

3.0 TECNOLOGIE BIOENERGETICHE

3.1 ELETTRICA

A) Biocombustibili solidi

Tipologia di Impianto

B) Biocombustibili liquidi

Tipologia di Impianto

3.2 TERMICA

A) Biocombustibili solidi

Tipologia Di Impianto

3.3 ELETTRICA E TERMICA (COGENERAZIONE)

A) Biocombustibili solidi

Tipologia di Impianto

B) Biocombustibili liquidi

Tipologia di Impianto

3.4 TERMICA E FRIGORIFERA

A) Biocombustibili Solidi

Tipologia di Impianto

3.5 ELETTRICA, TERMICA E FRIGORIFERA (TRIGENERAZIONE)

A) Biocombustibili solidi

Tipologia di Impianto

B) Biocombustibili liquidi

Tipologia di Impianto

3.6 BIOGAS

3.1 PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

Si considerano le filiere per la produzione di energia elettrica da:

- **biocombustibili solidi (biomassa lignocellulosica)**
- **biocombustibili liquidi (oli vegetali)**

A) I BIOCOMBUSTIBILI SOLIDI

Tipologia di impianto

Un impianto di produzione di energia elettrica da biocombustibili solidi si compone dei due seguenti principali componenti:

- Caldaia per la produzione di vapore
- Turbina abbinata ad alternatore.

Altri elementi che compongono l'impianto sono:

- Area di stoccaggio della biomassa
- Sistema di caricamento automatico in camera di combustione
- Sistema di combustione a griglia mobile o a letto fluido
- Pre-riscaldamento aria di combustione
- Sistema di trattamento fumi
- Sistema di estrazione e trasporto ceneri
- Impianto di trattamento acque
- Sistema di controllo centralizzato
- Caldaia ausiliaria a gas per acqua calda, per picchi di domanda e back up

La produzione di vapore avviene attraverso due principali processi di conversione:

- grandi impianti (> 5MWeI) : Caldaia a ciclo vapore (ove il fluido vettore è acqua, che va direttamente in turbina)
- piccoli e medi impianti (<5 MWeI) : Caldaia a olio diatermico (ove il fluido vettore è olio diatermico ad alta temperatura che va a vaporizzare il fluido organico-ciclo oleo-destinato alla turbina)

CICLO VAPORE ACQUEO

Questo processo è stato ed è impiegato in tutte le grandi centrali italiane ed europee (da 3 MWe fino a 40 MWe), dove quasi mai è prevista la contemporanea applicazione della cogenerazione, per la mancanza di utenze termiche tali da impiegare e valorizzare le notevoli quantità di calore che residuano dal processo di produzione elettrica.

IL PROCESSO

La tecnologia oggi maggiormente impiegata nei generatori di vapore acqueo (caldaie) e' la griglia mobile, che presenta una maggiore affidabilità d'esercizio rispetto alla caldaia a letto fluido, che invece presenta maggiori vantaggi nell'efficienza di combustione e nella garanzia di rispettare i limiti di emissione (NOx, CO).

Tenendo conto che il combustibile non è mai completamente omogeneo, devono essere scelte soluzioni di processo equilibrate (es. 450 °C e 50 bar), che consentano l'esercizio dell'impianto anche per 8000 ore/anno, con possibilità di utilizzare in parte biomasse inizialmente non previste (es. sansi di oliva, farine di vinaccioli, lolla di riso, etc.) senza rischi eccessivi per le superfici di scambio. Scelte più spinte (es. 520 °C e 90 bar) comportano rendimenti più elevati ma anche rischi notevoli di fermate per corrosioni e sporcamenti eccessivi.

LA LINEA FUMI

La tecnologia consente ormai di raggiungere in modo relativamente facile i limiti di emissione imposti dalle normative ed autorizzazioni. Gli attuali limiti per le biomasse si possono ottenere con sistemi completamente a secco, più semplici e facili da gestire dal personale di Centrale. Per le linee fumi le criticità sono il rispetto dei limiti di emissione del CO (50 mg/Nm³) e scendere sotto i 100 mg/Nm³ per gli NOx (servono sistemi catalitici, difficili da operare con efficienza).

LE CENERI

La scelta del sistema di estrazione e stoccaggio ceneri (a secco/umido, quali correnti conglobare, etc.) va fatta in base al combustibile utilizzato e alle possibilità di smaltimento (es. cementifici, conglomerati cementizi, recuperi ambientali, produzione di fertilizzanti, etc.) che si possono avere nel comprensorio servito dall'impianto. Scelte iniziali errate o incomplete comportano notevoli difficoltà gestionali e spesso rendono necessarie modifiche e integrazioni impiantistiche.

Caso esempio per un progetto ottimale di produzione elettrica con ciclo vapore H₂O:

5 MWe netti in rete (T 25°C ambiente e 60% u.r.).

rif. biomassa legnosa al 45% di umidità.

consumo combustibile: 10 t/hr (pci 2.000 kcal/kg)

vapore alla turbina (p&t): 26 t/hr (50 bar & 450°C)

energia al generatore (lordi): 5700 kW

portata vapore allo scarico: 22.8 t/hr

temperatura fumi al camino: 150 °C

potenza netta esportabile: 5000 kW

efficienza elettrica netta: 24%

CICLO ORC

Per impianti di produzione di energia elettrica di minori dimensioni la soluzione tecnica oggi più impiegata è quella costituita da un generatore di calore ad olio diatermico .

Il sistema di combustione è di tipo a griglia mobile, capace di garantire sempre una combustione uniforme anche in caso di variazioni delle caratteristiche della biomassa in ingresso e, unitamente all'ampiezza della camera di combustione e all'ideale distribuzione delle arie comburenti, il contenimento delle emissioni di CO e NOx nei limiti delle leggi vigenti .

