EPIQ

Collana Tecnica

Compendio

Energia dalle Biomasse

Autore: Stella Silvio Rudi

Prima Edizione Dicembre 2017

ENERGIA DA BIOMASSE

1. PREMESSA

I biocombustibili per la produzione energetica derivano da biomasse di origine forestale, agricola e animale. Per sua natura la biomassa è una risorsa distribuita sul territorio; parte di questa risorsa è già disponibile in quanto costituita da residui di vario tipo dell'attività primaria e secondaria, altra potrebbe invece essere prodotta da specifiche attività di coltivazione su terreni dedicati. La penetrazione delle biomasse nel mercato dell'energia dipende non solo da un'adeguata valorizzazione della componente energetica ma anche da una puntuale pianificazione territoriale che tenga conto di fattori quali le caratteristiche geologiche e pedoclimatiche della zona in esame, le risorse potenziali, i conti economici delle colture, il mercato dei combustibili alternativi alla biomassa con destinazione energetica, le esigenze energetiche locali, il degrado ambientale della zona, la prevenzione da incendi di zone boschive.

Secondo uno studio condotto dall'ENEA (Fonte: "Rapporto 2003 – Le biomasse per l'energia e l'ambiente", ITABIA), attualmente le biomasse contribuiscono in Italia a meno del 2% del fabbisogno energetico primario. Tale contributo è largamente al di sotto del potenziale disponibile ed è in gran parte dato da legna da ardere utilizzata ad uso domestico.

In questo opuscolo verranno esaminate tre tipologie di biomassa e precisamente: le biomasse legnose, le biomasse da residui agricoli e il biogas.

2. DEFINIZIONI

Il termine "biomassa" comparve in Italia verso la fine degli anni sessanta quando, dopo la prima crisi energetica e sotto la spinta di

emergenze ambientali,si risvegliò l'interesse per le fonti rinnovabili (solare, eolico, etc.) e le biomasse furono inserite, anche sulla scia di quanto avveniva in altre nazioni, in questo contesto.

In termini scientifici, la parola biomassa include ogni tipo di materiale di origine biologica e quindi legato alla chimica del carbonio; in altri termini ci si può riferire ad ogni sostanza che deriva direttamente o indirettamente dalla fotosintesi clorofilliana.

Associati al termine biomassa, sono ormai di utilizzo comune, nel settore delle energie rinnovabili, il termine biocombustibile, con il quale s'intende generalmente ogni sostanza organica diversa dal petrolio, dal gas naturale, dal carbone o dai loro derivati, utilizzabile come combustibile.

In generale con biomassa si designa ogni sostanza organica di origine vegetale o animale da cui sia possibile ottenere energia attraverso processi di tipo termochimico o biochimico. Queste sostanze sono disponibili come prodotti diretti o residui del settore agricolo-forestale, come sottoprodotti o scarti dell'industria agro-alimentare e come scarti della catena della distribuzione e dei consumi finali.





3. BIOMASSE LEGNOSE PER IMPIANTI DI RISCALDAMENTO E TELERISCALDAMENTO





3.1 Tipologie

3.1.1 Legna da ardere

Tradizionalmente il legno a uso energetico più diffuso si presenta nella forma della legna da ardere, la quale può avere dimensioni diverse. Si possono distinguere:

Assortimenti	Lunghezza (cm)
Squartoni e tondelli	100
Legna da stufa o corta o ciocchi	25-33-50

Tabella 1 - dimensioni medie del legname in pezzatura

1 m^3 = 1 msr (metro stero alla rinfusa) = 1 msa (metro stero accatastato)

NOTA:Per metro cubo (m^3) si intende il volume interamente occupato da legno (unità di misura comunemente adottata).

Il metro stero (ms) invece considera i vuoti per pieni ed è utilizzato per la legna ad uso energetico.

	Unità di misura	Valori
Massa volumica	kg/m^3	600 - 850
Contenuto idrico (w)	%	20
Potere calorifico inferiore	kWh/kg	4
Densità energetica	kWh/msa (spacconi)	1785 - 2529
	kWh/msa (da stufa)	2168 - 3071
	KWh/msr (da stufa)	1275 - 1806
Ceneri	% (in peso)	0,2 - 0,5

Tabella 2 - Parametri energetici indicativi per la legna da ardere

3.1.2 Legno cippato

il termine cippato deriva dal vocabolo inglese “chipping” che significa “ridurre in scaglie”. L’operazione consiste nel ridurre il legno in scaglie di dimensioni variabili (2-10 cm di lunghezza e spessore di qualche millimetro), ottenuti per mezzo di macchine chiamate “cippatrici”.

Valori indicativi riferiti al volume (msr)
FAGGIO: massa volumica = 240 kg/msr; p.c.i. (u = 12%) = 15,91 MJ/kg
ABETE: massa volumica = 170 kg/msr; p.c.i. (u = 12%) = 15,07 MJ/kg

Umidità	Specie	Peso	Contenuto energetico		
(u %)		Kg	MJ/kg	kWh/kg	Mcal/kg
20	faggio	288	3.993	1.109	954
	abete	204	2.986	830	713
30	faggio	312	3.950	1.097	943
	abete	221	2.954	820	705
50	faggio	360	3.852	1.070	920
	abete	255	2.881	800	688
100	faggio	480	3.544	985	847
	abete	340	2.651	736	633

Tabella 3 - Caratteristiche fisiche ed energetiche del cippato (fonte: Regione Piemonte)

dove: msr = metro stero alla rinfusa
u % = umidità riferita al peso secco (anidro)

	Unità di misura	Valori
Massa sterica	kg/msr	220 - 350
Contenuto idrico (w)	%	30
Potere calorifico inferiore	kWh/kg	3 - 3,4
Densità energetica	kWh/msr	660 -1190
Ceneri	% (in peso)	0,2 - 0,5

Tabella 4 - Parametri energetici indicativi per il cippato (fonte: Regione Piemonte)

3.1.3 Pellet di legno

Viene prodotto dalla segatura di legno vergine con un processo di essiccatura e di compressione

Parametri Indicativi	Unità di Misura	Valore
Lunghezza	mm.	10 ÷ 50
Diametro	mm.	6 ÷ 10
Massa volumica	kg/m^3	1.150 ÷ 1.400
Massa sterica	kg/msr	> 650
Umidità	%	8 ÷ 12
Potere calorifico inferiore	kWh/kg	4,7 ÷ 5
Ceneri	% in peso	0,3 < 1

Tabella 5 - Caratteristiche fisiche ed energetiche (fonte: Regione Piemonte)

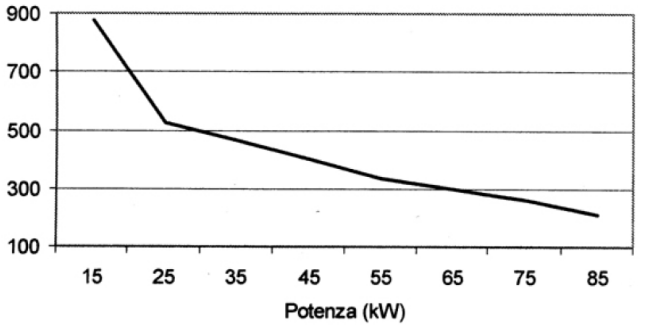


Grafico 1 - Costi indicativi di un impianto a *pellet* per uso domestico (€/kW)
(Fonte: ITABIA 2004)

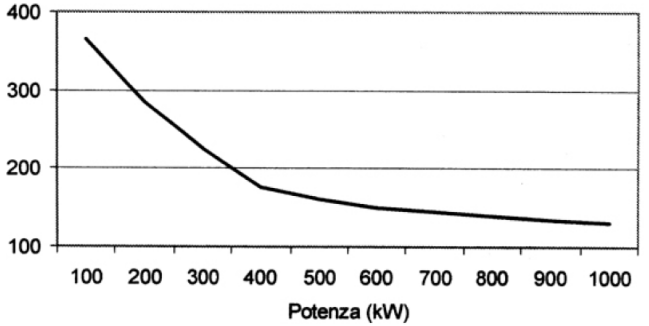


Grafico 2 - Costi indicativi di un impianto di riscaldamento a *cippato* (€/kW)
(Fonte: ITABIA 2004)

3.2 Principali tecnologie

I processi che permettono la trasformazione di biomassa legnosa in energia sono quelli termochimici : combustione, pirolisi, co-firing e massificazione.

3.2.1 Combustione

La combustione diretta è il trattamento termico più antico ed è stato per molto tempo l'unico mezzo per produrre calore ad uso industriale e/o domestico. Quando il combustibile viene immesso in camera di combustione, subisce inizialmente un'essicazione, quindi man mano che la temperatura aumenta si succedono processi di pirolisi, gassificazione e combustione. Il prodotto finale è calore, che può essere usato per il riscaldamento o impiegato in impianti per la produzione di energia elettrica o per cogenerazione (produzione combinata di energia termica ed elettrica).

