

Il Ministro delle Attività Produttive, di concerto col Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, in ottemperanza a quanto previsto dall'art. 20, comma 8 del Decreto Legislativo n. 387/03, emanò il 24 ottobre 2005 il Decreto recante "Aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 11, comma 5, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79" che, nell'abrogare i DM 11 novembre 1999 e 18 marzo 2002, ha dettato nuove disposizioni per la qualificazione degli impianti a fonte rinnovabile (qualificazione IAFR) e per l'emissione dei certificati verdi.

In attuazione di quanto previsto dall'art. 11, comma 1 del DM 24/10/2005, il GSE ha adottato le procedure tecniche per la qualificazione IAFR e per l'emissione dei certificati verdi sottoponendole, per la relativa approvazione, ai Ministri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. Dette Procedure sono state approvate con Decreto del 21 dicembre 2007, pubblicato, unitamente alle Procedure, nella Gazzetta Ufficiale n. 16 del 19/1/2008, supplemento ordinario.

La legge finanziaria 2007 (legge 27/12/2006 n. 296, art. 1 comma 1117) prevede che, dal 1/1/2007, i finanziamenti e gli incentivi pubblici di competenza statale finalizzati alla promozione delle fonti rinnovabili, sono concedibili esclusivamente per la produzione di energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili, così come definite dalla Direttiva 2001/77/CE, tra le quali rientra la parte biodegradabile dei rifiuti e non rientra la parte non biodegradabile dei rifiuti.

La legge finanziaria 2008 (legge 24/12/2007 n. 244, art. 2 comma 137) prevede che, per gli impianti a rifiuti autorizzati e non ancora in esercizio e, in via prioritaria, per quelli in costruzione o entrati in esercizio fino alla data del 31

dicembre 2008, sia prevista una eventuale procedura di deroga, completata dal Ministro dello sviluppo economico entro il 31/12/2009. Sono comunque fatti salvi i finanziamenti e gli incentivi concessi, senza distinzione fra parte biodegradabile e parte non biodegradabile, ad impianti ammessi agli incentivi per motivi connessi alla situazione di emergenza rifiuti che sia stata dichiarata con provvedimento del Presidente del Consiglio dei Ministri entro il 31/12/2006.

Relativamente alla quantificazione della quota di energia elettrica incentivabile, in quanto imputabile ad alimentazione da fonti energetiche rinnovabili, prodotta in impianti che impiegano anche fonti energetiche non rinnovabili, la legge finanziaria 2008 (art. 2 comma 143) prevede che:

1. con un decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, saranno stabilite le modalità di calcolo di tale quota;
2. ogni 3 anni dalla data di emanazione del suddetto decreto il GSE, con il supporto tecnico e normativo del Comitato termotecnico italiano (CTI), svilupperà e sottoporrà all'approvazione del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, l'aggiornamento delle procedure e dei metodi per la determinazione della quota di produzione di energia elettrica imputabile alle fonti energetiche rinnovabili;
3. nelle more della emanazione del suddetto decreto, la quota di produzione di energia elettrica imputabile a fonti rinnovabili riconosciuta ai fini dell'accesso ai meccanismi incentivanti è pari al 51 per cento della produzione complessiva per tutta la durata degli incentivi nei casi di impiego di rifiuti urbani a valle della raccolta differenziata e di impiego di combustibile da rifiuti, prodotto esclusivamente da rifiuti urbani.

I medesimi concetti sono riportati anche nel DM 18/12/2008 (art. 19 comma 2),

che precisa altresì che, nelle more della pubblicazione del previsto decreto (di cui al punto 1 del precedente elenco) nonché nelle more dell'aggiornamento delle procedure tecniche del GSE di qualificazione degli impianti, la valutazione della quota di produzione imputabile alla frazione biodegradabile dei rifiuti, diversi da quelli urbani a valle della raccolta differenziata e dai combustibili da rifiuti prodotti esclusivamente da rifiuti urbani, è fatta secondo le attuali procedure tecniche del GSE approvate con D.M. 21/12/2007.

La Legge Finanziaria 2008 (articolo 2, commi da 144 a 154) e la Legge 29 novembre 2007 n. 222 (cd. Collegato alla Finanziaria 2008 articolo 26, comma 4-bis) introducono ulteriori importanti novità relativamente alla incentivazione dell'energia prodotta da impianti a fonti rinnovabili: il periodo di incentivazione sale a quindici anni e il numero dei certificati verdi attribuiti all'energia prodotta viene differenziato a seconda della fonte rinnovabile.

Accanto a questa revisione, a beneficio esclusivo degli impianti più piccoli viene introdotto un nuovo schema di incentivazione, cui è possibile aderire in alternativa al sistema dei certificati verdi. A tali impianti è concessa la facoltà di optare per delle tariffe di ritiro dell'energia immessa in rete, differenziate per fonte, anch'esse riconosciute per un periodo di quindici anni. Tali tariffe sono denominate "onnicomprensive" poiché includono sia la componente incentivante sia la componente di vendita dell'energia elettrica.

In data 18/12/2008 il Ministro dello Sviluppo Economico di concerto col Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ha emesso il Decreto "Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244" (di seguito identificato come DM 18/12/2008) che abroga il Decreto 24/10/2005, e stabilisce le modalità attuative dei nuovi meccanismi di incentivazione di seguito riportati.

### 4.3 I certificati verdi

I CV vengono rilasciati in funzione dell'energia netta prodotta dall'impianto ( $E_A$ ), che è l'energia lorda misurata ai morsetti dei gruppi di generazione, diminuita dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari, delle perdite nei trasformatori e delle perdite di linea fino al punto di consegna dell'energia elettrica alla rete con obbligo di connessione di terzi.

Esistono diversi tipi di interventi impiantistici (nuova costruzione, riattivazione, potenziamento, rifacimento totale o parziale) che danno diritto ad ottenere l'incentivazione di tutta o parte dell'energia elettrica prodotta; ad ogni categoria di intervento corrisponde una diversa formula che lega l'energia riconosciuta come incentivabile  $E_I$  all'energia netta prodotta  $E_A$  (ad esempio, nel caso di interventi di nuova costruzione tutta l'energia netta prodotta è incentivabile, mentre nel caso dei potenziamenti, generalmente, è incentivabile solo l'incremento di produzione).

In base a quanto previsto dalla normativa antecedente la Legge Finanziaria 2008, l'energia corrispondente al numero di certificati verdi riconosciuti ( $E_{CV}$ ) coincide esattamente con l'energia riconosciuta come incentivabile ( $E_I$ ), la quale, come detto, dipende dall'energia netta prodotta ( $E_A$ ) in modo differente a seconda dell'intervento realizzato.

$$E_{CV} = E_I \quad (4.1)$$

La Legge Finanziaria 2008 e il suo collegato fiscale (Legge 29/11/2007 n. 222) hanno introdotto un nuovo principio, a beneficio degli impianti entrati in esercizio successivamente al 31/12/2007, consistente nel differenziare l'entità dell'incentivazione in base alla fonte rinnovabile. Il numero di certificati verdi riconosciuti dipende, oltre che dal tipo di intervento realizzato e dall'energia netta prodotta, anche dal tipo di fonte rinnovabile che alimenta l'impianto. I CV sono attribuiti moltiplicando l'energia riconosciuta come incentivabile ( $E_I$ ) per un coefficiente  $K$ , il cui valore è differenziato in base alla fonte rinnovabile utilizzata,

così come indicato in tabella (4.1).

Numerazione L. 244/2007	Fonte	Coefficiente K
1	Eolica on-shore	1,00
1-bis	Eolica off-shore	1,50
3	Geotermica	0,90
4	Moto ondoso e maremotrice	1,80
5	Idraulica	1,00
6	Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	1,30
7	Biomasse e biogas derivanti da prodotti agricoli, di allevamento e forestali, ottenuti nell'ambito di intese di filiera, contratti quadro, o filiera corte	1,80
8	Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e Biogas diversi da quelli del punto precedente	0,80

**Tabella 4.1: Coefficienti moltiplicativi per il calcolo del numero di CV**

Sinteticamente, per gli impianti entrati in esercizio dopo il 31/12/2007, per tutto il periodo di incentivazione (15 anni) si ha:

$$E_{CV} = K \cdot E_I \quad (4.2)$$

La valorizzazione economica dei certificati verdi costituisce l'incentivo alla

produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Definito  $P_{CV}$  il prezzo dei CV venduti (espresso in €/MWh), il valore dell'incentivazione  $I_{CV}$  (espresso in €) è dato dalla seguente relazione:

$$I_{CV} = P_{CV} \cdot E_{CV} \quad (4.3)$$

La Legge Finanziaria 2008 ha introdotto la modalità di calcolo del prezzo di offerta dei CV del GSE: a partire dal 2008 essi sono collocati sul mercato a un prezzo pari alla differenza tra 180 €/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nell'anno precedente. L'applicazione di questa nuova modalità di calcolo ha dato luogo a valori di offerta dei CV del GSE pari a 112,88 €/MWh per l'anno 2008, 88,66 €/MWh per l'anno 2009 e 112,82 €/MWh per l'anno 2010. Il prezzo dei certificati verdi del GSE rappresenta un prezzo massimo per l'intero mercato.

La vendita dei certificati verdi non costituisce l'unica fonte di remunerazione della generazione elettrica da fonti rinnovabili, in quanto a essa si va a sommare la valorizzazione dell'energia elettrica (vendita dell'energia elettrica immessa in rete, autoconsumo o scambio sul posto). Tale forma di remunerazione permane ovviamente anche al termine del periodo di incentivazione.

#### **4.4 Le tariffe onnicomprensive**

La Legge Finanziaria 2008 ha introdotto un nuovo schema di incentivazione (poi disciplinato dal D.M. 18/12/2008 e dalla delibera AEEG ARG/elt 1/09), a cui è possibile aderire in alternativa al sistema dei certificati verdi, a beneficio esclusivo degli impianti entrati in esercizio dopo il 31/12/2007, aventi potenza nominale media annua non superiore a 1 MW (200 kW nel caso degli eolici).

Ai suddetti impianti è concessa la facoltà di optare per tariffe di ritiro dell'energia immessa in rete, differenziate per fonte, riconosciute per un periodo di quindici anni. Tali tariffe sono dette “onnicomprensive” (TO) in quanto il loro valore include sia la componente incentivante sia la componente relativa alla remunerazione derivante dalla vendita dell'energia immessa nella rete elettrica. Sino al termine del periodo di incentivazione, dunque, le tariffe costituiscono l'unica fonte di remunerazione della generazione elettrica da fonte rinnovabile. Terminato il periodo di incentivazione permane naturalmente la possibilità di valorizzare l'energia elettrica prodotta (vendita dell'energia elettrica immessa in rete, autoconsumo o scambio sul posto).