Il sistema di generazione basato sulla caldaia ad olio diatermico e sul turbogeneratore ORC ha dimostrato di essere una soluzione affidabile, efficiente ed economicamente interessante per i sistemi decentrati nella gamma di potenza tra 200 kWel e 2.000 kWel .

PROCESSO ORC

Il turbogeneratore sfrutta l'olio diatermico caldo per preriscaldare e vaporizzare un opportuno fluido di lavoro nell'evaporatore.

Il vapore del fluido organico muove la turbina, che è accoppiata direttamente al generatore elettrico attraverso un giunto elastico. Il vapore scaricato dalla turbina scorre attraverso il rigeneratore, dove riscalda il fluido organico in ingresso ciclo. Il vapore è poi condensato nel condensatore (raffreddato dal passaggio dell'acqua). Il fluido organico è poi pompato al rigeneratore e di seguito all'evaporatore, completando così la sequenza di operazioni nel circuito chiuso.

Una società italiana ha sviluppato una gamma standard di turbogeneratori usando come fluido di lavoro un olio silconico, con le seguenti caratteristiche favorevoli:

Proprietà termodinamiche favorevoli, che permettono un ciclo ad alta efficienza (immissione di calore ad alta temperatura grazie alla rigenerazione, espansione in assenza di liquido, salto entalpico favorevole in turbina)

Rispetto dell'ambiente e attenzione per la tossicità, con un fattore di danneggiamento della fascia di ozono nullo.

In confronto alle tecnologie alternative, i vantaggi principali ottenuti con questa soluzione sono i seguenti:

- Alta efficienza del ciclo (specialmente se usato in impianti di cogenerazione);
- Elevatissima efficienza della turbina (fino all'85%);
- Bassa sollecitazione meccanica della turbina, dovuta alla modesta velocità periferica;
- Bassa velocità di rotazione della turbina, tale da consentire il collegamento diretto del generatore elettrico alla turbina senza interposizione di riduttore di giri;
- Mancanza di erosione delle palette nella turbina, dovuta all'assenza di umidità negli ugelli;
- 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;
- Mancanza di sistemi per il trattamento dell'acqua.

Ci sono anche altri vantaggi, quali la semplicità nelle procedure di avviamento e fermata, il funzionamento non rumoroso, la minima richiesta di manutenzione, le buone prestazioni anche a carico parziale.

IL CENTRO DI STOCCAGGIO

Il Centro di Stoccaggio è un elemento fondamentale per garantire l'alimentazione e l'autonomia della caldaia in caso di disfunzioni nei trasporti e nei conferimenti della biomassa dai vari bacini di raccolta alla centrale.

Normalmente è costituito da un vasto piazzale impermeabilizzato, con una parte pavimentata e coperta da una tettoia per proteggere la biomassa prima della sua alimentazione alla caldaia. Dovrà essere recintato e predisposto con adeguati mezzi antincendio. Deve essere in genere dotato di un piccolo ufficio con pesa esterna.

Il Centro dovrà essere localizzato in una posizione ottimale rispetto sia alla logistica dei conferimenti della biomassa sia al sistema di alimentazione della caldaia. In genere è necessario prevedere un'area fuori dai centri abitati, attrezzata con un sistema basato su containers scarrabili per il combustibile cippato, che saranno caricati nel Centro di stoccaggio e posizionati poi in Centrale (vuoto per pieno), prossimi al silo finale ed alla coclea di alimentazione della caldaia. Ciascun container scarrabile è dotato di un sistema di avanzamento della biomassa cippata, in modo che lo scarico nel silo di Centrale avvenga gradualmente e senza emissione di polveri e rumori.

E' in genere necessario garantire una sufficiente autonomia alla caldaia (90 giorni) , da cui consegue il dimensionamento dell'area da adibire a stoccaggio, valutando che i cumuli di biomassa combustibile non devono superare i 3 metri d'altezza, disposti in modo tale da consentire una facile movimentazione ed una sicura predisposizione antincendio.

Una parte della stessa area sarà coperta da una tettoia, per permettere una migliore essiccazione naturale della biomassa immagazzinata. La tettoia, progettata a carichi di vento e di neve, deve essere dimensionata per conservare al coperto il combustibile per un periodo di 3 settimane prima della sua alimentazione in caldaia.

B) BIOCOMBUSTIBILI LIQUIDI

Tipologia di impianto

Un impianto di produzione di energia elettrica a biocombustibili liquidi (oli vegetali) si compone dei due seguenti principali componenti:

- Motore a combustione interna (ciclo diesel)
- Alternatore.

Gli impianti possono variare dimensionalmente in un range molto vasto (dalla piccolissima taglia (50 kWel) alla grande taglia (10 MWel) e comunque secondo la potenza dei motori diesel disponibili sul mercato. La filiera è di grande interesse ed i suoi elementi principali sono:

- le attività produttive sia di campo che di centro aziendale;
- la vicinanza della rete elettrica e la presenza di utenze dal fabbisogno significativo e diversificato di energia elettrica, suscettibile di interventi atti a migliorare l'indice di autosufficienza energetica comprensoriale e, più in generale, a razionalizzarne l'approvvigionamento e gestione dell'energia;
- la disponibilità di terreno destinato o destinabile nel breve termine alla produzione di colture oleaginose.

In termini generali, ciò che interessa è la produzione di energia elettrica con biocombustibili di produzione propria. Ciò al fine di sviluppare attività integrative interessanti anche per il fatto che si svolgono prevalentemente in periodi nei quali l'attività di campo è ridotta (stagioni fredde) e che quindi si prestano per l'ottimizzazione dell'uso delle risorse aziendali.