3.2.2 Pirolisi

Le sostanze organiche con basso tasso di umidità (intorno al 20%) e alto contenuto in carbonio possono essere sottoposte ad un processo di pirolisi. La pirolisi è un processo di decomposizione termochimica di materiali organici, ottenuto mediante l'applicazione di calore, a temperature comprese tra 400 e 1000 °C, in completa assenza di un agente ossidante oppure con una ridottissima quantità (nel qual caso il processo può essere descritto come una parziale massificazione). Il tempo di reazione è variabile ed in base ad esso si distinguono tre metodi differenti: pirolisi lenta, veloce o convenzionale. I prodotti che si ottengono sono costituiti da una frazione gassosa, una liquida ed una solida in proporzioni che dipendono dal metodo utilizzato e dai parametri di reazione.

3.2.3 Co-firing

Una soluzione percorribile a breve termine è rappresentata dal cofiring, vale a dire la combustione combinata di biomassa e carbone negli impianti esistenti. La miscela può essere preparata prima dell'ingresso in camera di combustione o direttamente al suo interno con alimentazioni separate, sostituendo sino al 15% del carbone con biomassa.

3.2.4 Gassificazione

La massificazione può essere definita come la conversione termochimica di un combustibile solido o liquido in un gas; la materia viene riscaldata in presenza di un agente gassificante (aria, ossigeno, vapore) conducendo ad una sua parziale combustione. Il processo nel complesso è formato da tre fasi: una prima fortemente esotermica di combustione, una seconda di pirolisi ed infine la riduzione del carbonio (gassificazione propriamente detta).

L'uso di aria produce un gas a basso potere calorifico (5.5 – 7.5 MJ/Nm^3) che può essere utilizzato in caldaie o motori.

Sostituendo l'aria con ossigeno si ottiene una miscela a base di CO e H_2, indicata con il termine inglese di *syngas*, che può essere usata come combustibile (PCI 10-11 MJ/Nm^3) o come base per la produzione di prodotti chimici. Tale gas deve subire un processo di depurazione nel caso di generazione di energia elettrica in turbine o motori a combustione interna.

La massificazione con vapore, generalmente indicata come *reforming*, produce un gas ricco di H_2 ed è un processo fortemente endotermico.

La massificazione si differenzia dalla combustione diretta, termine con cui si indica un rapido processo di ossidazione ad alta temperatura per ottenere calore, principalmente per il minore rapporto aria/combustibile (sottostechiometrico) che impedisce un'ossidazione completa del combustibile di partenza.

I gassificatori si suddividono in tre tipologie commercialmente disponibili:

- gassificatori a letto fisso
- gassificatori a letto fluido
- gassificatori a letto trascinato

3.3 Punti di forza e aspetti critici

L'utilizzo della biomassa legnosa come fonte energetica comporta dei vantaggi ma anche degli svantaggi che possiamo così riassumere:

3.3.1 Punti di forza:

- ha una disponibilità maggiore rispetto ai combustibili fossili ed è distribuita sul territorio in maniera diffusa
- se sfruttata in modo opportuno costituisce una fonte rinnovabile che può garantire un sicuro approvvigionamento energetico a lungo termine

- non contribuisce al riscaldamento del globo, producendo un'immissione nulla di CO2 in atmosfera
- si stanno sviluppando nuove tecnologie che permettono la conversione della biomassa in modo economicamente vantaggioso e competitivo
- rispetto alle altre fonti rinnovabili ha il vantaggio di potere essere facilmente immagazzinata
- dal punto di vista tecnico non ci sono ostacoli ad una sua integrazione nell'attuale sistema di distribuzione dell'energia
- i benefici sociali sono: riduzione dell'importazione di greggio e di metano, diversificazione delle attività agricole, sviluppo rurale, gestione corretta del patrimonio boschivo ,formazione di nuovi posti di lavoro e recupero di terreni degradati.

3.3.2 Aspetti critici

- è spesso percepita come combustibile poco conveniente che richiede un uso eccessivo del suolo e produce energia ad un costo troppo elevato
- a causa del basso contenuto energetico, paragonato con carbone, gas naturale ed olio combustibile, richiede volumi di combustibile maggiori per raggiungere lo stesso valore energetico netto, cosa che fa aumentare i costi di trattamento e di trasporto
- le operazioni di coltivazione, raccolta e trasporto possono incidere notevolmente sia sul prezzo dell'energia che sull'impatto ambientale.
- se non si parte da una corretta gestione della risorsa bosco, con piani pluriennali di forestazione, si rischia di importare materia legnosa, al pari dei combustibili tradizionali, da altri Paesi facendo in tal modo venir meno il concetto di "filiera forestale" a vantaggio del territorio

3.4 Aspetti ambientali

La combustione del legno come è stato già detto è un processo che si compone di varie fasi; inizialmente un'essicazione, quindi man mano che la temperatura aumenta si succedono le fasi di pirolisi, di gassificazione ed infine di combustione. Si sente dire che il fumo di legna è molto inquinante: ciò è vero se la combustione non avviene correttamente (come per qualsiasi altro combustibile), ma se la combustione avviene in modo ottimale le emissioni al camino sono costituite solo da:

- ossido di azoto (NOx)
- anidride carbonica (CO_2)
- acqua (H_2O)
- polveri

E' importante ricordare, quando si parla di ricadute ambientali, anche il ciclo di vita di un combustibile dalla sua estrazione, alla trasformazione e relativo trasporto per confrontarlo con ciò che deriva da una corretta gestione del territorio.

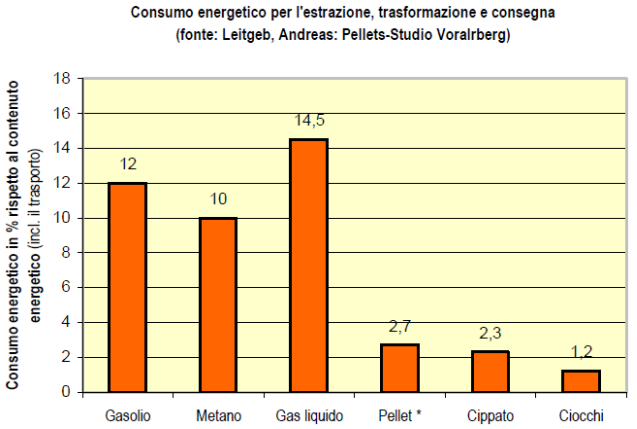


Grafico 3 – Confronto consumi energetici legna – combustibili fossili (Fonte: studio Voralberg)

Se consideriamo il legno dal punto di vista degli elementi chimici che lo compongono, si vede che il carbonio è l'elemento che lo costituisce al 50%

	C (%)	H (%)	O (%)	N (%)
Legno	50	6	43.8	0,2

Tabella 6 - composizione chimica del legno *(Fonte: Agenbiella)*

Confrontiamo le emissioni di carbonio con diversi combustibili a parità di energia termica utile prodotta.

COMBUSTIBILE	GASOLIO	METANO	LEGNA DA ARDERE	CIPPATO	PELLET
Quantità di combustibile	3,8 t	4500 m^3	12 t	14,1 t	9,5 t
Potere calorifico inferiore	42,7 MJ/kg	35,87 MJ/m^3	14,2 MJ/kg (w=20%)	12,1 MJ/kg (w=30 %)	18 MJ/kg (w=8 %)
Rendimento termodinamico	90%	90 %	85%	85%	85 %
Emissione totale di CO_2	**13.667,1 kg**	**8.331 kg**	**528,5 kg**	**1.189,1 kg**	**939,5 kg**
Confronto (posto = 1 la legna da ardere)	**25,86**	**15,75**	**1**	**2,25**	**1,8**

Tabella 7 Confronto emissioni di carbonio (*2 g di sostanza secca contengono 1 g di C che genera a 3,67 g di CO_2) (Fonte: Agenbiella)*