Mentre i certificati verdi sono riconosciuti sulla base dell'energia netta prodotta ( $E_A$ ) e quindi premiano anche l'eventuale quota di produzione autoconsumata, le tariffe onnicomprensive sono riconosciute in funzione della sola energia netta immessa in rete ( $E_R$ ).

Anche nel caso delle TO, così come nel caso dei CV, in base al tipo di intervento impiantistico eseguito cambia l'entità dell'incentivazione. In particolare, nel sistema delle tariffe onnicomprensive, a seconda della categoria di intervento, cambia la quota di energia netta immessa in rete ( $E_R$ ) che può essere incentivata: è su tale quota di energia (energia incentivata  $E_I$ ) che vengono erogate le tariffe.

Definito  $V_{TO}$  il valore della tariffa in €/MWh (funzione della fonte rinnovabile) e  $I_{TO}$  il valore in € della remunerazione riconosciuta, possiamo scrivere:

$$I_{TO} = V_{TO} \cdot E_I \quad (4.4)$$

Con  $E_I$  funzione della categoria di intervento e di  $E_R$ .

Numerazione L. 244/2007	Fonte	Tariffa (€/MWh)
1	Eolica per impianti di taglia inferiore a 200 kW	300
3	Geotermica	200
4	Moto ondoso e maremotrice	340
5	Idraulica diversa da quella del punto precedente	220
6	Biogas e biomasse, esclusi i biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009	280
8	Gas di scarica, gas residuati dai processi di depurazione e biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009	180

Tabella 4.2: Tariffe onnicomprensive riconosciute all'energia incentivata E<sub>i</sub>

#### 4.5 Cenno alle condizioni tecnico-economiche per la connessione

Il livello di tensione a cui è erogato il servizio di connessione è determinato sulla base delle seguenti condizioni:

- a) per potenze in immissione richieste fino a 100 kW, il servizio di connessione è erogato in bassa tensione;
- b) per potenze in immissione richieste fino a 6.000 kW, il servizio di connessione è erogato in media tensione, fatto salvo quanto previsto alla lettera a);
- c) nel caso di connessione esistente, il servizio di connessione è erogato al livello di tensione della connessione esistente nei limiti di potenza già disponibile per la connessione;
- d) le condizioni di cui alle precedenti lettere a) e b) non escludono la possibilità, sulla base di scelte tecniche effettuate dal gestore di rete, di erogare il servizio di connessione in bassa o media tensione per potenze in immissione richieste superiori, rispettivamente, a 100 kW o a 6.000 kW.

Il corrispettivo per l'ottenimento del preventivo è pari a:

- a) 100 euro per potenze in immissione richieste fino a 50 kW;
- b) 200 euro per potenze in immissione richieste superiori a 50 kW e fino a 100 kW;
- c) 500 euro per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 500 kW;
- d) 1.500 euro per potenze in immissione richieste superiori a 500 kW e fino a 1.000 kW;
- e) 2.500 euro per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Nel caso di:

- a) lavori semplici, il tempo di realizzazione della connessione è pari, al massimo, a 30 (trenta) giorni lavorativi;
- b) lavori complessi, il tempo di realizzazione della connessione è pari, al massimo, a 90 (novanta) giorni lavorativi, aumentato di 15 (quindici) giorni lavorativi per ogni km di linea da realizzare in media tensione eccedente il primo chilometro.

Nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili, nel caso di centrali ibride che rispettano le condizioni di cui all'articolo 8, comma 6, del decreto legislativo n. 387/03 e nel caso di impianti cogenerativi che soddisfano i requisiti previsti dalla deliberazione n. 42/02, il corrispettivo per la connessione, espresso in euro, è il minor valore tra:

$$A = CP_A \cdot P + CM_A \cdot P \cdot D_A + 100 \quad (4.5)$$

$$B = CP_B \cdot P + CM_B \cdot P \cdot D_B + 6000 \quad (4.6)$$

Dove:

$$CP_A = 35 \text{ €/kW}$$

$$CM_A = 90 \text{ €/(kW} \times \text{ km)}$$

$$CP_B = 4 \text{ €/kW}$$

$$CM_B = 7,5 \text{ €/(kW} \times \text{ km)}$$

P = potenza ai fini della connessione espressa in kW;

$D_A$  = distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina cabina di trasformazione media/bassa tensione del gestore di rete in servizio da almeno 5 anni, espressa in km con due cifre decimali;

$D_B$  = distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina stazione di trasformazione alta/media tensione del gestore di rete in servizio da almeno 5 anni, espressa in km con due cifre decimali.

Nei casi di nuova connessione in cavo interrato, i corrispettivi CM devono essere moltiplicati per 2.

Il corrispettivo per la connessione viene versato dal richiedente al gestore di rete:

- a) per il 30% all'atto di accettazione del preventivo, anche nel caso in cui il richiedente scelga di realizzare in proprio la connessione;
- b) per il 70% all'atto della comunicazione di completamento delle opere strettamente necessarie alla realizzazione fisica della connessione.

Il richiedente, qualora diverso da un cliente finale domestico, nel caso di impianti di produzione che dovranno essere connessi ad una linea critica o in un'area critica, all'atto dell'accettazione del preventivo, rende disponibile al gestore di rete una garanzia, sotto forma di deposito cauzionale o di fideiussione bancaria, di importo pari al prodotto tra la potenza ai fini della connessione e i seguenti valori unitari:

- 20.250 €/MW nei casi di connessioni alle reti in alta e altissima tensione;
- 60.000 €/MW nei casi di connessioni alle reti in media tensione;
- 110 €/kW nei casi di connessioni alle reti in bassa tensione.

La condizione di area critica o di linea critica deve essere verificata in corrispondenza della data di ricevimento, da parte del gestore di rete, della richiesta di connessione. Il gestore di rete evidenzia, nel preventivo, la necessità di presentare la garanzia all'atto dell'accettazione.

Con riferimento alla propria rete di media e bassa tensione, per esempio Enel Distribuzione indica il livello di criticità delle aree attraverso la colorazione delle stesse in base ai principi definiti dall'articolo 4 dell'allegato A delibera ARG/Elt 99/08 come modificato dalla Delibera ARG/elt 125/10.

In particolare, in ordine di criticità crescente, i colori sono:

- Bianco
- Giallo
- Arancione
- Rosso

Le aree contrassegnate con il colore rosso sono individuate come "AREE CRITICHE" ai sensi della citata delibera.

Sotto, in tabella (4.3), viene riportato l'elenco delle aree di competenza, per quanto riguarda la Toscana, di Enel Distribuzione ed aggiornata al 15/10/2010.

<u>TOSCANA</u>	<i>AREZZO</i>	<i>ARANCIONE</i>
	<i>FIRENZE</i>	<i>BIANCA</i>
	<i>GROSSETO</i>	<i>ARANCIONE</i>
	<i>LIVORNO</i>	<i>GIALLA</i>
	<i>LUCCA</i>	<i>BIANCA</i>
	<i>MASSA-CARRARA</i>	<i>GIALLA</i>
	<i>PISA</i>	<i>GIALLA</i>
	<i>PRATO</i>	<i>BIANCA</i>
	<i>PISTOIA</i>	<i>BIANCA</i>
	<i>SIENA</i>	<i>BIANCA</i>

**Tabella 4.3: aree di competenza di Enel Distribuzione**

#### **4.6 Criteri per la scelta del livello di tensione e degli schemi di connessione alle reti**

Obiettivo della connessione è garantire agli Utenti l'accesso alla rete, la continuità del servizio e la qualità della tensione considerando l'efficienza e la sicurezza del sistema elettrico nonché particolari e documentabili esigenze dell'Utente. Concorrono al raggiungimento di tale obiettivo il corretto inserimento dell'impianto nella rete, gli schemi di connessione e la configurazione degli impianti di consegna che devono assicurare (mediante la struttura del

collegamento, gli organi di manovra ed i sistemi di misura, protezione e controllo) la piena compatibilità con la rete e con le esigenze della relativa gestione.

L'individuazione dell'impianto di rete per la connessione si articola nei seguenti passi:

1. livello di tensione e punto della rete di distribuzione al quale l'Utente può essere connesso in relazione alla tipologia, alla taglia e alle esigenze di esercizio dell'impianto Utente e alle esigenze e alle caratteristiche della porzione di rete di distribuzione interessata;
2. schema d'inserimento dell'impianto (entra-esce, antenna, ecc.);
3. schema di connessione (sistemi di sbarra e organi di manovra e d'interruzione, in relazione alla manutenzione e al sistema di protezione della rete).

Il passo 1 consiste nella scelta del livello di tensione e del punto della rete nel quale inserire l'impianto. Tali scelte sono operate dal Distributore sulla base dei dati di seguito elencati.

- Taglia dell'impianto, che deve essere compatibile con i criteri di esercizio della rete. In generale devono essere valutati i profili di tensione, la selettività delle protezioni nonché lo sfruttamento delle linee e dei trasformatori.
- Dislocazione dei carichi circostanti sia nell'assetto della rete attuale che previsionale.
- Caratteristiche della rete limitrofa.
- Contributo dei generatori alla potenza di cortocircuito, che non deve far superare in nessun punto della rete i livelli di cortocircuito previsti dal Distributore, considerando tutti i contributi dell'impianto (generatori, motori, ecc) indipendentemente dalla massima potenza scambiabile.

- Livelli di disturbo immessi (variazioni rapide, armoniche, flicker, dissimmetria delle tensioni) dalle utenze sia attive che passive, che devono essere tali da non far superare i livelli di pianificazione della compatibilità elettromagnetica stabilita dal Codice di Rete per la rete AT e i livelli stabiliti dalla Norma CEI EN 61000-2-12 per la rete MT.
- Esigenze dell'Utente in merito alla continuità del servizio.
- Esigenze dell'Utente in merito a variazioni lente, buchi di tensione, potenza di cortocircuito, qualità della tensione.
- Possibilità di sviluppo della rete ai fini del soddisfacimento delle esigenze di cui ai punti precedenti qualora tali esigenze non siano conseguibili in maniera efficace con modifiche dell'impianto di utenza, in un'ottica di contenimento dei costi complessivi.