Osservazioni tecniche:

L'elevata viscosità dell'olio vegetale è sicuramente un problema importante poiché causa una combustione incompleta dovuta all'incapacità degli iniettori ad atomizzare l'olio grezzo. Le caratteristiche del motore non sono quindi costanti e nel lungo periodo i componenti più utilizzati sono gli iniettori, le valvole e le fasce elastiche. Si formano normalmente depositi di carbone nella camera di combustione e l'olio lubrificante si contamina facilmente.

L'olio vegetale grezzo può essere utilizzato nei motori, sia puro che in miscela con gasolio, ma obbliga ad eseguire alcune modifiche meccaniche e tecniche. Esistono alcuni motori concepiti per funzionare ad olio, ma sono di difficile reperimento sul mercato, quindi allo stato attuale è conveniente:

- utilizzare l'iniezione indiretta e iniettori autopulenti;
- prevedere un sistema di preriscaldamento del combustibile per non ostruire i filtri (attorno ai 60 °C);
- favorire l'accensione del motore con gasolio in ambienti freddi;
- aumentare il flusso di carburante per mantenere potenza e coppia simili a quelle dell'alimentazione a gasolio;
- utilizzare olio lubrificante con alto potere detergente;
- evitare frequenti accensioni e spegnimenti che potrebbero causare problemi dovuti alla particolare curva di distillazione dell'olio.

L'uso di olio vegetale grezzo è d'altra parte giustificato ed incoraggiato dalle seguenti osservazioni:

- a) l'olio grezzo è producibile in azienda partendo da semi di oleaginose e utilizzando dei semplici estrattori meccanici. Contemporaneamente il co-prodotto ottenibile (panello proteico) è impiegabile direttamente come mangime nell'allevamento zootecnico;
- b) l'olio grezzo è idoneo per motori diesel modificati che non richiedono personale specializzato per le operazioni di manutenzione. L'olio grezzo deve provenire da colture alto-oleiche realizzate in un ambito territoriale definito e specifico.

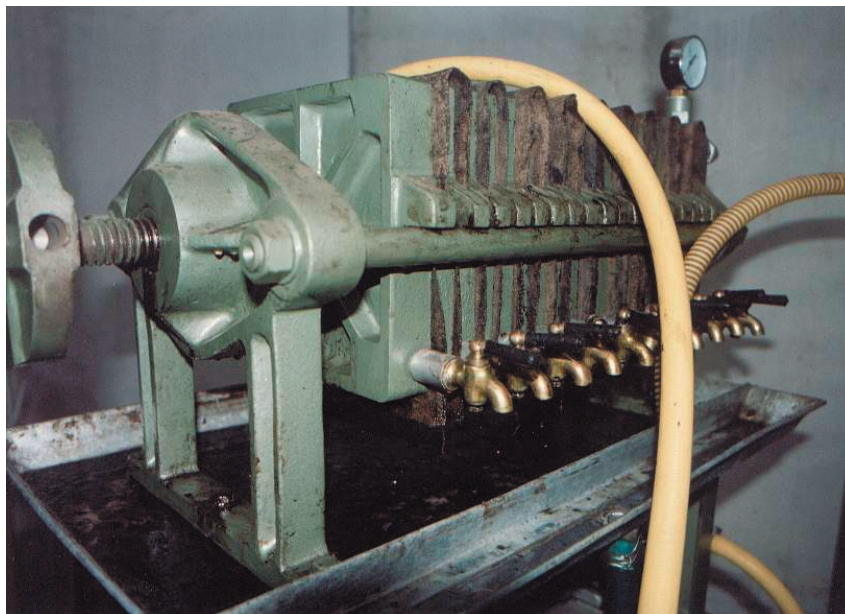
L'impianto dovrà essere installato in un luogo selezionato in base a parametri ambientali tecnici ed economici e adatto alla possibilità di cogenerazione, in quanto uno dei principali “sottoprodotti” della produzione di energia elettrica è il calore.

Esempio di filiera studiata in ambito PROBIO (Regione Marche- Dott.sa Vanessa Scrosta)

La filiera girasole-energia elettrica, individuata nell'ambito del Progetto Interregionale “Filiera biocombustibili dal girasole” (Programma Nazionale Biocombustibili PROBIO- Regione Marche), è una filiera che si può completare all'interno dell'azienda agricola, e rientra quindi tra le “filiera corte”.

Il Progetto Interregionale ha permesso di realizzare sperimentalmente la filiera girasole-energia elettrica: i semi di girasole, della varietà alto-oleico, raccolti in aziende della zona sono stati spremuti utilizzando una pressa della capacità operativa di 200 kg di semi/h con rese di olio e di pannello rispettivamente del 35% e del 65%.