NB) 1 m^3/h cippato (350 kg/h) -> ~ 3.500 m^3/h di fumi

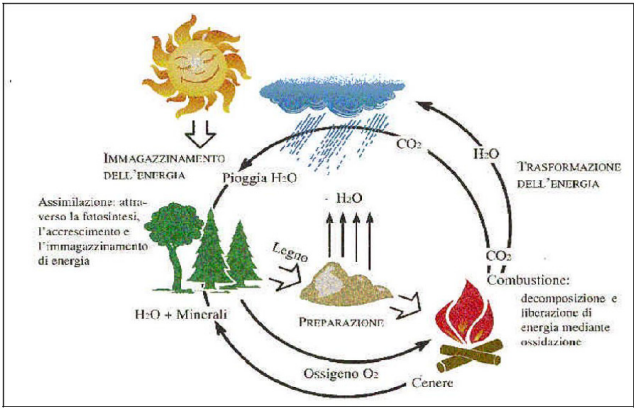


Figura 1 Ciclo delle biomasse

3.5 Parametri di dimensionamento

3.5.1 Produttività relativa alla gestione di un ettaro di bosco:

- 4/5 m^3 /anno accrescimento annuo di legna intera (peso 660 Kg/m^3)
- 3 t/a di legna intera di cui solo 2 t/a (2.000 Kg) sono cippabili
- considerando una U.R. (Umidità Relativa) = 45 % e un PCI = 2.7 kW/Kg
- Pot. Term. producibile = 5.400 kW (2.700 kW/t)

NB: 1 m^3 di legna intera = 1,5 ÷ 2,5 m^3 di cippato (metro cubo stero alla rinfusa)

3.5.2 Produttività della short rotation (coltura dedicata) :

1 ha. di coltura

- 12 ÷ 16 t/a di sostanza secca

- 18 ÷ 24 t/a di sostanza verde (U.R. 50%)
- taglio 1 volta ogni 5 anni
- produzione ~ 15 t/a/ha x 5 = 75 t/a/ha di sostanza secca

P.C.I.= 2,2 kWh/Kg (come il cippato)
3 ÷ 4 turni sullo stesso terreno
(fonte dati: *Istituto per la Pioppicoltura di Casale Monferrato*)

3.5.3 Dimensionamento impianti:

Per poter dimensionare in linea di massima un impianto di riscaldamento a cippato di legna si può suggerire la seguente procedura:

1. Individuare l'utenza da riscaldare e stimarne la potenza da installare in base ai consumi storici di combustibile tradizionale e/o mediante i volumi da riscaldare
2. stimare il costo dell'impianto e dell'eventuale rete di teleriscaldamento
3. stabilire quanto combustibile legnoso occorre annualmente per tale impianto
4. definire la disponibilità annuale di legno locale
5. valutare il costo di tale legno locale
6. definire il costo di gestione di tale impianto
7. calcolare gli oneri finanziari di tale operazione

NB) Vedasi software **D.E.M.O.N.E.** - modello per lo studio di fattibilità e per la gestione di un distretto energetico basato sull'impiego del cippato (richiede diverse competenze professionali):
www.regione.piemonte.it/agri/ita/agrienergia/software

- alcuni dati utili:

Potere calorifico medio del legno anidro = 5,14 kWh/kg = 18,5 MJ/kg

Contenuto idrico w	0	10,7	15,3	20	25,9	33,3	42,9	50	60
P.C.I. (MJ/kg)	18.5	16,3	15,3	14,3	13,7	11,5	9,53	8,03	5,94
P.C.I.(kWh/kg)	5,14	4,53	4,25	3,98	3,81	3,20	2,65	2,23	1,65

Tabella 8 - Variazione del P.C.I. del legno in vari stati idrici (Fonte: Jonas e Haneder)

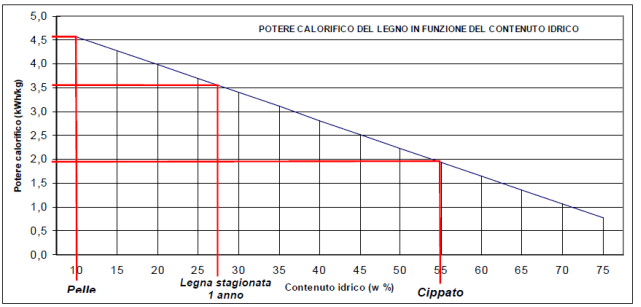


Grafico 4 - *Variazione del potere calorifico del legno in funzione della percentuale di umidità (Fonte: Jonas e Haneder)*

Stato del legno	Contenuto idrico (w)	Potere calorifico inferiore
Boschivo fresco	50 - 60%	2,0 kWh/kg = 7,2 MJ/kg
Stagionato per una estate	25 - 35%	3,4 kWh/kg = 12,2 MJ/kg
Stagionato per più anni	**15 - 25%**	**4,0 kWh/kg = 14,4 MJ/kg**
Stato anidro	0%	5,2 kWh/kg = 19 MJ/kg

Tabella 9 - *Alcuni valori indicativi del potere calorifico al contenuto idrico (w) del 13%* (Fonte: Holz):

POTERI CALORIFICI	SPECIE LEGNOSE
4,0 kWh/kg	Faggio
4,1 kWh/kg	Pioppo, Acero, Robinia, Olmo
4,2 kWh/kg	Frassino, Quercia
4,3 kWh/kg	Larice
4,4 kWh/kg	Pino, Douglasia
4,5 kWh/kg	Picea, Abete

Tabella 10 - *Comparazione del legno con i più comuni combustibili (Fonte: A. Jonas e H. Haneder):*

Combustibile	P.C.I. (Valori medi)	
	MJ	kWh
1l di gasolio extraleggero	36,17 MJ/l (42,5 MJ/kg)	10 kWh/l
1l di gasolio leggero	38,60 MJ/l (41,5 MJ/kg)	10,70 kWh/l
1 kg di carbone	27,6 MJ/kg	7,67 kWh/kg
1 kg di lignite	29,5 MJ/kg	8,20 kWh/kg
1 kg torba anidra	20,2 MJ/kg	5,60 kWh/kg
1 m3 metano	34,3 MJ/m3 (47,6 MJ/kg)	9,6 kWh/m3
1 m^3 idrogeno	10,75 MJ/kg	3,08 kWh/ m^3
1 kg propano	46,3 MJ/kg	12,87 kWh/kg
1 kg di nafta	41 MJ/kg	11,77 kWh/kg
1 kg di legno (w = 20%)	**14,4 MJ/kg**	**4,00 kWh/kg**

Tabella 11 - *Confronto con i principali combustibili (1 kg gasolio - 3 kg di legno - 1 l gasolio - 2,5 kg di legno) (Fonte: Agenbiella)*

3.6 Valutazione dei risparmi energetici/economici e delle minori emissioni

Tipo	P.C.I.	densità	costi	Costo energetico
Gasolio (1)	11,86 kWh/kg 10,0 kWh/lt	0,835 kg/lt	1.10 €/lt	**0.110 €/kWh**
Olio Comb. BTZ (1)	11.39 kWh/kg 10.82 kWh/lt	0,95 kg/lt	0.762 €/kg	**0.067 €/kWh**
Gas naturale (2)	9.59 kWh/m^3	0.72 kg/m^3	0.67 €/m^3	**0.069 €/kWh**
G.P.L. (2)	12.78 kWh/kg 6.52 kWh/lt 23.90 kWh/m^3	1,87 kg/m^3 0.51 kg/lt	0.72 €/lt	**0.110 €/kWh**
Legna a pezzi (1) U = 20%	4,0 kWh/kg	500-800 kg/m^3	0.118 €/kg	**0.030 €/kWh**
Cippato U = 40%	2.70 kWh/kg	250-350 kg/msr	0.073 €/kg	**0.027 €/kWh**
Pellet U = 10%	4.65 kWh/kg	1150-1400 kg/m^3	0.16 €/kg (3)	**0.034 €/kWh**

Tabella 12 - *Confronto tra i costi dei principali combustibili*

(1) Listino dei prezzi dei prodotti petroliferi e solidi sulla Piazza di Milano al 19/07/05

(2) Valore gas naturale e del GPL ad uso civile/terziario al 19/07/05

(3) Valore medio del pellet sfuso

a) Esempio di risparmio di gestione tra gasolio e cippato per un volume riscaldato pari a circa 8500 m^3

- energia richiesta per riscaldamento : 510.000 kWh/a
- costo gestione con gasolio : 56.100 €/ a (43.000 kg/a)
- costo di gestione con cippato13.770 €/a
- maggior costo di gestione con cippato(20%) 2.750 €/a

- risparmio annuo di gestione39.580 €/a
- riduzione di CO2 equivalente155 t/a

b) Esempio di risparmio di gestione tra metano e cippato per un volume riscaldato pari a circa 8500 m³

- energia richiesta per riscaldamento : 510.000 kWh/a
- costo gestione con metano : 35.190 €/a (53.180 m³/a)
- costo di gestione con cippato13.770 €/a
- maggior costo di gestione con cippato (20%) 2.750 €/a
- risparmio annuo di gestione18.670 €/a
- riduzione di CO2 equivalente170 t/a

NB) Conviene pagare il cippato sotto forma di energia ceduta all'impianto di riscaldamento (mediante l'installazione di un conta termie- kWh) stabilendo un prezzo iniziale dell'energia ceduta (€/kWh) che tenga conto dei seguenti parametri:

- costo del cippato a bocca di centrale
- costo dell'energia elettrica utilizzata dalla centrale a cippato
- costo di manutenzione ordinaria
- costo come terzo responsabile
- IVA (per l'Ente Pubblico è un costo)

Considerazioni da fare per un confronto corretto tra impianti funzionanti singolarmente con combustibili tradizionali ed impianti funzionanti a cippato di legna con rete di teleriscaldamento:

- maggior costo di manutenzione ordinaria (pulizia caldaia, raccolta ceneri,..)