In genere, la potenza che è possibile connettere in funzione del livello di tensione (prescindendo dagli aspetti di qualità e continuità del servizio) è indicata nella Tabella (4.4).

POTENZE (MVA)	LIVELLI DI TENSIONE DELLA RETE
< 0.1	BT
0.1 – 0.2	BT
	MT
0.2 – 3	MT
3 – 10	MT
	AT
10 – 100 Impianti di utilizzazione 10 – 200 Impianti di produzione	AT

**Tabella 4.4: valori indicativi di potenza che è possibile connettere sui differenti livelli di tensione delle reti di distribuzione**

L'individuazione dello schema e del punto di inserimento dell'impianto dell'Utente nella rete è condotta dal Distributore considerando le opportunità di inserimento legate alla vicinanza di elettrodotti, cabine primarie e secondarie.

Per tale motivo alla determinazione dello schema di connessione concorrono i seguenti fattori:

- la taglia dell'impianto;
- la posizione dell'impianto rispetto alla rete e la presenza, nell'area di interesse, di impianti di produzione, di linee, di stazioni, di cabine primarie e secondarie;
- l'esercizio della rete cui l'impianto è connesso;
- la possibilità di ampliamento di stazioni, cabine primarie e secondarie e, più in generale, le possibilità di sviluppo della rete;
- i dispositivi di protezione e automazione presenti sulla rete del Distributore;
- le esigenze dell'Utente in merito alla continuità e alla qualità del servizio.

Tali valutazioni debbono essere condotte, dove necessario, con riferimento alle situazioni ritenute più significative in fase di pianificazione della rete (carico previsionale alla punta, carico minimo, produzione massima, produzione minima, ecc.).

#### **4.7 Connessione alle reti MT**

Gli schemi di principio inerenti l'inserimento nella rete del Distributore degli impianti di connessione sono riportati nella Figura (4.2) (dove a sinistra è illustrata la situazione prima della connessione e a destra la situazione dopo la connessione del nuovo Utente).

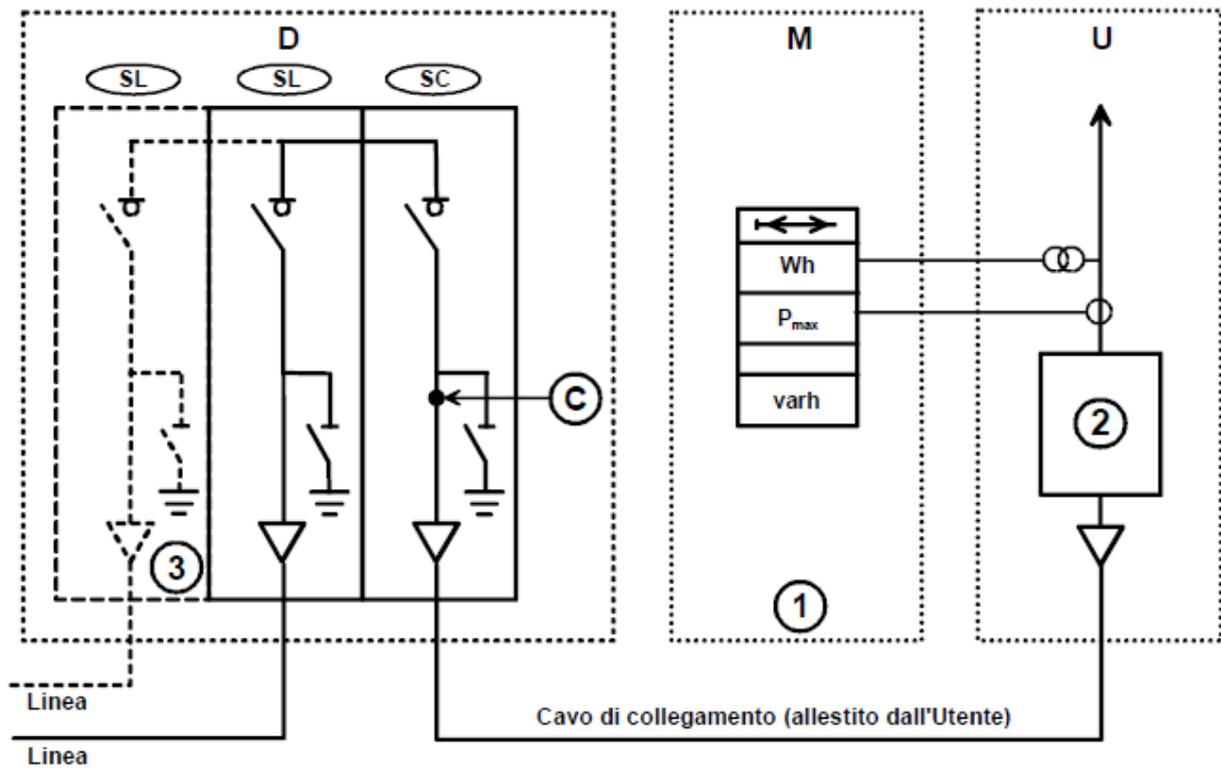


Figura 4.1: collegamento fra la cabina di consegna e l'impianto Utente attivo

È possibile notare in figura (4.2):

- Inserimento in entra-esce su linea esistente (schema A)
- Inserimento in antenna da stazione AT/MT (schema B1)
- Inserimento in antenna da cabina MT/BT (schema B2)
- Inserimento con organo di manovra (eventualmente in cabina aggiunta) lungo una linea esistente (schema C)
- Inserimento in derivazione rigida a T su una linea esistente (schema D)

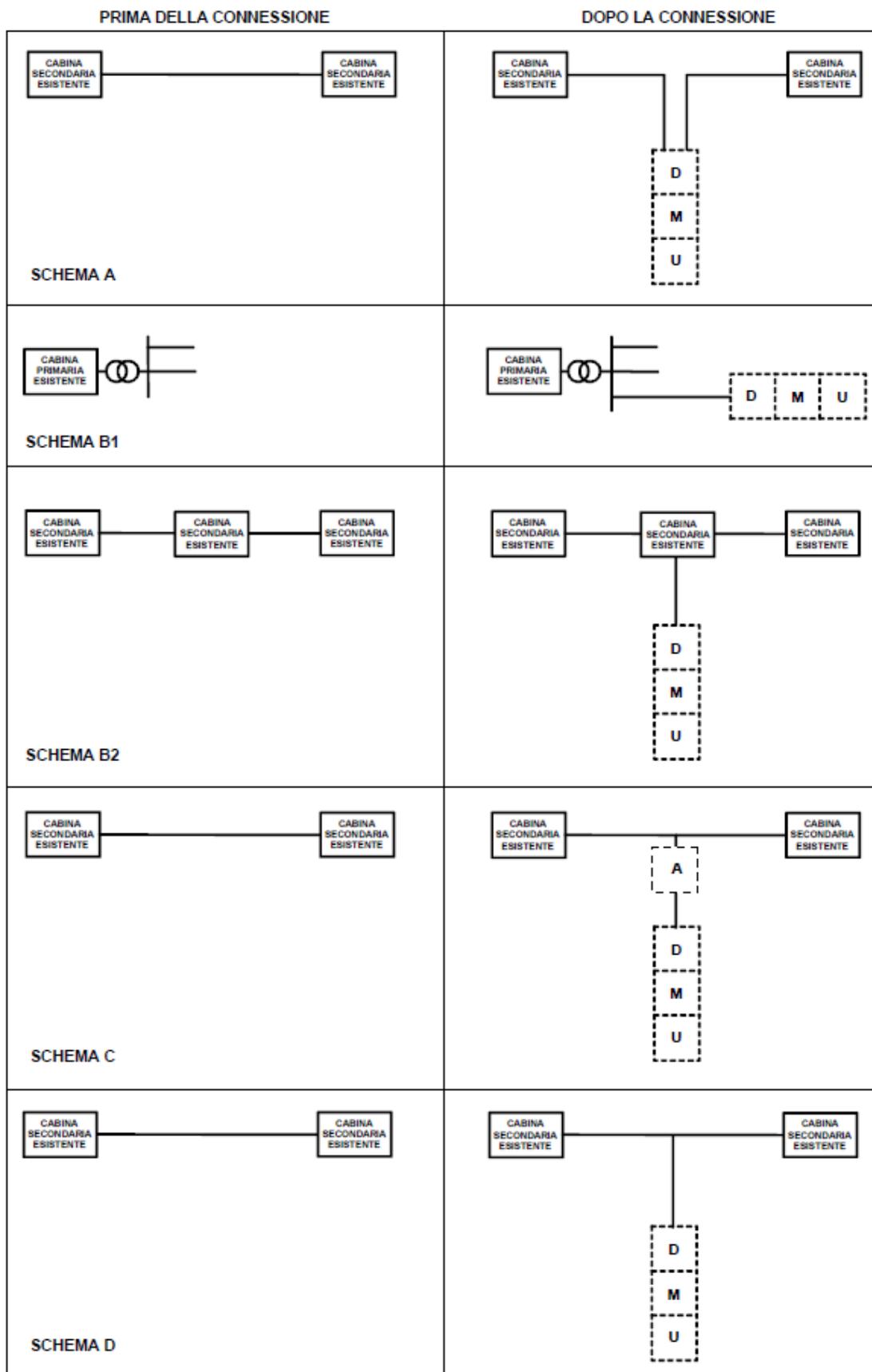


Figura 4.2: schemi d'inserimento dell'impianto Utente

Dove in riferimento alle figure (4.1) e (4.2) si ha:

A = cabina aggiunta nell'ambito dell'impianto di rete per la connessione

D = locale di consegna

M = locale misura

U = locale Utente

SL = scomparto (cella) per linea

SC = scomparto (cella) per consegna

C = punto di consegna

1 = gruppo misura

2 = dispositivo generale dell'Utente

3 = scomparto presente/da prevedere per collegamento in entra - esce

In tabella (4.5) vengono riassunte le indicazioni generali (non vincolanti) sulla scelta degli schemi di connessione, in funzione della relativa potenza e riferite al caso di Utenza Attiva.

POTENZA INSTALLATA (MVA)	RETE	D	B2	C	A	B1
0.1 – 0.2	BT	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
	MT	X <sup>(1)</sup>	X	X	X	-
0.2 – 1	MT	-	X	X	X	X
1 – 3	MT	-	-	-	X	X
3 – 10	MT	-	-	-	-	X
	AT	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.