Pressa per la spremitura del seme



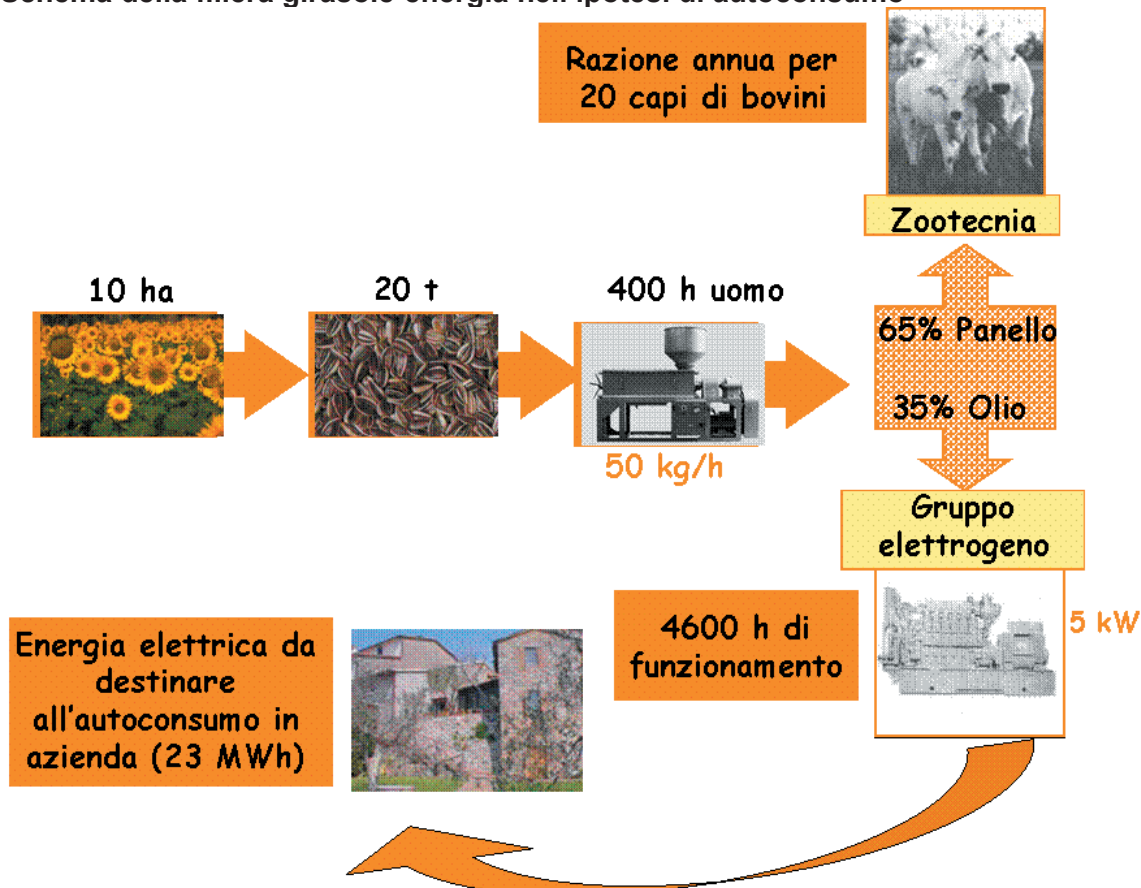
L'olio grezzo è stato impiegato in un gruppo elettrogeno della potenza elettrica di 350 kW che ha un consumo di circa 100 litri di olio l'ora.

Gruppo Elettrogeno da 350 kW



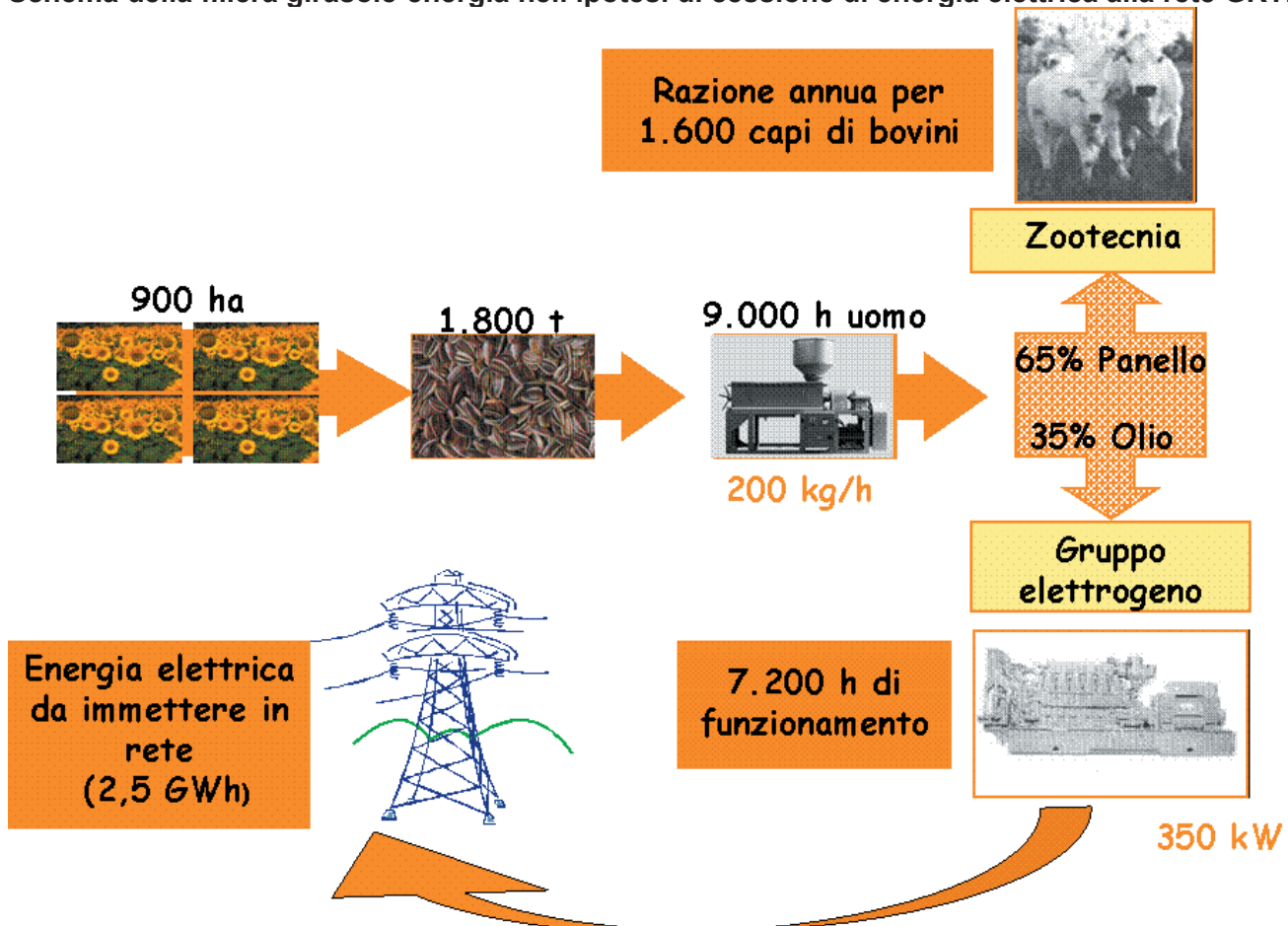
dati rilevati dal monitoraggio della filiera sperimentale hanno permesso, considerando due casi limite (produzione minima per autoconsumo e produzione massima per cessione di energia alla rete), di fornire delle indicazioni per il dimensionamento della filiera energetica.