- maggior costo di energia elettrica (in alcuni casi può incidere sino al 7% sul valore dell'energia termica prodotta)
- maggior costo del trasporto
- minor valore del rendimento medio stagionale (considerando anche la rete di teleriscaldamento e le sottocentrali)

Per la valutazione delle emissioni evitate, si può far riferimento alla seguente tabella:

Energia elettrica	0.575 kg/kWh
Combustione di gasolio	3.53 tCO_2/tep*
Combustione di gas naturale	2.91 tCO_2/tep
Combustione di GPL	3.47 tCO_2/tep
Combustione di olio combustibile	3.61 tCO_2/tep
Eolico,solare,idroelettrico,biomassa vegetale	0 tCO_2/tep

* tep= tonnellata equivalente di petrolio

Tabella 13 - coefficienti da utilizzare nel calcolo della co2 equivalente evitata (Fonte: Regione Piemonte)

3.7 Contributi e finanziamenti

Questi impianti possono beneficiare di contributi e/o finanziamenti che servono a ridurre i costi di realizzazione che, se confrontati con impianti tradizionali, risultano piuttosto elevati. Alcune Province hanno predisposto bandi per la concessione in conto capitale di contributi per l'acquisto di apparecchi funzionanti a legna . Tali bandi si riferiscono a piccole potenze termiche (ad uso domestico e/o a servizio di edifici pubblici) ed incentivano l'utilizzo di apparecchi con elevati rendimenti di combustione.

Anche da parte di alcune Regioni sono stati predisposti dei bandi per dare dei contributi in conto capitale per lo sviluppo di centrali termiche funzionanti a biomassa legnosa ; in taluni casi si è previsto , per un corretto sviluppo della filiera forestale , di imporre una percentuale minima di legno di derivazione locale.

Da parte dello Stato Italiano sono state previste varie tipologie di contribuzione e precisamente:

- La carbon Tax (Legge. 23/12/1998 n.448) ha fissato un credito

d'imposta a favore dei gestori di reti di teleriscaldamento alimentate con biomassa o energia geotermica, ricadenti nelle zone climatiche E e F (valore di circa 0.0103 €/kWh termico). Con la L.N. 388/00 Viene anche dato un contributo a favore dell'utente, per ogni nuovo allaccio alla rete di teleriscaldamento alimentata con biomassa, (pari a 20.66 €/kW installato).

- La Legge Finanziaria 2005, art.511 prevede l'applicazione delle disposizioni in materia di agevolazione per le reti di teleriscaldamento alimentate con biomassa ovvero con energia geotermica, di cui all'art.6 del D.L. 1/10/2001 n.356, convertito con modificazioni, dalla L.30/11/2001 n.418 (valore di circa 0.0155 €/kWh termico)
- D.Lvo 16/03/1999 n.76: l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili beneficia dei "certificati verdi" per i primi 8 anni di funzionamento dell'impianto (si applica agli impianti entrati in funzione dopo il 01/04/99).
- Decreto MICA (D.M. 11/11/99 pubblicato sulla G.U. 14/12/99 n.292) (valore del certificato verde a giugno 2005 pari a circa 0.09 €/kWh elettrico)

Una forma di finanziamento interessante potrebbe essere quella promossa da parte di alcuni Istituti di Credito che attraverso la concessione di prestiti a tassi agevolati consentirebbe al cittadino e/o all'Ente pubblico di ripagarsi dell'investimento fatto con il risparmio energetico conseguito con tali impianti a legna.

Un'altra forma di finanziamento è il ricorso alle ESCo (Società di Servizo Energia) che si ripagano dell'investimento con la vendita di calore. In tal caso la Società realizzerà a sue spese e gestirà l'impianto per un certo numero di anni, concordando un prezzo dell'energia termica venduta (€/MWh), prezzo che non sarà superiore a quello che l'utente paga con l'utilizzo dei combustibili tradizionali.

NB) Detrazione fiscale del 36% sull'IRPEF e IVA agevolata al 10% (legati alla Finanziaria)

4. BIOMASSE DA RESIDUI AGRICOLI

4.1 Premessa e tipologie

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

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

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

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

Un caso particolare è rappresentato dalla lolla di riso, esplicitamente inserita tra i rifiuti non pericolosi dalla Legge Ronchi, ma che la Legge Delega n. 308 del 15/12/2005 autorizza il Ministero Ambiente a modificare affinché la lolla non sia più considerata come rifiuto. Tale modifica non è ad oggi ancora stata pubblicata.

L'aspetto negativo non deriva tanto dal considerare rifiuti o meno certi materiali quanto nei limiti di gestione energetica e di emissione a cui gli impianti devono sottostare, in quanto i valori indicati

dalla normativa sui rifiuti sono estremamente difficili da rispettare da parte di impianti piccoli e medi, che necessiterebbero di sofisticati sistemi di abbattimento fumi e di apparecchiature di controllo che renderebbero anti-economico il recupero energetico:

A titolo di esempio , si segnalano questi limiti:

rendimenti medi stagionali superiori al 75%, CO 100 mg/Nm^3, e polveri inferiori a 50 mg/Nm^3.

A titolo di riferimento, la norma europea EN303-5 per le caldaie ad acqua calda alimentate a biomasse con potenze inferiori a 300 kW, considera validi questi valori limite:

rendimento medio nominale in funzione logaritmica della potenza e con valori minimi di 53-63 %, CO da 25.000, a 1.200, mg/Nm^3 (circa 10 volte superiore) e polveri da 200 a 150 mg/Nm^3 (da 3 a 4 volte superiore)

4.2 Principali tecnologie

Le tecnologie attualmente disponibili per la conversione energetica dei residui da lavorazioni agricole comprendono:

- combustione diretta (impianti a griglia fissa o mobile, combustione in letto fluido)
- gassificazione, pirolisi e carbonizzazione
- digestione anaerobica
- digestione aerobica
- fermentazione alcoolica (produzione di etanolo)
- estrazione di olii e produzione di biodiesel

Per una descrizione in dettaglio di ciascun processo di conversione energetica si rimanda al capitolo precedente (Biomasse Lignocellulosiche).

Limitando l'analisi ai sistemi di combustione diretta delle biomasse da residui agricoli, il sistema di combustione normalmente utilizzato è quello delle caldaie a griglia. Queste godono di notevoli vantaggi in termini di semplicità, economicità ed affidabilità di funzionamento e possono essere alimentate con biomasse di diversa tipologia e con diversa umidità, ma non hanno rendimenti eccellenti (60-70%), anche se richiedono eccessi d'aria piuttosto elevati (75-80%) per una completa combustione.

La tecnologia a griglia è adatta ad utilizzare anche combustibili di pezzatura disomogenea, con un grado di umidità ed un contenuto di ceneri elevati, ed ha il pregio di essere piuttosto semplice; importante in questo contesto è che il combustibile sia ben distribuito sopra la griglia, per garantire una distribuzione omogenea dell'apporto di aria primaria.

Perché queste condizioni siano rispettate, nelle caldaie di taglia medio-grande, è normalmente presente una griglia mobile che si muove in continuo, un sistema di controllo dell'altezza delle braci e ventilatori indipendenti per l'aria primaria delle varie sezioni della griglia.

E' poi opportuno che venga ottenuta una combustione a due stadi con la separazione dell'aria primaria e secondaria: questo perché l'aria primaria deve essere poco turbolenta per non smuovere le braci, mentre una combustione ottimale degli effluenti gassosi richiede una turbolenza elevata.

Le caldaie policombustibile a griglia utilizzano normalmente tutti i tipi di combustibili solidi triti: sansa, vinacce, gusci triti di mandorle, gusci di nocciole, gusci di pistacchio, gusci di pinoli e possono funzionare anche a legna di grossa pezzatura alimentata attraverso lo sportello di carico.

4.3 Punti di forza e aspetti critici

La difficoltà di sviluppo del settore dello sfruttamento energetico delle biomasse è legata principalmente al superamento delle barriere non-tecniche (finanziamenti dei costi di investimento alquanto elevati, Politica Agricola Comunitaria, diffusione delle informazioni).