**Tabella 4.5: soluzioni di collegamento indicative per la connessioni alle reti di distribuzione MT**

Dove:

X: soluzione consigliata

X<sup>(1)</sup>: soluzione praticabile, ma non consigliata

-: soluzione non consigliata

n.c.: soluzione non presa in considerazione

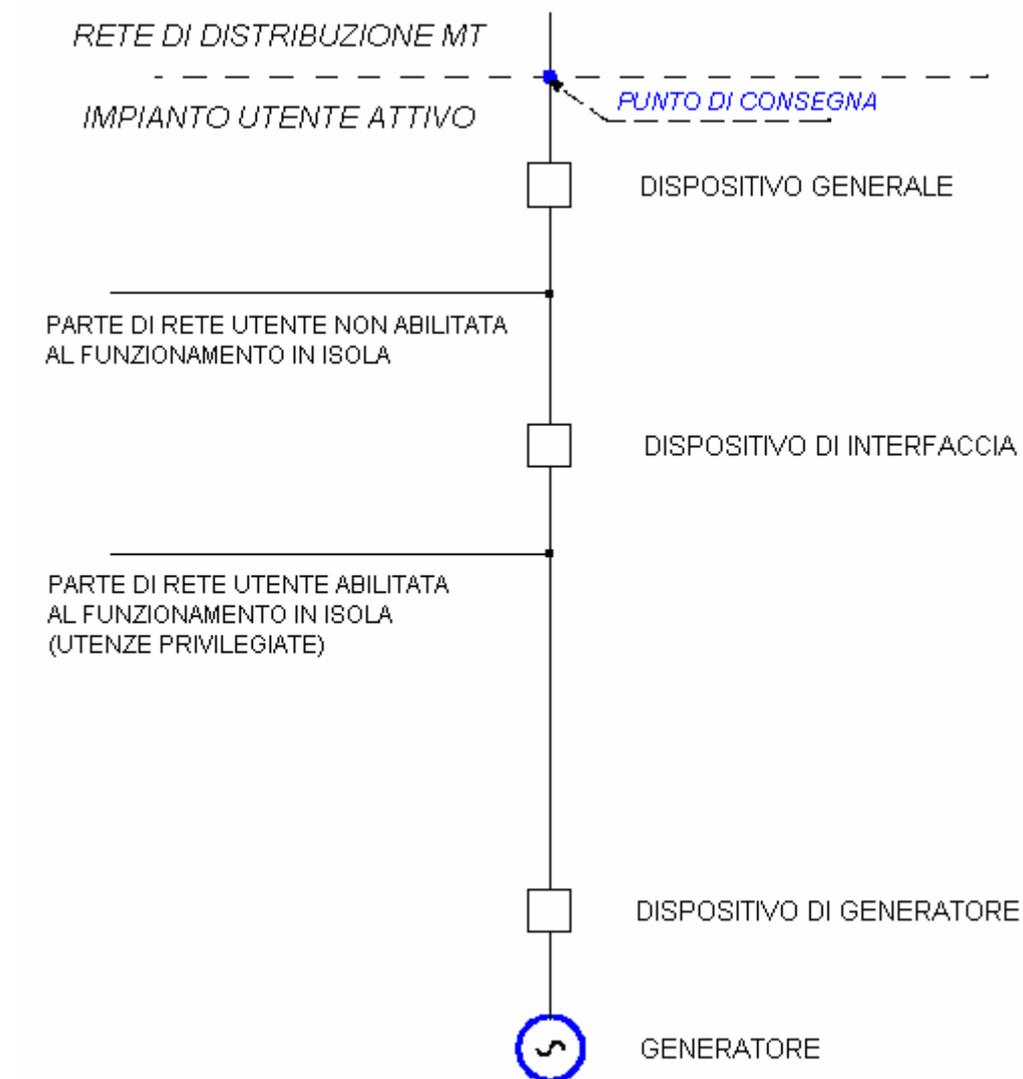


Figura 4.3: schema di principio della connessione di un impianto di produzione

Il funzionamento di un impianto di produzione in parallelo alla rete di distribuzione è subordinato a precise condizioni tra le quali in particolare:

- il regime di parallelo non deve causare perturbazioni al servizio sulla rete di distribuzione, al fine di preservare il livello di qualità del servizio per gli altri Utenti connessi;
- il regime di parallelo deve interrompersi immediatamente ed automaticamente in assenza di alimentazione della rete di distribuzione o qualora i valori di tensione e frequenza della rete stessa non siano compresi entro i valori comunicati dal Distributore;
- in caso di mancanza tensione o di valori di tensione e frequenza sulla rete di distribuzione non compresi entro i valori stabiliti dal Distributore, il dispositivo di parallelo dell'impianto di produzione non deve consentire il parallelo con la rete stessa.

Allo scopo di garantire la separazione dell'impianto di produzione dalla rete di distribuzione in caso di perdita di rete deve essere installato uno specifico dispositivo, detto Dispositivo di Interfaccia (DDI). Il sistema di protezione di interfaccia (SPI), agendo sul DDI, separa l'impianto di produzione dalla rete di distribuzione evitando che:

- in caso di mancanza dell'alimentazione sulla rete, l'Utente possa alimentare la rete stessa;
- in caso di guasto sulla linea MT cui è connesso l'Utente attivo, l'Utente stesso possa continuare ad alimentare il guasto;
- in caso di richiuse automatiche o manuali di interruttori della rete di distribuzione, il generatore possa trovarsi in discordanza di fase con la rete con possibilità di danneggiamento meccanico del generatore stesso.

In particolari situazioni di carico della rete di distribuzione, l'intervento del SPI e la conseguente apertura del DDI potrebbero non avvenire in caso di mancanza dell'alimentazione di rete o di guasti sulla rete. Pertanto l'Utente attivo deve mettere in atto tutti gli accorgimenti necessari alla salvaguardia dei propri impianti

che devono resistere alle sollecitazioni meccaniche causate dalle coppie elettrodinamiche conseguenti alla richiusura automatica rapida degli interruttori di linea.

I dispositivi aggiuntivi che devono obbligatoriamente essere presenti qualora l'Utente sia dotato di impianti di produzione che possono entrare in parallelo con la rete devono essere:

- dispositivo d'interfaccia, in grado di assicurare sia la separazione di una porzione dell'impianto dell'Utente (generatori e carichi privilegiati) permettendo il loro funzionamento in modo isolato, sia il funzionamento dell'impianto in parallelo alla rete;
- dispositivo di generatore in grado di escludere dalla rete i soli gruppi di generazione singolarmente.

È ammesso che, in relazione al particolare schema di impianto dell'Utente, più funzioni siano assolte dallo stesso dispositivo, purché fra la generazione e la rete di distribuzione siano sempre presenti due interruttori in serie tra loro o, in alternativa, un interruttore e un contattore.

Il dispositivo generale, d'interfaccia e di generatore devono essere ubicati nell'impianto dell'Utente.

Il comando d'apertura del dispositivo generale, d'interfaccia e di generatore deve poter essere effettuato sia manualmente da un operatore sia automaticamente dalle protezioni dell'Utente.

# Capitolo 5

---

## 5.1 Caso di studio

Sulla base dei dati forniti e delle considerazioni fatte nei capitoli precedenti, si passa ad effettuare uno studio specifico per la Valle di Soraggio.

I dati che si otterranno inizialmente sono derivanti da valori medi; quindi si passerà ad uno studio specifico delle tecnologie che è possibile trovare sul mercato e se ne darà una valutazione su basi sia tecniche che economiche.

- biomassa utilizzata: residui agro-forestali
- potere calorifico: 9000 kJ/kg
- portata: 4000 t/anno al 45% di umidità
- ore di funzionamento: 7000 h/anno (valore di riferimento)

## 5.2 Soluzioni proposte

Soluzione 1: impianto di cogenerazione con ORC completo di caldaia

Rendimento globale	0,155
Rendimento elettrico	0,95
Rendimento globale elettrico	0,147
Efficienza scambiatore cogenerativo	0,8

Tabella 5.1: dati di riferimento per l'impianto con ORC

Portata [kg/s]	0,16
Potenza termica in ingresso [kW]	1440
Potenza elettrica [kWe]	216

Potenza termica recuperata [kW]	1000
Perdite totali [kW]	274

**Tabella 5.2: valori ottenuti per l'impianto con ORC**

Soluzione 2: impianto di cogenerazione con ICE e gassificatore

Rendimento globale	0,23
Rendimento elettrico	0,95
Rendimento globale elettrico	0,22
Efficienza scambiatore cogenerativo	0,8
Efficienza gassificatore	0,8

**Tabella 5.3: dati di riferimento per l'impianto con ICE**

Portata [kg/s]	0,13
Potenza termica in ingresso [kW]	1140
Potenza elettrica [kWe]	250
Potenza termica recuperata [kW]	572*
Perdite totali [kW]	370

**Tabella 5.4: valori ottenuti per l'impianto con ICE**

\*Gran parte di tale potenza termica recuperata è da destinarsi alla camera di essiccazione, poiché la biomassa in ingresso al gassificatore deve avere un'umidità al massimo del 15%.

### **5.3 Confronto fra le due tecnologie**

A questo punto si presentano alcuni dati forniti dalle case costruttrici di tali tecnologie basandosi, per quanto riguarda le taglie, sui dati trovati precedentemente :

- Per quanto riguarda la “soluzione 1” (ORC)

Azienda	Turboden
Modello	T200 CHP-split
Potenza termica immessa in caldaia	1490 kW
Temperatura Nominale Circuito Alta Temperatura (entrata/uscita)	310/250°C
Potenza Termica Circuito Alta Temperatura	1225 kW
Temperatura Nominale Circuito Bassa Temperatura (entrata/uscita)	250/130°C
Potenza Termica Circuito Bassa Temperatura	115 kW
Potenza termica totale	1340 kW
Temperatura Acqua Calda (entrata/uscita)	60/80°C
Potenza Termica all'Acqua	1090 kW
Potenza elettrica attiva lorda	234 kW
Autoconsumi elettrici	15 kW
Potenza elettrica attiva netta	219 kW
Generatore elettrico	Magneti permanenti
Consumo Biomassa (kg/h)	596
Energia annua prodotta	1424 MWh
Ore equivalenti	6500

**Tabella 5.5: moduli ORC in commercio**



**Figura 5.1: impianto presentato da Turboden S.R.L.**

Il fluido organico allo stato liquido viene introdotto nella sequenza del circuito chiuso mediante una pompa, scorre nella serpentina del rigeneratore dove subisce un primo riscaldamento e viene quindi immesso nel preriscaldatore e nell'evaporatore. Qui l'olio diatermico proveniente dalla caldaia, alimentata a biomassa, ne aumenta la temperatura fino al punto di evaporazione. Il vapore generato si espande nella turbina producendo energia elettrica attraverso un generatore.