Schema della filiera girasole-energia nell'ipotesi di autoconsumo



Nel caso dell'autoconsumo per alimentare un motore da 5 kW e produrre 23 MWh occorrono circa 10 ha di girasole considerando una resa produttiva di 2 t/ha.

Schema della filiera girasole-energia nell'ipotesi di cessione di energia elettrica alla rete GRTN



Nel caso di produzione di energia elettrica da immettere in rete, l'investimento territoriale è decisamente superiore (circa 1000 ha) e permette di ottenere 2,5 GWh. In una realtà come quella marchigiana dove l'estensione media aziendale è bassa per la realizzazione e l'economicità della filiera è necessario che le aziende stesse si riuniscono in forme cooperative e prendano in considerazione un'unità di spremitura con una capacità operativa superiore ai 200 kg di seme/h.

I dati ottenuti sono stati inoltre impiegati in un'analisi energetico-ambientale della filiera girasole-energia che ha evidenziato dei risultati i quali messi a confronto con quelli derivanti dalle filiere tradizionali (energia termoelettrica) sono decisamente positivi:

- per produrre 1 kWh di energia elettrica da semi di girasole sono stati utilizzati 0,51 kWh di energia primaria (partendo dai combustibili fossili quali gli idrocarburi, per produrre 1 kWh servono 2,5 kWh di energia primaria)
- producendo 1 kWh di energia elettrica da semi di girasole si evita l'emissione in atmosfera di 0,5 kg di CO₂ rispetto alla stessa produzione con idrocarburi.

Dal punto di vista economico, l'aspetto "critico" che dovrebbe essere riconsiderato sono i costi di produzione del seme. Infatti, aggregando le voci di spesa derivate da un'analisi economica della filiera,

si è rilevato che il 65% dei costi è attribuibile a spese dirette di campo quali materie prime, macchine e manodopera direttamente legati alle tecniche colturali utilizzate. Per riuscire ad ottenere un reddito soddisfacente per gli agricoltori si dovrà procedere ad una notevole semplificazione colturale e ad una riduzione dei mezzi tecnici, evitando nel contempo di penalizzare le produzioni di girasole e le rese delle colture successive in rotazione. Inoltre dall'esperienza condotta si è evidenziato che il settore agricolo deve farsi carico, quanto meno, anche di una prima trasformazione del seme così da integrare il reddito agricolo con entrate provenienti dalla vendita dell'olio e quindi del pannello piuttosto che del seme.

Per proporre delle possibili soluzioni, nel luglio 2005 la Regione Marche (Assessorato all'agricoltura, all'ambiente e all'energia), le Associazioni di categoria degli agricoltori e degli artigiani hanno firmato un'intesa per la "promozione della produzione e dell'impiego della biomassa agricola e forestale a fini energetici" che dovrebbe essere un punto di partenza per avviare degli accordi interprofessionali tra tutti i soggetti della filiera (agricoltori, trasformatoti e utilizzatori) così da arrivare ad una soddisfazione di tutte le parti in causa.

3.2 PRODUZIONE DI ENERGIA TERMICA

E' la filiera più antica e tuttora la più diffusa e nell'utilizzo delle biomasse per energia è esclusivamente legata ai biocombustibili solidi: legna da ardere, residui di potatura, cippato di legno, pellet. L'uso dei biocombustibili gassosi (biogas) e dei biocombustibili liquidi (oli vegetali) sarà in futuro quantitativamente marginale per quello che riguarda la produzione di energia termica: biogas e oli vegetali sono oggi infatti più vocati (per la loro “molteplicità” di opzioni energetiche) ad uno sviluppo nel settore della generazione combinata di energia (cogenerazione) e nel settore della energia meccanica (autotrazione). Si può semplificare il concetto dicendo che il “valore aggiunto” acquisito nei processi per convertire la biomassa originale in biogas o in olio vegetale li qualifica per impieghi più nobili, quali la produzione di energia elettrica e/o meccanica, suggerendo di non “bruciare” tale valore aggiunto per la sola produzione di calore. Per questo motivo non verranno qui trattate le filiere di produzione di energia termica da biogas e oli vegetali.

A) ENERGIA TERMICA DA BIOCOMBUSTIBILI SOLIDI

Tipologia di impianto

Un impianto di produzione di energia termica a biocombustibili solidi si compone di un solo principale componente:

- Caldaia per la produzione di acqua calda .