Il costo di investimento per impianti a biomassa è, attualmente, ancora generalmente maggiore di quello derivante dalle fonti fossili, ma vi è una tendenza verso la competitività, in tempi ragionevolmente brevi, da sostenere e valorizzare.

In tutti i casi, tuttavia, il gap di costo tra le fonti rinnovabili e quelle fossili, sarebbe invertito se venissero considerati nell'analisi costi-benefici gli aspetti ambientali ed i costi sociali connessi alla combustione dei materiali fossili.

4.3.1 Punti di forza

La biomassa è ampiamente disponibile ovunque e rappresenta una risorsa locale, pulita e rinnovabile. L'utilizzazione delle biomasse per fini energetici non contribuisce all'effetto serra, poiché la quantità di anidride carbonica rilasciata durante la decomposizione, sia che essa avvenga naturalmente, sia per effetto della conversione energetica, è equivalente a quella assorbita durante la crescita della biomassa stessa; non vi è, quindi, alcun contributo netto all'aumento del livello di CO_2 nell'atmosfera. In tale ottica, quindi, aumentare la quota di energia prodotta mediante l'uso delle biomasse, piuttosto che con combustibili fossili, può contribuire alla riduzione della CO_2 emessa in atmosfera.

I punti di forza di tale tecnologia sono quindi:

- Sfruttamento di una risorsa energetica locale (che altrimenti sarebbero considerate rifiuti, e si dovrebbe provvedere al loro smaltimento come tali)
- Conseguente indotto economico con creazione di posti di lavoro in ambito locale

- Costo relativamente basso del combustibile
- Contributo ad una riduzione a livello nazionale della dipendenza energetica nei confronti dei paesi produttori di combustibili tradizionali
- Immissione nulla di CO2 in atmosfera
- Incentivazione con fondi statali nel caso vengano utilizzate per la produzione di energia elettrica

I principali vantaggi, ambientali ed economici, che possono derivare da una diffusione dell'uso di biomasse a fini energetici, sono così riassumibili:

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

4.3.2 Aspetti critici

I punti di debolezza di tale tecnologia sono:

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

4.4 Aspetti ambientali

Le biomasse sono annoverate tra le fonti energetiche rinnovabili, in quanto sono una risorsa energetica caratterizzata da un breve periodo di ripristino. Si può infatti asserire che il tempo di sfruttamento è paragonabile a quello di rigenerazione.

Sotto il profilo delle emissioni, la caratteristica principale delle biomasse è quella di non incrementare la quantità di CO_2 in atmosfera. Questa definizione è veritiera in virtù delle caratteristiche di crescita delle biomasse stesse. Essendo quest'ultime di origine vegetale la quantità di CO_2 impiegata per la crescita della pianta è pari alla quantità di anidride carbonica emessa durante la fase di combustione o di trasformazione energetica della stessa. Ovviamente questa definizione è da ritenersi valida a livello globale.

Se invece si volessero analizzare le emissioni a livello locale è necessario paragonare le emissioni derivanti dalla combustione delle biomasse con quelle derivanti dalla combustione del gas naturale, che rappresenta, ad oggi, il combustibile meno inquinante tra gli idrocarburi.

Il vantaggio ambientale in questo caso è stimabile intorno ai 200 gr di CO2 per ogni kWh prodotto.

Un secondo vantaggio ambientale si ottiene dalla riduzione degli scarti vegetali destinati allo smaltimento.

Va infatti valutato che buona parte delle biomasse derivanti da residui agricoli, sono a tutt'oggi destinate allo smaltimento in discarica. E' noto che i residui organici abbandonati, a contatto con l'aria diano origine a gas, come il metano, sicuramente maggiormente inquinanti rispetto all'anidride carbonica. Sviluppando invece una combustione, questi gas non vengono rilasciati, evitando così l'emissione in atmosfera di questo tipo di sostanze.

Un terzo vantaggio ambientale offerto dall'utilizzo delle biomasse è il basso contenuto di zolfo, paragonando dunque le emissioni derivanti dalla combustione delle stesse in alternativa a combustibili come oli e carbone, si può sostanzialmente ridurre l'emissione dello stesso in atmosfera. Questo fa si che possano diminuire drasticamente fenomeni come le piogge acide.

4.5 Parametri di dimensionamento

Per le biomasse da residui agricoli, si riportano di seguito alcuni dati ISTAT usati per stimare le quantità di residui disponibili, a partire dal prodotto agricolo:

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

Tabella 14 – produttività unitarie tipologie di residui agricoli (Fonte: ISTAT)

Si riporta di seguito la composizione chimica e le caratteristiche fisiche dei principali residui agricoli:

Analisi sul tal quale	C	H	N	S	O	Ceneri	p.c.i.		p.c.s.		Densità app.
	% peso ss	% peso ss	% peso ss	% peso ss	% peso ss	% peso ss	Kcal/kg	MJ/kg	Kcal/kg	MJ/kg	t/m³
Sansa di olive	50,71	6,89	1,8	0	35,3	5,3	4.925	20,63	5.291	22,16	0,25
Potatura vite	48,5	6	0,83	0,03	44,5	2,6	4.298	18	4.656	19,5	0,15
Mais tutoli	50,61	6,89	1,8	0	39	1,6	4.806	20,13	5.168	21,65	0,2
Gusci nocciole	48	5,7	0,44	0	45,39	1	4.769	18,7	5.133	20	0,1
Mais granella	46,11	7,27	1,57	0	43,96	1,09	4.397	18,42	4.780	20,02	0,15
Paglia di grano	47,69	6,54	1,6	0	39,77	4,4	4.180	17,51	4.750	19,9	0,15
Mais stocchi	47,63	5,56	1,72	0	42,39	2,7	4.044	16,94	4.337	18,17	0,2
Lolla di riso	40,78	5,56	0,22	0	37,67	15,67	4.019	16,84	4.289	17,97	0,1
Noccioli pesco	46,79	6,77	0,44	0	45,3	0,42	3.920	16,42	4.286	17,95	0,58
Paglia girasole	45	5,1	1,1	0,11	40	11	3.892	16,3	4.155	17,4	0,2
Paglia riso	42,28	5,25	2,33	0	34,67	15,47	3.769	15,79	4.065	17,03	0,2
Grano	45,8	5,05	0,34	0	34,67	7,27	3.765	15,77	4.030	16,88	0,15
NB – valori riferiti alla sostanza secca (umidità = 0%) e da correggere in funzione del contenuto di umidità											

Tabella 15 – Caratteristiche chimiche e fisiche di residui agricoli (Fonte: A.P.E.V.V.)

Per correggere il potere calorifico riferito all'unità di sostanza secca ad un determinato valore di umidità occorre applicare la seguente relazione:

$$q_{gr,m} = q_{gr,d} \times (1 - 0{,}01M)$$

q gr,m = potere calorifico superiore del combustibile con umidità *m*

q gr,d = potere calorifico superiore del combustibile privo di acqua (base secca)

M = umidità del combustibile (% peso sul tal quale)

4.6 Indicazioni economiche

Il costo di investimento per un impianto di combustione a biomasse da residui agricoli è generalmente allineato con quello di un impianto a legna, pellets o cippato. La differenza consiste nel costo del sistema di caricamento che deve essere dedicato al materiale combustibile utilizzato (gusci, sansa, stocchi di mais ecc…). Inoltre va considerato che le caldaie di questo tipo sono di costruzione molto semplice e quindi prive di accorgimenti atti a migliorare la combustione e i rendimenti. Ne consegue che tali apparecchi andrebbero utilizzati laddove il costo di approvvigionamento della materia combustibile è nullo (autoproduzione) o molto basso.

Il confronto di costo di investimento con caldaie a legna o pellets di produzione industriale in serie è difficile, in quanto i produttori

di generatori di calore per residui agricoli sono per lo più piccoli manifatturieri locali. Le tecnologie utilizzate in tali caldaie sono tipicamente elementari (griglia fissa) senza controllo automatico della combustione. Per una caldaia della potenzialità di 34 kW, tipica taglia a servizio di un'abitazione monofamiliare di 130-200 m^2, la spesa si aggira intorno ai 4000-5000 €, incluso il sistema di caricamento automatico e il serbatoio di accumulo del combustibile (normalmente ad imbuto). Il fattore di scala per macchine di taglie più consistenti fa si che i costi si riducano proporzionalmente, per esempio intorno ai 12000-15000 € per una caldaia da 100kW.

La manutenzione di questi generatori deve essere costante e accurata, ma si limita normalmente ad una pulizia periodica da un minino di 1 volta al mese, fino ad 1 volta a settimana in funzione del combustibile.