A valle della turbina il vapore contribuisce al preriscaldamento del liquido organico nel rigeneratore e produce energia termica, grazie allo scambio di calore con l'acqua di raffreddamento. Se il carico termico non è presente, il fluido organico deve essere raffreddato per mezzo di air-cooler.

Infine, ritornato allo stato liquido, il fluido organico viene convogliato alla pompa che lo introduce nuovamente nel circuito chiuso.

È da notare che durante il processo di cogenerazione viene prodotta una grande quantità di energia sotto forma di calore; questa grande potenzialità termica però non risulta essere sfruttabile tutto l'anno e nasce quindi la necessità di doverla smaltire in modo adeguato. Per far questo vengono adoperati degli appositi ventilatori (aircooler), che entrano in funzione ogni qualvolta vi sia la necessità di dover smaltire il calore in eccesso.

Considerando perciò i consumi degli aircooler (10 kW) e della caldaia (14 kW), la potenza elettrica netta immessa in rete risulta essere 195 kW, con un'energia annua prodotta pari a 1268 MWh.

Se invece che 4000 t/anno di biomassa, ne fosse disponibile una quantità pari a 4500 t/anno, allora si potrebbe far lavorare il turbogeneratore ORC per 7500 ore all'anno generando 1463 MWh di energia.

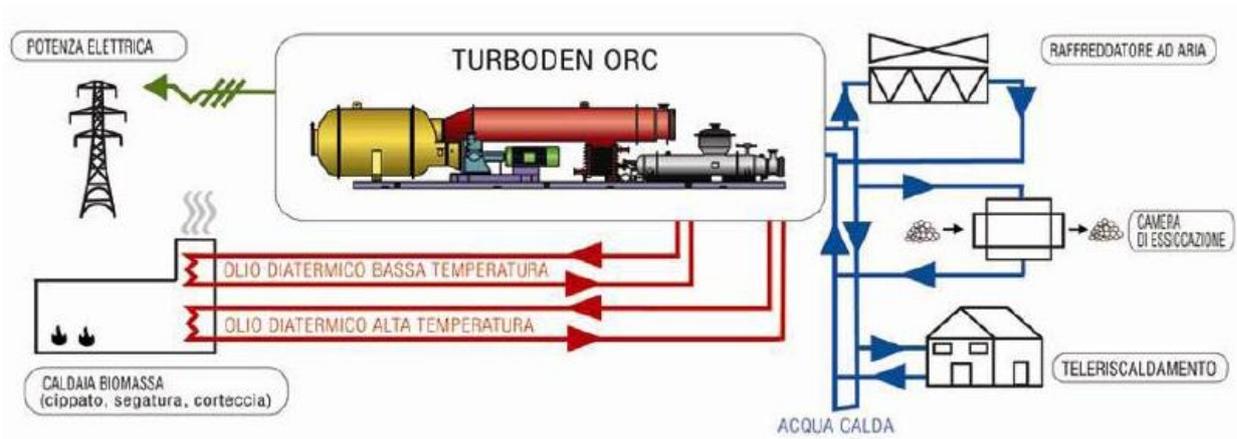


Figura 5.2: schema d'impianto completo presentato da Turboden S.R.L.

- Per quanto riguarda la “soluzione 2” (ICE)

Azienda	Caema
Modello	GAS-300/WBG-400
Potenza immessa nel gassificatore	1142 kW
Potenza producibile dal gassificatore	1000 kW
Potenza immessa nel motore	857 kW
Temperatura Acqua Calda	85°C
Potenza Termica all'Acqua	214 kW
Potenza elettrica attiva lorda	300 kW
Autoconsumi elettrici	50 kW
Potenza elettrica attiva netta	250 kW
Generatore elettrico	Magneti permanenti
Consumo Biomassa (kg/h)*	456
Energia annua prodotta	1875 MWh
Ore equivalenti	7500

Tabella 5.6: moduli con ICE in commercio

\*Consumo di cippato al 45% di umidità.



**Figura 5.3: impianto presentato da Caema S.R.L.**

La biomassa viene introdotta dall'alto del gassificatore; da qui scende verso la parte più stretta del reattore e lì incontra l'aria a temperature elevate e così si avvia la reazione di gassificazione.

Il sistema per caricare la biomassa è progettato e costruito in base al tipo di biomassa usata: è comunque completamente automatico a partire dalla tramoggia di stoccaggio. L'umidità massima ammessa è del 20% e per questo il sistema incorpora il processo di essiccazione; per l'essiccazione si usano i gas di scarico del motore: quindi non vengono sostenuti costi operativi.

Il syngas esce a circa 500°C, portando con sé le particelle più leggere dei residui carboniosi (<150 micron) e le ceneri contenute nella biomassa. Il syngas va, quindi, raffreddato e pulito.

Lo schema di filtraggio standard prevede:

- un multiclone a secco
- un abbattitore di temperatura aria/aria
- uno scrubber ad acqua (a circuito chiuso)

- un compressore con nebulizzazione acqua
- un ciclone di separazione acqua
- un condensatore
- due filtri a biomassa
- un filtro a manica

Per quanto riguarda la regolazione del flusso del syngas è da precisare che rappresenta uno degli aspetti di rilievo degli impianti di gassificazione. Nell'impianto il syngas viene controllato da tre valvole in serie, le quali in particolare regolano:

1. il flusso del syngas verso il motore: una valvola a farfalla collegata a un motore comandato da trasduttori nel quadro elettrico regola il flusso in base al carico elettrico richiesto all'impianto (cessione in rete o funzionamento in isola);
2. il rapporto stechiometrico: una valvola regola in continuo la miscela aria/syngas;
3. l'aspirazione della miscela aria/syngas: la valvola principale del motore collegata al regolatore di giri mantiene il numero di giri a 1.500 rpm (50 Hz) al carico nominale di impianto (kW elettrici).

Per quanto riguarda invece il cogeneratore, esso è un gen-set con motore a ciclo Otto che produce energia elettrica e calore.

- Energia elettrica: i rendimenti elettrici vanno dal 26 al 36%, in base al tipo di motore. I motori normalmente usati dall'Ankur Scientific sono Cummins, hanno rendimenti di circa il 30% a fronte di costi contenuti.
- Energia termica: è prodotta sotto forma di gas di scarico a 500°C e acqua calda a 85°-90°C (circuiti di raffreddamento motore). Usando i gas di scarico per l'essiccazione, tutta l'energia termica del circuito di raffreddamento rimane disponibile. Il rapporto di cogenerazione è in questo

caso di circa 1 kWh per ogni kWh elettrico. Il calore è disponibile per tutto il tempo in cui motore funziona (8.000 ore/anno). Se non usato, viene dissipato da radiatori di servizio.

# Capitolo 6

---

## 6.1 Analisi economica

Per effettuare una corretta valutazione dell'investimento bisogna tenere di conto principalmente tre aspetti:

- La vita economica del progetto: il numero di anni per cui si prevede che l'investimento generi dei flussi di cassa.
- I flussi di cassa: la differenza fra le entrate e le uscite monetarie nel periodo di analisi (NCF).
- Il valore di recupero: al termine della propria vita economica, un progetto potrebbe avere ancora un valore che rappresenterebbe un'entrata di cassa in quel momento.

In riferimento alle equazioni, che caratterizzano le tecniche di valutazione presentate in seguito, si è fatto uso dei seguenti acronimi:

- $E_t$  = entrate di cassa al tempo  $t$ ;
- $U_t$  = uscite di cassa al tempo  $t$ ;
- $i$  = tasso di attualizzazione;
- $RT_t$  = ricavi totali al tempo  $t$ ;
- $CL_t$  = costo del lavoro al tempo  $t$  (costo monetario);
- $ACQ_t$  = costo di acquisto al tempo  $t$  (costo monetario);
- $ACC_t$  = quota accantonamenti al tempo  $t$  (costo non monetario);
- $AMM_t$  = quota ammortamenti al tempo  $t$  (costo non monetario).

Le tecniche di valutazione di investimento che saranno utilizzate nel presente elaborato sono:

- Net Present Value (NPV);
- Internal Rate of Return (IRR);
- Pay Back Time (PBT).

La tecnica di valutazione del Net Present Value (NPV) è un criterio per esprimere l'aumento del valore del capitale investito; il criterio di accettazione dell'investimento è  $NPV > 0$ , in quanto il valore attuale dei flussi di cassa netti generati risulta essere superiore all'investimento realizzato. L'uso di questo metodo rende necessaria però la definizione, a priori, del tasso di attualizzazione.

$$NPV = \sum DCF = \sum \frac{NCF_t}{(1+i)^t} = \sum \frac{E_t - U_t}{(1+i)^t} \quad (6.1)$$

L'indice IRR (Internal Rate of Return) è l'indice che identifica il ritorno dei fondi che restano investiti nel progetto, nonché l'indice che annulla il NPV; secondo tale tecnica di valutazione è possibile accettare un investimento se il costo opportunità del capitale è inferiore al tasso dell'IRR ( $IRR > i$ ): in tale caso si avrà infatti un NPV positivo. L'IRR quindi darà la stessa risposta del NPV ogniqualvolta il NPV è una funzione monotona decrescente del tasso di sconto.

$$NPV (IRR) = \sum \frac{E_t - U_t}{(1+IRR)^t} = 0 \quad (6.2)$$

Il Pay Back Time (PBT) dell'investimento rappresenta il tempo necessario per recuperare il capitale investito. Nell'approccio del PBT tanto più breve risulta il periodo di recupero, tanto è meglio.

$$PBT: \sum \Delta NCF_t = 0 \quad (6.3)$$

Nella valutazione dell'investimento è necessario tenere in considerazione gli effetti delle imposte, in quanto rappresentano una vera e propria uscita di cassa. In particolare definendo con  $NCF_{0l}$  i flussi di cassa al tempo  $t$  al lordo delle imposte, è possibile calcolare i flussi di cassa al netto delle imposte ( $NCF_{0n}$ ) sottraendo dal primo il flusso di cassa in uscita delle imposte:

$$NCF_{on} = E_t - U_t - Imposte_t = RT_t - CL_t - ACQ_t - Imposte_t \quad (6.4)$$

Dove le imposte non sono altro che una percentuale  $\tau$  (aliquota fiscale) applicata all'utile:

$$Imposte_t = \tau \cdot Utile_t = \tau \cdot (RT_t - CL_t - ACQ_t - ACC_t - AMM_t) \quad (6.5)$$

Pertanto:

$$NCF_{on} = RT_t \cdot (1 - \tau) - (CL_t + ACQ_t) \cdot (1 - \tau) + ACC_t \cdot \tau + AMM_t \cdot \tau \quad (6.6)$$

## 6.2 Costi di investimento iniziale e di gestione

I costi, riportati nel seguito, sono indicativi e sono stati estrapolati da preventivi e da brochure presentati dalle aziende citate in precedenza, per impianti simili, applicando quando necessario appropriate leggi di scala.