Altri componenti che costituiscono l'impianto sono:

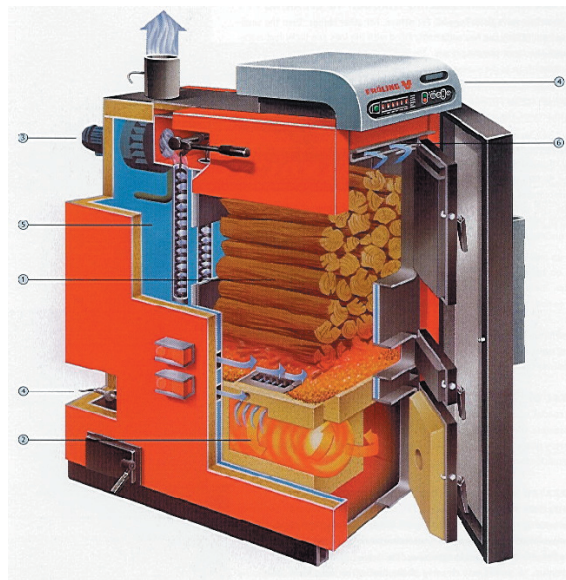
- Contenitore o apposito locale (silo) per lo stoccaggio del combustibile;
- Sistema di estrazione del combustibile dal silo;
- Complesso di trasporto e alimentazione del combustibile alla caldaia;
- Impianto di depurazione dei fumi, con eventuale connesso recupero di calore;
- Camino
- Impianto di estrazione delle ceneri (opzionale, presente solo nei medi-grandi impianti);
- Quadro elettrico di comando e accessori.
- Sistemi di sicurezza ed eventuale accumulatore inerziale e bollitore per acqua sanitaria;
- Circuito di distribuzione del fluido termovettore (acqua calda) costituito da tubazioni coibentate e da adeguate pompe di circolazione

Il generatore di calore (caldaia), in base alle dimensioni di impianto, può essere del tipo:

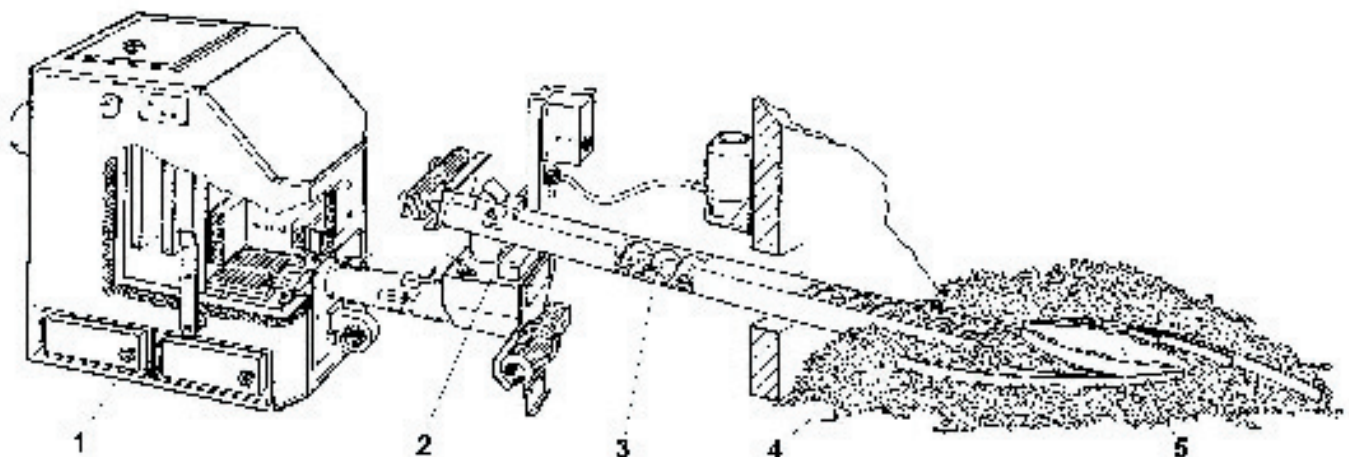
- a fiamma inversa (legna a ciocchi)
- a cippato (legna triturata in scaglie)
- a pellet (legna triturata, macinata e trafilata in piccoli cilindretti compatti)

Nelle figure che seguono si riportano gli schemi delle caldaie menzionate.

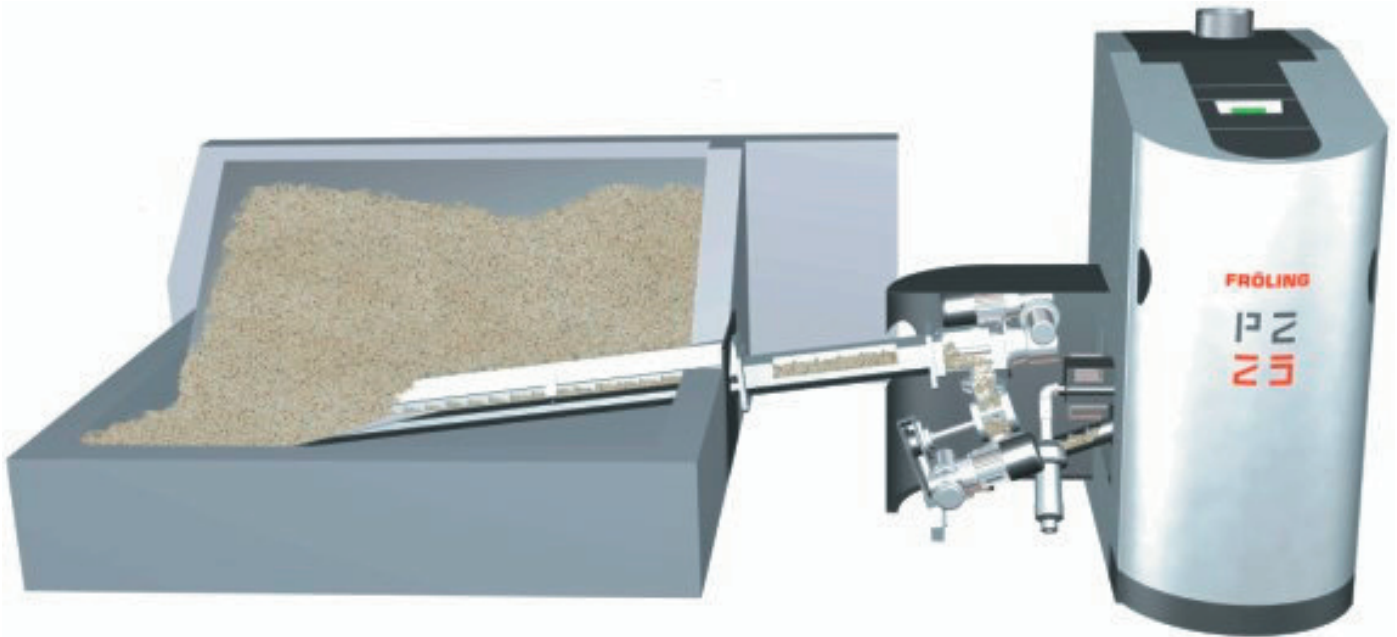
Esempio di caldaia a fiamma inversa (uso domestico individuale)