L'operazione di caricamento del combustibile, a meno che non si tratti di materiali piccoli e omogenei, assimilati al pellets, deve essere costante da un massimo di 2/3 volte al giorno ad un minimo di una volta ogni 2/3 giorni, in funzione del tipo di combustibile e della dimensione dell'accumulo ad imbuto (generalmente a fianco della caldaia). Opzioni quali l'accumulo stagionale a caricamento automatico (alcuni metri cubi di volume occupato), sono possibili solo con determinate biomasse (gusci di nocciole o simili).

4.7 Valutazione dei risparmi energetici ed economici

I parametri fondamentali con cui si può caratterizzare il risparmio energetico ed economico derivante dall'utilizzo di caldaie alimentate a biomasse di origine agricola, risultano essere:

- Potere calorifico inferiore [kWh/kg]
- Costo della biomassa al kg

Mentre il potere calorifico inferiore si può ricavare in base alla composizione della biomassa stessa, i costi sono invece caratterizzati da diversi fattori come le risorse locali, la stagionalità, la facilità di stoccaggio e di distribuzione.

Il mercato delle biomasse è esclusivamente definibile a livello locale. Risulta infatti poco conveniente, non solo sotto il profilo ambientale, ma anche sotto quello economico il trasporto delle biomasse stesse al di fuori di determinate distanze. Per questo motivo il prezzo è innanzitutto frutto delle quantità disponibili a livello locale. Risulta infatti chiaro che in zone dove un determinato tipo di biomassa è largamente disponibile il prezzo sarà necessariamente contenuto, mentre ove risulti di difficile reperimento raggiungerà costi proibitivi e quindi assolutamente poco convenienti.

Anche nel caso in cui l'approvvigionamento diretto risulti economicamente valido, è indispensabile che ci si garantisca l'approvvigionamento delle biomasse a prezzi costanti, anche al variare delle stagioni. Trattandosi infatti spesso scarti di lavorazioni e di coltivazioni, difficilmente saranno sempre disponibili le stesse quantità di biomasse sul mercato. Questo comporta un oscillazione del prezzo di mercato stagionale, in funzione delle disponibilità momentanee. Per questo risulta di notevole importanza dotarsi di contratti di fornitura che mettano al riparo da brusche variazioni economiche.

In seconda istanza il prezzo di una singola risorsa varia a seconda della facilità della stessa ad essere stoccata e distribuita. Anche in questo caso la variabilità del prezzo dipende sensibilmente dai metodi di coltivazione, ma soprattutto da quelli di raccolta. Anche in questo caso non sarà quindi possibile dare un valore di costo unitario in quanto varierà a seconda del tipo di coltivazione.

Risulta quindi chiaro che non è possibile definire univocamente il prezzo e quindi il risparmio energetico ed economico derivato dall'utilizzo delle biomasse in sostituzione dei tradizionali combustibili fossili. Nella tabella che segue sono quindi indicati i prezzi di acquisto delle varie biomasse che pareggiano il costo del metano, a parità di servizio reso. Acquistare biomasse con un prezzo al di sotto di questa cifra risulterà conveniente, in caso contrario no.

Combustibili	Potere Calorifico Inferiore		Prezzo equilibrio al kg Metano	Prezzo equilibrio al kg Gasolio
	kcal/(h*kg)	kWh/kg	€/kg	€/kg
Sansa di olive	4.925	5,73	0,40	0,53
Potatura vite	4.298	5,00	0,35	0,46
Mais tutoli	4.806	5,59	0,39	0,52
Gusci di nocciole	4.769	5,55	0,39	0,51
Mais granella	4.397	5,11	0,36	0,47
Paglia di grano	4.180	4,86	0,34	0,45
Mais stocchi	4.044	4,70	0,33	0,43
Lolla di riso	4.019	4,67	0,33	0,43
Noccioli di pesco	3.920	4,56	0,32	0,42
Paglia di girasole	3.892	4,53	0,32	0,42
Paglia di riso	3.769	4,38	0,31	0,41
Grano	3.765	4,38	0,31	0,40

Tabella 16 – Prezzi di equilibrio biomasse/combustibili fossili (Fonte: AGENGRANDA)

5. BIOGAS

5.1 Tipologie

Il biogas è una miscela di gas costituita principalmente da metano (in misura variabile tra il 50-80%) e anidride carbonica (25-40%), oltre a varie impurità quali idrogeno solforato e altri gas (0,01%), prodotta dalla decomposizione, in assenza di ossigeno (fermentazione anaerobica) di materiale organico di varia natura. Il biogas, così prodotto, è caratterizzato da un elevato potere calorifico che lo rende idoneo ad essere sfruttato come fonte di energia, attraverso la combustione diretta con produzione di energia termica o combustione in cogeneratori per la produzione combinata di calore ed energia elettrica, utilizzabile direttamente in azienda o cedibile alla rete elettrica (Figura 5.1).

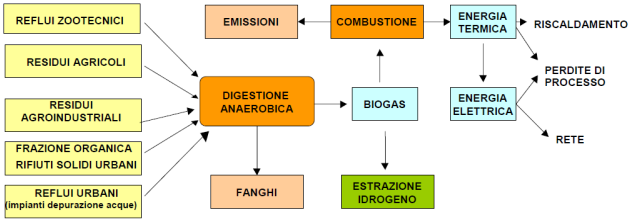


Figura 2 –– La filiera del biogas

Tra le materie prime utilizzate per la produzione di biogas troviamo principalmente i reflui zootecnici (residui dell'allevamento e delle lavorazioni animali, sterco e liquami animali), i fanghi di depurazione, la frazione organica dei rifiuti urbani e i residui delle attività agro-industriali.

In particolare, le applicazioni di maggior interesse sono quelle legate al settore agricolo e allo smaltimento dei reflui zootecnici.

- Reflui zootecnici: la gestione dei reflui provenienti dalle attività agro-zootecniche ed agro-alimentari costituisce una problematica complessa, soprattutto nelle aree a più forte concentrazione di insediamenti produttivi (aziende agricole e allevamenti). L'utilizzazione dei reflui tal quale, come fertilizzante, attraverso lo spandimento agronomico dei reflui (integrazione di sostanza organica per i terreni) è attualmente (dove possibile e compatibilmente con le caratteristiche dei terreni) la pratica più semplice e più utilizzata. L'avanzata della digestione anaerobica come tecnologia di abbattimento del carico inquinante dei reflui zootecnici con contemporanea produzione di energia sotto forma di biogas ha aperto nuove ed interessanti prospettive per tutto il settore agro-zootecnico.
- Frazione organica dei rifiuti urbani conferiti in discariche controllate: il biogas può essere ottenuto anche dalle discariche dei rifiuti urbani, dove avviene la decomposizione della sostanza organica contenuta nei rifiuti. Per evitare

dispersioni nel sottosuolo e nell'aria (con relativo rischio di esplosioni), diffusione di odori molesti e danni alla vegetazione, il biogas viene serie di pozzi verticali, dai quali si dipartono a raggiera delle tubazioni fessurate, disposte orizzontalmente in modo da raggiungere tutto il corpo della discarica; la pressione, alla quale sono sottoposti i gas all'interno del corpo della discarica, ne permette la raccolta e l'asportazione. Il sistema di aspirazione del biogas può essere di tipo naturale o forzato. Il biogas così raccolto può essere convogliato in apposite torce e bruciato o tramite un collettore principale ad una centrale a gas per la produzione di energia elettrica e teleriscaldamento (Figura 5.2). L'estrazione del biogas consente di creare, inoltre, un leggero grado di depressione che favorisce la permeazione dell'aria sulla superficie della discarica e quindi la sua "ossigenazione", rendendo in questo modo lo strato più esterno particolarmente fertile. Relativamente a tale pratica, è doveroso sottolineare come, con l'entrata in vigore del Decreto Ronchi (D.Lgs. 22 del 05/02/1997), il conferimento in discarica dei rifiuti sia destinato a finire. Tuttavia la potenzialità di sfruttamento legata all'estrazione di biogas dalle discariche ancora esistenti permane elevata.

- Acque reflue urbane e fanghi prodotti negli impianti di depurazione delle acque: nella fase di digestione anaerobica dei fanghi prodotti negli impianti di depurazione delle acque reflue viene prodotto biogas, formato per il 60 - 75% da metano, da anidride carbonica (25 - 40%) e da piccoli quantitativi di azoto, idrogeno ed idrogeno solforato. Il processo di digestione anaerobica viene adottato in genere per impianti di depurazione che servono oltre 30.000 ae (abitanti equivalenti). Il biogas nell'impianto di depurazione viene utilizzato per produrre energia per il riscaldamento del digestore e del fango in ingresso o per l'alimentazione dei motori al servizio dei compressori per l'aerazione.