Nelle tabelle riportate nel seguito, il costo della biomassa è stato assunto pari a 50 €/t e sono stati costruiti quindi, con questo valore, i casi di riferimento.

Relativamente alla “soluzione 1”, i costi d’investimento iniziale sono riportati in tabella (6.1), mentre i costi di gestione in tabella (6.2); invece i costi di gestione nel caso in cui si disponga di 4500 t/anno di biomassa sono riportati in tabella (6.3).

Voci di spesa – investimento ORC	€
Caldaia completa di sistema di caricamento e trattamento fumi	775.000
Montaggio caldaia	20.000
Trasporto caldaia	20.000
Impianto ORC T200 CHP-split	670.000
Montaggio ORC	35.000
Trasporto ORC	15.000
Isolamento ORC	20.000
Air cooler	160.000
Opere civili	200.000
Collegamento alla rete elettrica	25.600
<b>Totale</b>	<b>1.940.600</b>

Tabella 6.1: costi d’investimento iniziale (ORC)

Voci di spesa – gestione ORC	€/anno
Manutenzione caldaia e suoi componenti	15.000
Manutenzione ORC	15.000
Acquisto biomassa (50 €/t) – 4000 t/a	200.000
Smaltimento ceneri	10.800
Personale	30.000
<b>Totale</b>	<b>270.800</b>

**Tabella 6.2: costi di gestione (ORC)**

Voci di spesa – gestione ORC (7500 ore)	€/anno
Manutenzione caldaia e suoi componenti	15.000
Manutenzione ORC	15.000
Acquisto biomassa (50 €/t) – 4500 t/a	225.000
Smaltimento ceneri	10.800
Personale	30.000
<b>Totale</b>	<b>295.800</b>

**Tabella 6.3: costi di gestione (ORC) – 7500 ore/anno di funzionamento**

Riguardo invece alla “soluzione 2”, i costi d’investimento iniziale ed i costi di gestione sono riportati rispettivamente in tabella (6.3) e (6.4).

Voci di spesa – investimento ICE	€
Impianto GAS-300/WBG-400	1.130.000
Opere accessorie e civili	250.000
Collegamento alla rete elettrica	31.850
<b>Totale</b>	<b>1.411.850</b>

**Tabella 6.4: costi d’investimento iniziale (ICE)**

Voci di spesa – gestione ICE	€/anno
Manutenzione impianto	16.750
Manutenzione gen-set	36.000
Acquisto biomassa (50 €/t) – 3500 t/a	175.000
Smaltimento ceneri	9.450
Personale	30.000
<b>Totale</b>	<b>267.200</b>

**Tabella 6.5: costi di gestione (ICE)**

### 6.3 Ricavi dall'energia elettrica venduta

In tabella (6.5) sono riassunti i due tipi di incentivazione descritti nel capitolo precedente, il sistema dei certificati verdi e quello delle tariffe onnicomprensive:

Il tipo di incentivazione con cui si è scelto di portare avanti questo studio è la “tariffa onnicomprensiva”, poiché rende la gestione più semplice ed inoltre risulta maggiormente conveniente dal punto di vista economico; per cui secondo quanto scritto nel Capitolo 4, si percepisce la retribuzione di 280 € per ogni MWh di energia elettrica netta immessa in rete.

Periodo di esercizio	Qualsiasi taglia di potenza		Per gli impianti più piccoli	
	Incentivo	Valorizzazione energia	Incentivo	Valorizzazione energia
Primi 15 anni	Vendita CV attribuiti all'energia prodotta (in misura distinta per le diverse fonti)	<i>Autoconsumo e libero mercato oppure ritiro dedicato oppure scambio sul posto</i>	<i>Tariffe onnicomprensive di ritiro dell'energia immessa in rete (distinte per le diverse fonti)</i>	
Dopo	-		-	<i>Autoconsumo e libero mercato oppure ritiro dedicato oppure scambio sul posto</i>

Tabella 6.6: voci di ricavo per gli impianti a fonte rinnovabile, diverse da quella solare

L'energia incentivabile annua è stata calcolata assumendo, come monte ore di funzionamento, 6500 ore per la “soluzione 1” e 7500 ore per la “soluzione 2” (calcolate in base ai rispettivi consumi), ed è risultata pari a:

- “Soluzione 1” (ORC): 1268 MWh
- “Soluzione 2” (ICE): 1875 MWh

Con l'ipotesi aggiuntiva di avere 4500 t/anno di biomassa, anziché 4000 t/anno, anche l'impianto con ciclo ORC potrebbe funzionare per 7500 ore all'anno; in tale caso l'energia annua incentivabile sarebbe pari a:

- “Soluzione 1” (ORC) con 7500 ore/anno di funzionamento: 1463 MWh

Di conseguenza sono stati valutati i ricavi annui realizzabili nei tre casi, per tutto il periodo di durata dell'incentivazione:

- Ricavi “soluzione 1” (ORC): 355.000 €/anno
- Ricavi “soluzione 1” (ORC, 7500 h/a di funzionamento): 409.000 €/anno
- Ricavi “soluzione 2” (ICE): 525.000 €/anno

## 6.4 Risultati

L'analisi economica nel seguito sarà descritta nel dettaglio per quanto riguarda il caso di riferimento (costo della biomassa uguale a 50 €/t), quindi verranno riportati i risultati riguardanti i casi in cui la biomassa abbia prezzi di acquisto differenti; la prima ipotesi, necessaria da fare, è in riferimento alla vita utile dell'impianto e si è scelto che questa sia pari a 15 anni, ovvero pari alla durata dell'incentivazione. Quindi è stata calcolata la quota annua di ammortamento ed in particolare ammortizzando l'impianto a quote costanti in 15 anni:

- Ammortamento “soluzione 1” (ORC): 129.373 €/anno per 15 anni
- Ammortamento “soluzione 2” (ICE): 94.123 €/anno per 15 anni

Il tasso di attualizzazione, dato il rendimento dei Buoni del Tesoro Poliennali pari al 5%, è stato preso leggermente superiore e cioè uguale al 7%. È stato scelto di prendere a riferimento il tasso dei BTP a 15 anni, perché rappresentano il tasso di un investimento a rischio quasi nullo della durata pari a quella della vita utile

dell'impianto in oggetto; quindi tale tasso è stato leggermente aumentato per tenere in considerazione che un po' di rischio esiste.

La tassazione sulla rendita dell'energia venduta è stata invece valutata pari al 40%.

Il valore di recupero dell'impianto, alla fine della sua vita economica, è stato ipotizzato nullo.

Alla luce di queste considerazioni sono stati calcolati gli indici precedentemente descritti, ovvero è stato calcolato il NPV con la logica "post tax" (cioè al netto delle imposte) per entrambe le soluzioni proposte; quindi si è passati alla valutazione dell'indice IRR e del PBT.

Per quanto riguarda il risultato della prima soluzione, cioè quella che vede l'impiego della tecnologia ORC, si fa riferimento alla tabella (6.7) ed alle considerazioni presentate nel seguito.

a	I	R-C	(R-C)·(1-t)	AMM	AMM·t	NCFon	$\frac{1}{(1+i)^n}$	DCF
0	-1.940,6 k€	-	-	-	-	-1.940,6 k€	1,000	-1.940,6 k€
1	-	84,2 k€	50,52 k€	129,37 k€	51,75 k€	102,27 k€	0,952	95,58 k€
2	-	84,2 k€	50,52 k€	129,37 k€	51,75 k€	102,27 k€	0,907	89,33 k€
3	-	84,2 k€	50,52 k€	129,37 k€	51,75 k€	102,27 k€	0,864	83,48 k€
4	-	84,2 k€	50,52 k€	129,37 k€	51,75 k€	102,27 k€	0,823	78,02 k€
5	-	84,2 k€	50,52 k€	129,37 k€	51,75 k€	102,27 k€	0,784	72,92 k€
6	-	84,2 k€	50,52 k€	129,37 k€	51,75 k€	102,27 k€	0,746	68,15 k€
7	-	84,2 k€	50,52 k€	129,37 k€	51,75 k€	102,27 k€	0,711	63,69 k€
8	-	84,2 k€	50,52 k€	129,37 k€	51,75 k€	102,27 k€	0,677	59,52 k€
9	-	84,2 k€	50,52 k€	129,37 k€	51,75 k€	102,27 k€	0,645	55,63 k€
10	-	84,2 k€	50,52 k€	129,37 k€	51,75 k€	102,27 k€	0,614	51,99 k€
11	-	84,2 k€	50,52 k€	129,37 k€	51,75 k€	102,27 k€	0,585	48,59 k€
12	-	84,2 k€	50,52 k€	129,37 k€	51,75 k€	102,27 k€	0,557	45,41 k€
13	-	84,2 k€	50,52 k€	129,37 k€	51,75 k€	102,27 k€	0,530	42,44 k€
14	-	84,2 k€	50,52 k€	129,37 k€	51,75 k€	102,27 k€	0,505	39,66 k€
15	-	84,2 k€	50,52 k€	129,37 k€	51,75 k€	102,27 k€	0,481	37,07 k€
<b>NPV</b>								<b>-1.009,14 k€</b>

Tabella 6.7: Discount Cash Flow per la "soluzione 1" con 6500 ore di funzionamento

Essendo il NPV negativo, l'investimento non risulta accettabile. Bisogna far notare però che la soluzione che vede impiegare il turbogeneratore ORC è capace di generare anche più di 1000 kW termici che possono essere impiegati per la cogenerazione, ovvero per teleriscaldamento o utilizzati per promuovere e sviluppare attività produttive integrabili nel territorio, quali (per esempio) le colture in serra. La valutazione di queste possibilità non è fra gli scopi del presente lavoro e potrà, eventualmente, essere argomento di studi successivi.