Esempio di caldaia a cippato (uso domestico individuale, teleriscaldamento e/o medio/grandi utenti termici):



Esempio di caldaia a pellet (uso domestico individuale):



Nonostante la “preistorica” diffusione ed il continuo attuale sviluppo di apparecchiature termiche a legna e pellets, è oggi di fondamentale importanza insistere sul tema dell’efficienza di tali apparecchiature e della relativa “filiera”.

La biomassa legnosa è una risorsa energetica che, non essendo illimitata, deve essere utilizzata al meglio; inoltre si è visto che il suo costo è in qualche modo legato anche al prezzo delle fonti fossili.

Un suo utilizzo “economico” richiede pertanto applicazioni basate sulla massima efficienza di “filiera”, a partire dalle fasi di coltivazione, raccolta e trasporto della biomassa per finire alle fasi di uso finale (rendimento degli impianti, gestione delle utenze).

PROGETTAZIONE DI UN IMPIANTO DI RISCALDAMENTO

In sede di progetto il dimensionamento della caldaia è l'aspetto più delicato perché le caldaie a biomassa hanno dei costi di investimento, proporzionali alla potenza installata, molto più alti di quello delle caldaie tradizionali a combustibili fossili. D'altro canto una caldaia sottodimensionata rispetto alle reali esigenze non è sufficiente a soddisfare le richieste dell'utenza in particolare nei picchi di massima necessità. La prima operazione da affrontare in sede progettuale è quindi una approfondita analisi dell'utenza, sia in termini di fabbisogno energetico effettivo sia in termini di distribuzione temporale di detto fabbisogno. Le condizioni climatiche dell'utenza devono costituire la base di partenza di ogni progetto. Sono sintetizzabili come segue:

Dati climatici

Quota media (s.l.m.)

Temperatura minima invernale (20 percentile)

Zona climatica e relative prescrizioni D.P.R 412:

- numero gradigiorno
- periodo di riscaldamento (max. numero giorni)
- max h/g ammesse

La temperatura interna normalmente prevista per utenze pubbliche e private è pari a 20°C. Da ciò consegue che la differenza tra temperatura interna e temperatura esterna (Delta T) è pari a:

- Delta T medio nell'arco della stagione invernale per determinare i consumi.
- Delta T massimo nel 20 percentile dei giorni più freddi per determinare la potenza di caldaia

La definizione delle utenze

I principali aspetti da valutare ai fini della progettazione di un impianto di riscaldamento sono relativi ad una corretta definizione delle utenze:

1. quali utenze è possibile / necessario riscaldare?
2. qual è il volume delle utenze da riscaldare?
3. qual è il loro coefficiente di dispersione?

Definizione del coefficiente di dispersione termica: per ogni edificio deve essere valutato il massimo coefficiente di dispersione termica ammissibile (DM 27/07/2005) in base alla zona climatica di appartenenza (DPR412) ed alle caratteristiche morfologiche (rapporto tra superficie esterna e volume dell'edificio). L'applicazione del coefficiente deve essere ponderata per ogni edificio tenendo conto delle caratteristiche costruttive (stato attuale, materiali, finestre, etc.), per giungere così a definire il fabbisogno termico effettivo, sulla base delle volumetrie di ciascun edificio.

Descrizione e dimensionamento della caldaia

La somma dei fabbisogni effettivi (riscaldamento e acqua calda sanitaria) di tutte le utenze considerate porta a determinare la potenza lorda della caldaia di centrale, tenendo in dovuto conto i rendimenti di generazione e di distribuzione e la riduzione di potenza globale per la non contemporaneità di tutte le utenze.

La localizzazione della centrale dovrà minimizzare il percorso medio del calore indirizzato alle utenze attraverso la rete di tubazioni, e quindi la sua posizione dovrebbe essere il più possibile baricentrica rispetto al bacino d’utenza, senza comunque comportare problemi di impatto ambientale dovuti a traffico, rumore ed emissioni.

La rete di distribuzione è la parte in genere più costosa dell’impianto di teleriscaldamento: è costituita da un circuito principale di tubazioni coibentate dal quale si diramano i collegamenti con le varie utenze

La rete di distribuzione nel caso di teleriscaldamento

Avendo individuato in prima approssimazione l’utenza, la sua localizzazione e la potenza da installare, occorre valutare se la lunghezza della rete è in un rapporto ragionevole con la potenza della caldaia. La rete non deve essere “troppo lunga” rispetto alla potenza e all’energia erogata, perché ciò sarebbe sconveniente dal punto di vista economico (dispersioni termiche). Si può utilizzare il criterio secondo cui deve esservi almeno 1 kW di potenza d’allacciamento per metro lineare di condotta termica principale di mandata/ritorno (lunghezza del canale).

La rete di distribuzione è la parte in genere più costosa dell’impianto di teleriscaldamento ed è costituita da un circuito principale di tubazioni coibentate di andata e ritorno dell’acqua calda, dal quale si diramano i collegamenti con le varie utenze (vedi planimetria di progetto).