- Scarti di lavorazioni dell'industria agro-alimentare: diversi impianti sono stati realizzati anche nel settore dell'agro-industria, in particolare in distillerie, zuccherifici, stabilimenti per la produzione di succhi di frutta e prodotti dolciari. Scarti del settore agro-alimentare (sanse esauste, vinacce, gusci di noci, nocciole, mandorle, bucce di pomodoro, agrumi, lolla di riso, siero di latte, patate, cipolle) vengono molto spesso utilizzati in impianti per la produzione di biogas che operano in codigestione, dove vengono trattati insieme ai liquami zootecnici, scarti della ristorazione e colture energetiche (mais, barbabietola da foraggio, patate, ecc.).

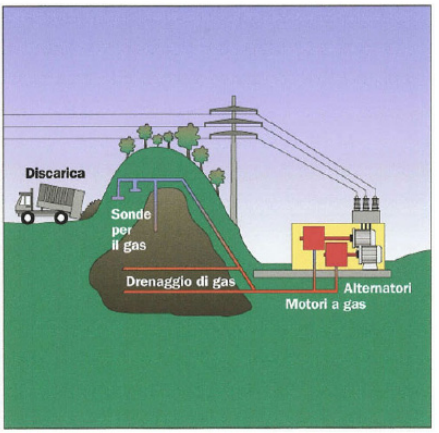


Figura 3 – Sistema di recupero biogas in una discarica di rifiuti urbani (Fonte: www.poweron.ch, 2005).

5.2 Principali Tecnologie

La digestione anaerobica è un processo biologico attraverso il quale la sostanza organica, in condizioni anaerobiche, cioè in assenza di ossigeno, viene trasformata in biogas, una miscela gassosa costituita prevalentemente da metano (da un minimo del 50% ad un massimo dell'80% circa) e da biossido di carbonio (25 - 40%) oltre

che da altri componenti minori (H_2S, CO, H_2, vapore acqueo). La variabilità della percentuale in metano all'interno del biogas dipende principalmente dalla tipologia di sostanza organica digerita e dalle condizioni di processo (temperatura in primis).

Attraverso la digestione anaerobica avviene la trasformazione di buona parte dei composti organici putrescibili presenti, lasciando una matrice organica più lentamente biodegradabile, ma con livelli di azoto e fosforo pressoché inalterati. I sottoprodotti di tale processo biochimico sono ottimi fertilizzanti poiché parte dell'azoto che avrebbe potuto andare perduto sotto forma di ammoniaca è ora in una forma fissata e quindi direttamente utilizzabile dalle piante. Al termine del processo di fermentazione si conservano integri i principali elementi nutritivi (azoto, fosforo, potassio), già presenti nella materia prima, favorendo così la mineralizzazione dell'azoto organico.

La popolazione microbica responsabile del processo di fermentazione è costituita da diversi tipi di batteri, sia anaerobi obbligati che facoltativi, attraverso i quali avviene la trasformazione della sostanza organica in composti intermedi, principalmente acido acetico, anidride carbonica e idrogeno, utilizzabili dai microrganismi metanigeni che concludono il processo producendo metano.

Le tecniche di digestione anaerobica si possono suddividere in due gruppi principali:

- a secco: quando il substrato avviato a digestione ha un contenuto di sostanza secca superiore al 20%;
- a umido: quando il substrato ha un contenuto di sostanza secca inferiore al 10% (tecnica solitamente utilizzata per i liquami zootecnici).

L'intero processo si articola in tre fasi (Figura 5.2):

- idrolisi e acidogenesi. I batteri idrolitici e fermentatori acidogeni sono preposti all'attacco delle sostanze complesse

(macromolecole), per demolirle in sostanze più semplici (oligomeri e monomeri);

- acetogenesi. Gli acidi grassi, nonché tutti gli altri prodotti formatisi nel precedente stadio, vengono convertiti negli unici tre composti metabolizzabili direttamente dai batteri metanigeni stretti: acido acetico (acetato), idrogeno e biossido di carbonio;
- metanogenesi. In questa fase si ha la formazione di metano ad opera dei batteri metanigeni, a partire da acido acetico (acetoclastici) oppure da idrogeno e anidride carbonica (idrogenotrofi).

Il processo di digestione così descritto può avvenire in unico stadio, quando le fasi di idrolisi, fermentazione acida e metanigena avvengono contemporaneamente in unico reattore; in alternativa si può avere un processo bistadio, ovvero si ha un prima fase nella quale il substrato organico viene idrolizzato e contemporaneamente avviene la fase acida, mentre la fase metanigena avviene in un momento successivo. Processi bistadio si ritrovano ad esempio in impianti per il trattamento di reflui industriali ad elevata concentrazione di sostanza organica (soprattutto distillerie, industrie conserviere ed alimentari in genere).

Nella tecnica impiantistica dei digestori per fanghi (impianti di depurazione delle acque), invece, si realizzano digestori a due stadi, ma con funzioni molto diverse. Nel primo stadio, ben miscelato, grazie anche a insufflazione di biogas ricircolato nella massa in digestione, avvengono le reazioni biologiche (dalla idrolisi alla metanogenesi), con intenso sviluppo di biogas. Il secondo stadio, non miscelato, serve invece a migliorare la separazione tra le tre fasi: il gas si libera verso l'alto, la fase fangosa più densa si raccoglie sul fondo dal quale viene estratta e, in parte, ricircolata nel primo stadio dove funge da inoculo, mentre la fase liquida, più povera di solidi sospesi, viene estratta periodicamente in modo da aumentare il tempo di ritenzione dei solidi rispetto al tempo di ritenzione idraulica e migliorare la digestione dei fanghi.

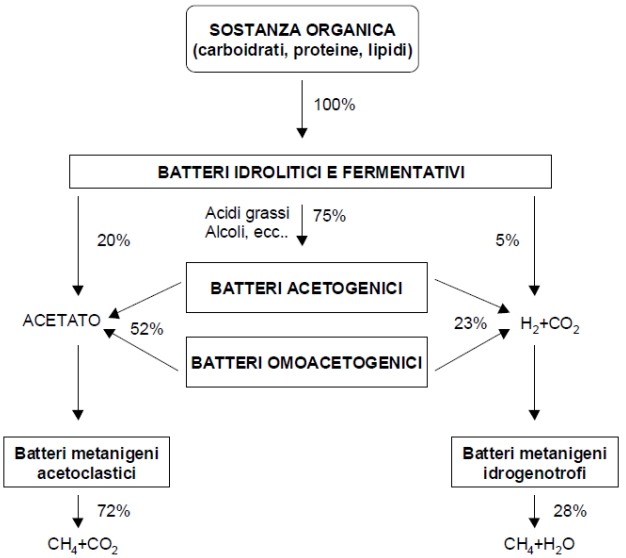


Figura 4 – Schema del processo biologico di digestione anaerobica (Fonte: CRPA, Biogas e cogenerazione nell'allevamento suino. Manuale pratico – ENEL Spa, 1996).

Il biogas generato nella fase di metanogenesi rappresenta il principale sottoprodotto del processo di digestione.

Il processo può avvenire in diverse condizioni di temperatura, in quanto a temperature di 30 - 40 °C possono svilupparsi batteri metanigeni mesofili, mentre a temperature superiori (50-60 °C) si creano le condizioni ottimali per organismi termofili e a temperature tipiche ambientali (10 – 25 °C) operano, ma con cinetiche assai più lente, batteri definiti psicrofili. Naturalmente la scelta delle diverse condizioni di temperatura implica tempi di processo differenti: si passa dai 14 - 16 giorni in termofilia ai 30 giorni in mesofilia fino a oltre 30 giorni (con punte massime di 90) in condizioni di psicrofilia.

L'anaerobiosi in condizioni di mesofilia è ritenuta il migliore compromesso tra il rendimento e velocità del processo, che aumentano

con l'aumentare della temperatura, ed il consumo energetico necessario per mantenere un adeguato riscaldamento del liquame, che, invece, cresce con la temperatura.

Oltre a garantire determinate condizioni di temperatura, occorre mantenere durante il processo di digestione valori di pH intorno a 7-7,5

Il biogas così prodotto viene trattato, accumulato e può essere utilizzato come combustibile per alimentare caldaie a gas accoppiate a turbine per la produzione di energia elettrica o in centrali a ciclo combinato o motori a combustione interna.

Il biogas derivante dal processo di digestione anaerobica può essere utilizzato attraverso:

- produzione diretta di acqua calda tramite caldaia
- produzione combinata di calore ed energia elettrica.