I valori dell'indice IRR e del PBT risultano entrambi negativi per questo caso, cioè con il cippato al costo di 50 €/t, perciò non sono stati riportati.

Per quanto riguarda il risultato dell'altra soluzione che vede l'impiego della tecnologia ORC, cioè quella che funziona per 7500 ore all'anno, si fa riferimento alla tabella (6.8) ed alle considerazioni presentate nel seguito.

a	I	R-C	(R-C)·(1-t)	AMM	AMM·t	NCFon	$\frac{1}{(1+i)^n}$	DCF
0	-1.940,6 k€	-	-	-	-	-1.940,6 k€	1,000	-1.940,6 k€
1	-	113,2 k€	67,92 k€	129,37 k€	51,75 k€	119,67 k€	0,952	111,84 k€
2	-	113,2 k€	67,92 k€	129,37 k€	51,75 k€	119,67 k€	0,907	104,52 k€
3	-	113,2 k€	67,92 k€	129,37 k€	51,75 k€	119,67 k€	0,864	97,69 k€
4	-	113,2 k€	67,92 k€	129,37 k€	51,75 k€	119,67 k€	0,823	91,29 k€
5	-	113,2 k€	67,92 k€	129,37 k€	51,75 k€	119,67 k€	0,784	85,32 k€
6	-	113,2 k€	67,92 k€	129,37 k€	51,75 k€	119,67 k€	0,746	79,74 k€
7	-	113,2 k€	67,92 k€	129,37 k€	51,75 k€	119,67 k€	0,711	74,53 k€
8	-	113,2 k€	67,92 k€	129,37 k€	51,75 k€	119,67 k€	0,677	69,65 k€
9	-	113,2 k€	67,92 k€	129,37 k€	51,75 k€	119,67 k€	0,645	65,09 €
10	-	113,2 k€	67,92 k€	129,37 k€	51,75 k€	119,67 k€	0,614	60,834 k€
11	-	113,2 k€	67,92 k€	129,37 k€	51,75 k€	119,67 k€	0,585	56,85 k€
12	-	113,2 k€	67,92 k€	129,37 k€	51,75 k€	119,67 k€	0,557	53,14 k€
13	-	113,2 k€	67,92 k€	129,37 k€	51,75 k€	119,67 k€	0,530	49,66 k€
14	-	113,2 k€	67,92 k€	129,37 k€	51,75 k€	119,67 k€	0,505	46,41 k€
15	-	113,2 k€	67,92 k€	129,37 k€	51,75 k€	119,67 k€	0,481	43,37 k€
<b>NPV</b>								<b>-850,66 k€</b>

Tabella 6.8: Discount Cash Flow per la "soluzione 1" con 7500 ore di funzionamento

La situazione è leggermente migliore al caso precedente, ma sostanzialmente le conclusioni non cambiano in quanto il NPV rimane negativo: l'investimento risulta quindi ancora non accettabile.

Per quanto riguarda invece la seconda soluzione, quella che vede adottare il processo di gassificazione, si fa riferimento alla tabella (6.9) ed alle considerazioni riportate nel seguito.

a	I	R-C	(R-C)·(1-t)	AMM	AMM·t	NCFon	$\frac{1}{(1+i)^n}$	DCF
0	-1,411,9 k€	-	-	-	-	-1,411,9 k€	1	-1,411,9 k€
1	-	257,8 k€	154,68 k€	94,12 k€	37,65 k€	192,33 k€	0,952	179,75 k€
2	-	257,8 k€	154,68 k€	94,12 k€	37,65 k€	192,33 k€	0,907	167,99 k€
3	-	257,8 k€	154,68 k€	94,12 k€	37,65 k€	192,33 k€	0,864	156,99 k€
4	-	257,8 k€	154,68 k€	94,12 k€	37,65 k€	192,33 k€	0,823	146,73 k€
5	-	257,8 k€	154,68 k€	94,12 k€	37,65 k€	192,33 k€	0,784	137,13 k€
6	-	257,8 k€	154,68 k€	94,12 k€	37,65 k€	192,33 k€	0,746	128,16 k€
7	-	257,8 k€	154,68 k€	94,12 k€	37,65 k€	192,33 k€	0,711	119,77 k€
8	-	257,8 k€	154,68 k€	94,12 k€	37,65 k€	192,33 k€	0,677	111,94 k€
9	-	257,8 k€	154,68 k€	94,12 k€	37,65 k€	192,33 k€	0,645	104,61 k€
10	-	257,8 k€	154,68 k€	94,12 k€	37,65 k€	192,33 k€	0,614	97,77 k€
11	-	257,8 k€	154,68 k€	94,12 k€	37,65 k€	192,33 k€	0,585	91,37 k€
12	-	257,8 k€	154,68 k€	94,12 k€	37,65 k€	192,33 k€	0,557	85,40 k€
13	-	257,8 k€	154,68 k€	94,12 k€	37,65 k€	192,33 k€	0,530	79,81 k€
14	-	257,8 k€	154,68 k€	94,12 k€	37,65 k€	192,33 k€	0,505	74,59 k€
15	-	257,8 k€	154,68 k€	94,12 k€	37,65 k€	192,33 k€	0,481	69,71 k€
<b>NPV</b>								<b>339.87 k€</b>

Tabella 6.9: Discount Cash Flow per la "soluzione 2"

PBT = 5,48 anni = 5 anni e 174 giorni

IRR = 10,6%

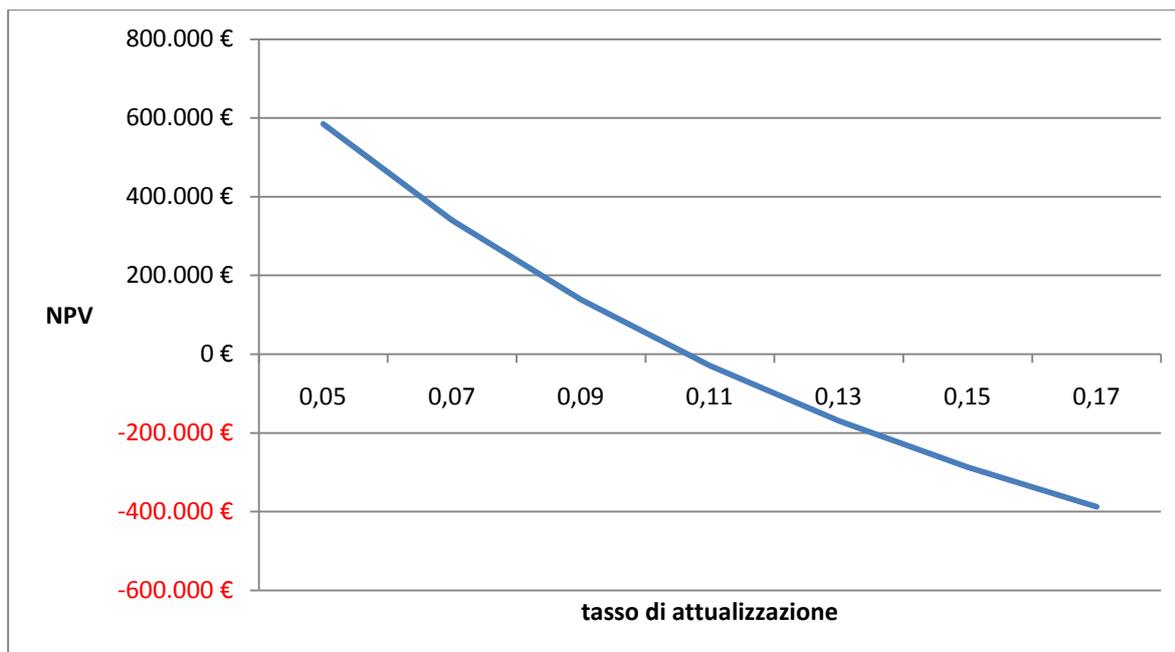


Figura 6.1: NPV del gassificatore al variare del tasso di attualizzazione

Date le precedenti considerazioni ed il NPV risultato positivo, l'investimento risulta accettabile.

Si riassumono in tabella (6.10) tutti i dati relativi alla precedente analisi.

	ORC (6500h/a)	ORC (7500h/a)	ICE
Prezzo biomassa	50 €/t	50 €/t	50 €/t
Tasso di attualizzazione	7%	7%	7%
Aliquota fiscale	40%	40%	40%
Vita utile	15 anni	15 anni	15 anni
Ammortamento	15 anni, quote costanti	15 anni, quote costanti	15 anni, quote costanti
NPV	-1.009.140 €	-850.662 €	339.867 €
IRR	-	-	10,6%
PBT	-	-	5,48 anni

Tabella 6.10: sintesi dell'analisi

A questo punto, per entrambe le soluzioni, si riporta un grafico che indica come varia il NPV al variare del prezzo del cippato, che risulta essere l'elemento che più influenza i costi di gestione.

“Soluzione 1” con 6500 ore di funzionamento

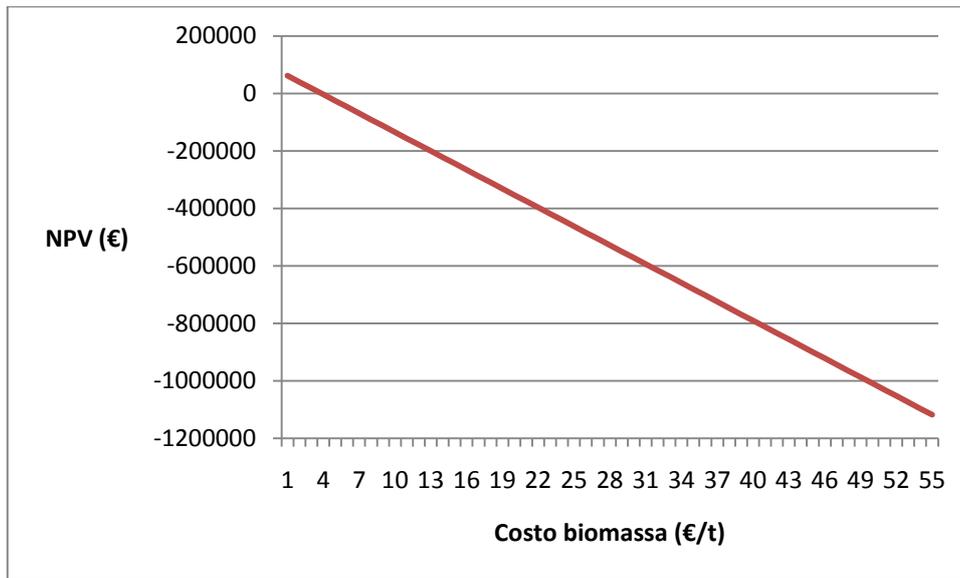


Figura 6.2: NPV dell'ORC (6500 h/a) al variare del costo della biomassa

Come si può notare, “la soluzione 1” con 6500 ore di funzionamento all’anno, risulterebbe accettabile come investimento se il costo della biomassa fosse inferiore ai 3 €/t, poiché in tale caso si avrebbe un  $NPV > 0$ .