5.3 Punti di forza e aspetti critici

5.3.1 Punti di forza

- Produzione di energia attraverso una fonte rinnovabile presente a livello locale. La produzione di energia elettrica offre un'interessante opportunità di reddito per le aziende (autoconsumo di parte dell'energia prodotta e vendita al GRTN della restante parte con eventuale emissione di Certificati Verdi). L'utilizzo di biogas per la produzione di calore è generalmente destinata all'autoconsumo (sia nelle aziende agricole, sia negli impianti di depurazione) e comporta quindi un significativo risparmio negli approvvigionamenti energetici, oltre alla valorizzazione come risorsa di uno scarto che andrebbe comunque smaltito.
- Nuove attività imprenditoriali: le aziende agricole possono divenire anche aziende energetiche.

- Relativamente al settore zootecnico, è possibile, attraverso la digestione anaerobica, controllare le emissioni maleodoranti e stabilizzare le biomasse prima del loro utilizzo agronomico, apportando quindi benefici ambientali.
- Per quanto riguarda gli impianti di depurazione, l'autoproduzione elettrica concorre ad economizzare il trattamento dei reflui.

5.3.2 Aspetti critici

- Difficoltà tecniche negli impianti: la presenza nel materiale organico di partenza di composti contenenti zolfo, azoto e cloro fa si che nel biogas prodotto vi siano tracce di idrogeno solforato, ammoniaca e acido cloridrico che associati all'anidride carbonica rendano il biogas particolarmente corrosivo rispetto ai metalli che quindi arrugginiscono rapidamente.
- Necessità di smaltire comunque i fanghi residui del processo.

5.4 Aspetti ambientali

- Riduzione dell'impatto ambientale delle attività del settore agro-zootecnico: attraverso la digestione anaerobica e la captazione del biogas si evita che il gas metano che si sviluppa naturalmente nelle vasche di stoccaggio dei reflui passi direttamente all'atmosfera contribuendo all'effetto serra.
- Riduzione degli scarichi (nel caso dei reflui zootecnici) di sostanza organica nelle acque e nei suoli, prevenzione quindi di fenomeni di inquinamento delle falde sotterranee e delle acque superficiali.
- Recupero delle emissioni da biogas da discariche, riducendo quindi l'emissione di gas ad effetto serra.

5.5 Parametri di dimensionamento: esempi impianti realizzati

Con la fermentazione, da una tonnellata di biomassa si ottengono da 70 a 150 m^3 di biogas, a seconda del materiale di partenza, con cui un impianto di cogenerazione può produrre circa 190 kWh di elettricità. Per i liquami degli allevamenti si ottengono in media 0,10 m^3 di biogas al giorno per suino e 0,75 m^3 di biogas al giorno per vacca.

Il potere calorifico del biogas è mediamente di circa 23.000 kJ m-3 (circa 5.500 kcal m-3) che, se confrontato con quello del metano (36.000 kJ m-3, pari a circa 8.500 kcal m-3), ne giustifica le interessanti possibilità di utilizzo energetico.

La situazione italiana nel 2005 (fonte ITABIA Rapporto 2003) vedeva realizzati 67 digestori anaerobici aziendali per liquami zootecnici, di cui 55 alimentati solo o prevalentemente da liquame suino e 12 alimentati solo o prevalentemente da liquame bovino.

Oltre a questi, nello stesso anno, erano operativi 5 impianti a biogas su liquami zootecnici di tipo centralizzato, tutti con cogenerazione di energia termica ed elettrica, di cui si riportano in tabella

CSTR: reattore completamente miscelato

CSTR 2: reattore completamente miscelato a doppio stadio (secondo stadio non miscelato e non riscaldato)

FORSU: frazioni organiche dei rifiuti urbani derivanti da raccolte differenziate

La quasi totalità degli impianti è localizzata nelle Regioni del Nord (39 in Lombardia, 7 in Emilia-Romagna, 12 in Trentino-Alto Adige).

ubicazione	Tipo reattore	Temperatura (°C)	Carico (m^3/giorno)	Tempo di ritenzione idraulica (giorni)	Volume reattore (m^3)	Alimentazione
Marsciano (PG)	CSTR 2	30-40	800	18	14.200	Liquame suino + reflui agroindustriali
Bettona (PG)	CSTR 2	30-40	700	13,5	9.500	Liquame suino e bovino + reflui agroindustriali
Spilamberto (MO)	CSTR 2	30-40	600	20	12.000	Liquame suino e bovino + fanghi civili
Visano (BS)	CSTR	30-40	570	21	12.000	Liquame suino e bovino
Lozzo Atesino (PD)	CSTR	30-40	500	10	5.000	Fanghi agroindustriali + FORSU + liquame bovino

CSTR: reattore completamente miscelato

CSTR 2: reattore completamente miscelato a doppio stadio (secondo stadio non miscelato e non riscaldato)

FORSU: frazioni organiche dei rifiuti urbani derivanti da raccolte differenziate

Tabella 18: Caratteristiche dei cinque impianti a reflui zootecnici centralizzati operanti in Italia nel 1999 *(fonte ITABIA "Le biomasse per l'energia e l'ambiente – Rapporto 2003")*

A titolo di esempio più in dettaglio ("L'informatore agrario" 1/2004), in un allevamento di medie dimensioni (ca. 330 scrofe e 3.200 suini in accrescimento) in provincia di Parma si sono prodotti oltre 141.000 m^3/anno di biogas. L'azienda è dotata di una vasca anaerobica coperta e di un cogeneratore (50 MW di potenza) che ha prodotto oltre 203.000 kWh/anno. L'investimento per l'impianto, realizzato in regime di CIP 6, ha un tempo di ritorno di 3,1 anni e procura all'azienda ogni anno benefici economici pari a ca. € 30.000.

Per quanto riguarda gli allevamenti bovini ("La sentinella agricola" n. 3/2004), un'azienda con 1.500 capi in provincia di Cremona, produce annualmente 306.600 m^3/anno di biogas, da cui si ottengono 351.538 kWh/anno e 4.187.077 MJ/anno, grazie a due cogeneratori ad alto rendimento con una potenza elettrica di 120 kW e una potenza termica di 240 kW (a servizio principalmente della sala di mungitura). La scelta impiantistica ha permesso di utilizzare

le vasche di raccolta reflui preesistenti coperti da una cupola realizzata con tre membrane in tessuto di fibre poliesteri spalmato con PVC. L'impianto permette di inviare al digestore i reflui bovini tal quali, compresa la paglia della lettiera, consentendo così una maggior semplicità di gestione. I tempi di ritorno dell'investimento sono quantificati in 5 - 6 anni.

Per quanto riguarda gli altri settori, (fonte GRTN, 2003), sono operativi 89 impianti per la generazione di energia elettrica con il biogas captato dalle discariche per rifiuti urbani, per un totale di circa 128 MW di potenza installata e una produzione di energia elettrica di circa 566 GWh per anno. Una spinta alla realizzazione di questi impianti è venuta dal provvedimento Cip 6/92. Nel settore agro industriale, le soluzioni più interessati per l'utilizzo del biogas riguardano distillerie, zuccherifici, stabilimenti per la produzione di succhi di frutta e prodotti dolciari. Per quanto riguarda gli impianti di depurazione dei reflui urbani, si registrano circa 120 digestori anaerobici.

5.7 Emissioni in atmosfera

Il DPCM 08/03/02 regola le emissioni degli impianti alimentati a biogas combustibile in relazione alla taglia e alla tipologia dell'impianto (motori a combustione interna, turbine a gas e altri tipologie di impianti). I limiti di emissione si riferiscono al carbonio organico totale, al monossido di carbonio, agli ossidi di azoto e ai composti inorganici del cloro. Il controllo delle emissioni deve essere effettuato con cadenza annuale e in continuo (O_2, T fumi, CO, NOx, vapor acqueo) per ogni focolare di potenza superiore a 6 MW.

Il recupero energetico del biogas ottenuto da rifiuti è regolamentato dal DM 05/02/98, che impone un contenuto minimo di metano pari al 30%, un potere calorifico inferiore minimo di 12.500 kJ/Nm^3 e un contenuto di H_2S non superiore al 1,5%. Il DM stabilisce inoltre i parametri soggetti a controllo in continuo ed i limiti di emissione di polveri, CO, NOx, SO_2, carbonio organico totale (COT), HF, HCl, Cd + Tl + composti, Hg + composti.

Per quanto riguarda i reflui residui in uscita dal digestore, in un impianto per la produzione di biogas, al termine del processo di digestione ed estrazione del biogas occorre fare riferimento alla legge regionale (nel caso della Lombardia la 37/93, che consente l'utilizzo agronomico dei reflui zootecnici e impone la presentazione del Piano Utilizzo Agronomico al comune interessato).



EPIQ S.r.l.
mail info.epiq@gmail.com; cell. +39 335 7616360
Via Soella n.21 36066 Sandrigo (VI) - Italia