“Soluzione 1” con 7500 ore di funzionamento

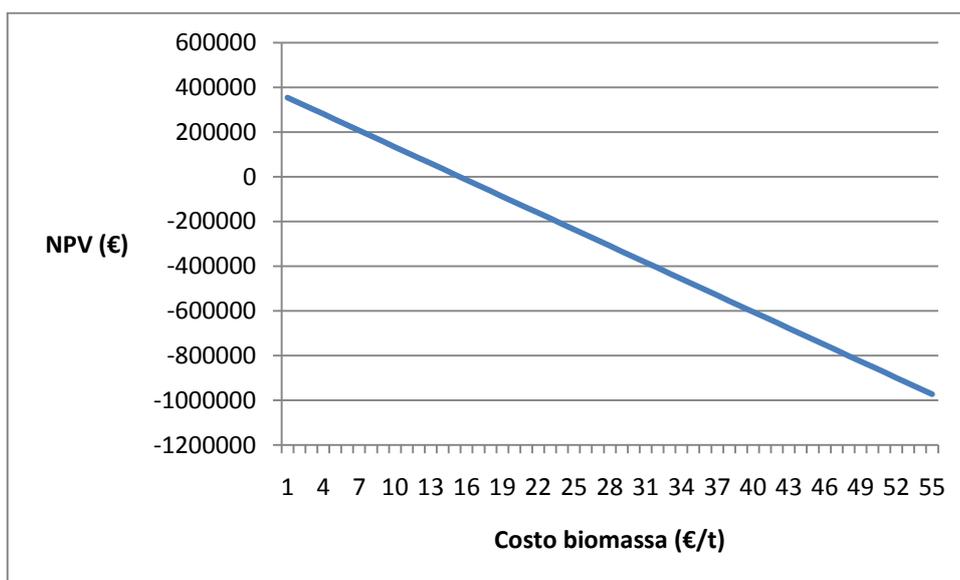


Figura 6.3: NPV dell'ORC (7500h/a) al variare del costo della biomassa

Invece “la soluzione 1” con 7500 ore di funzionamento all’anno, risulterebbe accettabile come investimento se il costo della biomassa fosse inferiore ai 15 €/t, poiché in tale caso si avrebbe un  $NPV > 0$ .

“Soluzione 2”

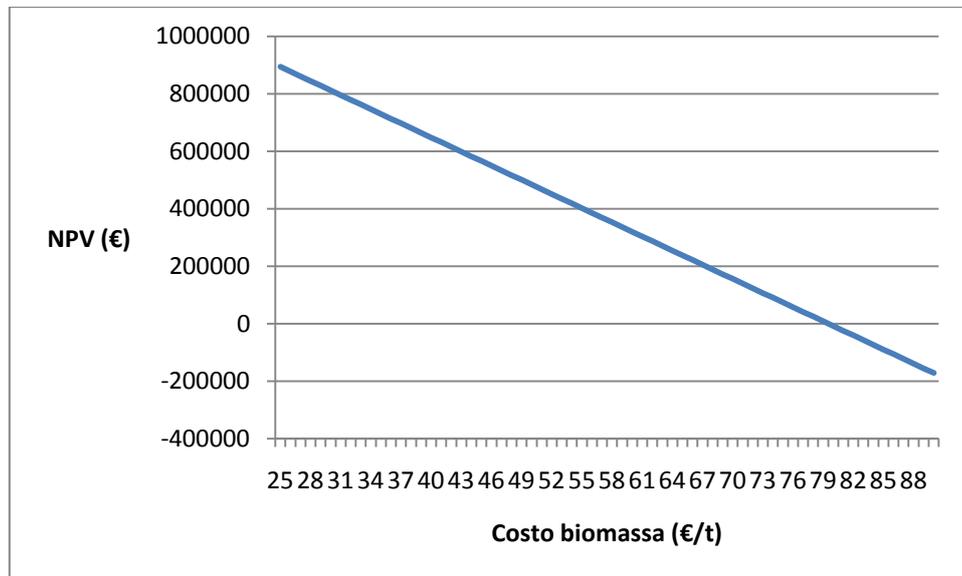


Figura 6.4: NPV del gassificatore al variare del costo della biomassa

La “soluzione 2” rimane accettabile fino ad un prezzo massimo della biomassa di 80 €/t, dopodiché il NPV scenderebbe sotto lo zero.

# Conclusioni

---

L'utilizzo delle energie da fonte rinnovabile rappresenta una grande esigenza per i Paesi, sia per quelli in via di sviluppo, sia per quelli più industrializzati: infatti le prospettive, nel mondo dell'energia, impongono un uso sostenibile delle risorse; ciò appare sempre più necessario insieme al bisogno di ridurre le emissioni di gas serra e di diversificare il mercato dell'energia per raggiungere una maggiore sicurezza nell'approvvigionamento. In molti settori ed in particolare in quello agricolo, si potrebbe provvedere in maniera autonoma al proprio fabbisogno energetico facendo ricorso alle fonti rinnovabili. La possibilità di reimmettere in rete una quota o l'intera energia elettrica prodotta, usufruendo di agevolazioni economiche quali ad esempio i Certificati Verdi o le Tariffe Onnicomprensive, offre opportunità economiche non indifferenti.

Nella Gazzetta ufficiale n. 71 del 28 Marzo 2011 (supplemento ordinario n. 81) è stato pubblicato il D.Lgs. 3 Marzo 2011 n.28, che riporta l'”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 provvedimento è entrato in vigore il 29 Marzo 2011 e prevede delle novità per quanto riguarda il sistema incentivante per le fonti rinnovabili: le modalità di attuazione dei nuovi meccanismi saranno definite con un successivo decreto ministeriale da emanare entro il 29 Settembre 2011. In riferimento alla Tariffa Onnicomprensiva, essa rimane confermata per tutti gli impianti che entreranno in esercizio entro il 31 Dicembre 2012.

In questo lavoro, dopo una panoramica sulle tecnologie applicabili a impianti di piccola scala (circa 200 kWe), si è preso in considerazione un caso applicativo relativo al territorio della Valle di Soraggio, nel comune di Sillano (LU) .

Lo studio preliminare effettuato ha voluto mettere in evidenza la fattibilità economica circa la costruzione di un impianto di produzione di energia elettrica che utilizzi unicamente, come fonte, la biomassa disponibile nella Valle di Soraggio: in particolare dall'analisi si evince che la tipologia di impianto che vede impiegare un motore a combustione interna accoppiato con un gassificatore, offre buone condizioni economiche e possibilità di guadagno, anche se bisogna aggiungere che quasi tutto il calore generato con la cogenerazione viene speso per la camera di essiccazione; al contrario l'impianto che vede impiegare la tecnologia ORC non sembra risultare redditizio, a causa degli elevati costi d'investimento e dei maggiori consumi che ne limitano le ore di esercizio e conseguentemente l'energia prodotta. Bisogna ricordare però, che quest'ultimo impianto ha disponibilità di energia termica da poter vendere insieme all'energia elettrica, incrementando così i ricavi in modo discreto: la quantificazione di questi aspetti non è stata effettuata, necessitando preliminarmente di altri studi e valutazioni che esulano da questo lavoro.

# Ringraziamenti

---

Desidero innanzitutto ringraziare sentitamente il Prof. Ing. Paolo Di Marco, la Prof.ssa Luisa Pellegrini ed il Prof. Ing. Roberto Gabbrielli per i preziosi insegnamenti durante il ciclo di studi della laurea triennale, per le numerose ore dedicate e per la disponibilità a dirimere ogni mio dubbio durante la stesura di questo lavoro. Inoltre ringrazio l'Ing. Maurizio Frati per aver sottoposto il caso, dandomi così l'opportunità di compiere uno studio, che potrà avere un'applicazione immediata, contribuendo alla discussione in atto in quella comunità sulla valorizzazione di una risorsa importante del territorio.

Vorrei quindi esprimere la mia gratitudine a tutti i miei compagni di corso, con i quali ho passato momenti stupendi in questi anni di studio.

Intendo poi ringraziare tutti gli amici della biblioteca che mi hanno aiutato, consigliato, supportato e sopportato da sempre: meravigliosi!

Infine un grazie speciale e pieno di affetto alla mia famiglia e ad Ilaria per il sostegno che mi hanno dato.

# Bibliografia

---

- “Dispense di Fisica Tecnica e Macchine Termiche” – P. Di Marco, N. Forgione
- “Dispense di Economia ed Organizzazione Aziendale” – L. Pellegrini
- “Small-scale biomass power generation” – S. Carrara – Tesi di Dottorato
- “Uso dei cicli a vapore (acqua o organico) per generazione di elettricità in impianti a biomasse lignocellulosiche di piccola taglia (0,5-15 MWe)” – L. Grella
- “Norma Italiana CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle Imprese distributrici di energia elettrica”
- Allegato A alla deliberazione ARG/elt 99/08 - Versione integrata e modificata dalle deliberazioni ARG/elt 179/08, 205/08, 130/09 e 125/10
- “Promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili” – P. Masciocchi
- Circolare 32/E – Agenzia delle Entrate
- Documenti messi a disposizione da [www.turboden.eu](http://www.turboden.eu)
- Documenti messi a disposizione da [www.uniconfort.com](http://www.uniconfort.com)
- Documenti messi a disposizione da [www.caemaenergia.com](http://www.caemaenergia.com)
- Documenti messi a disposizione da [www.gse.it](http://www.gse.it)
- Documenti messi a disposizione da [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)
- Documenti messi a disposizione da [www.enel.it](http://www.enel.it)
- Documenti messi a disposizione da [www.mercatoelettrico.org](http://www.mercatoelettrico.org)
- Documenti messi a disposizione da [www.europa.eu](http://www.europa.eu)