Nella figura sotto riportata appare uno schema figurativo di massima della rete:

Le tubazioni sono in acciaio, coibentate con schiuma di poliuretano espanso e protette esternamente con resina termoindurente. Trattandosi di tubazioni interrato occorre proteggere la parte superiore con uno strato di terreno da 40 cm a 60 cm, mentre la parte inferiore deve poggiare su sabbia ben costipata.

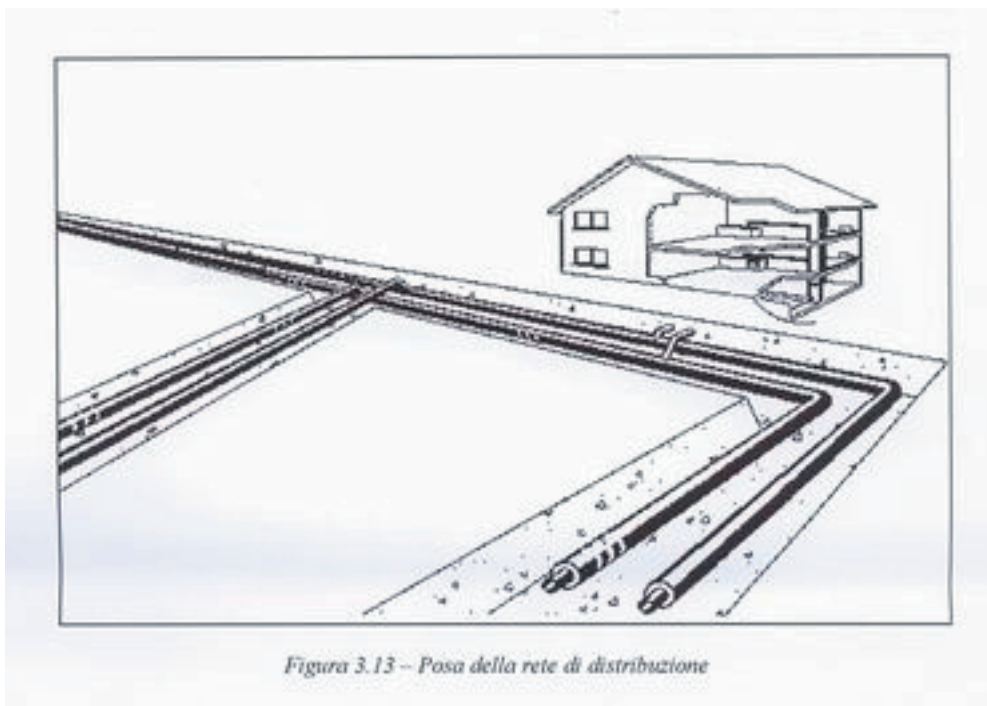
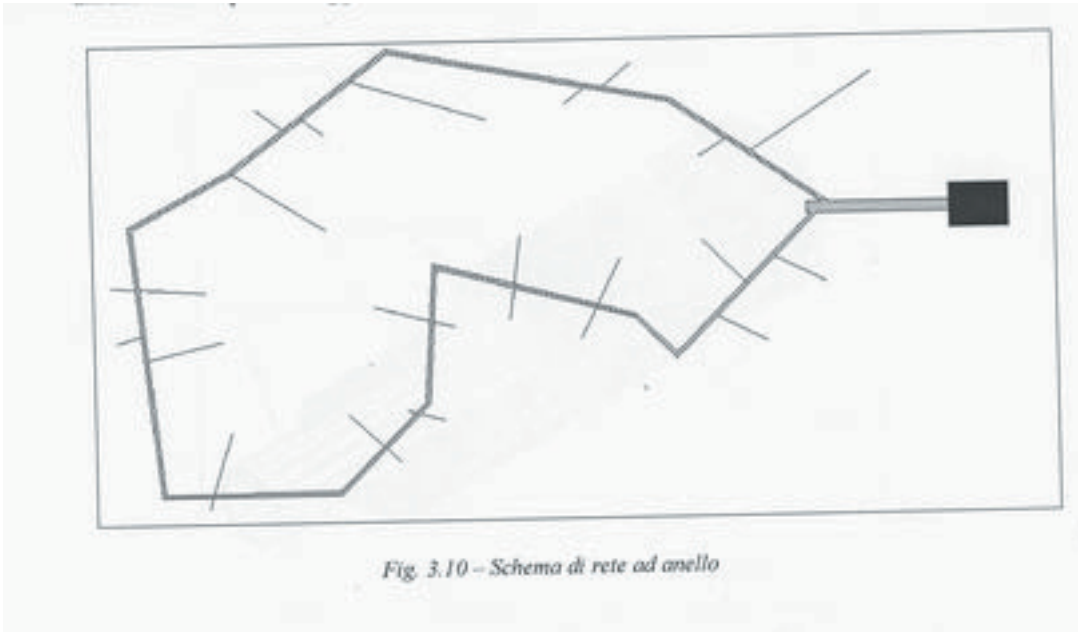


Figura 3.13 – Posa della rete di distribuzione

La rete maggiormente affidabile e più favorevole per nuove estensioni è quella “ad anello”, costituita da un circuito chiuso (sia sul percorso di andata che su quello di ritorno), con possibilità di alimentazione da entrambi i lati e con una conseguente più omogenea distribuzione della pressione.



La rete di tubazioni è alimentata da una stazione di pompaggio collegata alla caldaia: la pressione di esercizio dipende dai dislivelli e dallo sviluppo della rete e delle sue diramazioni.

Il diametro dei tubi dipende dalla potenza termica trasmessa, dalla differenza di temperatura tra la mandata ed il ritorno e dalla velocità dell’acqua che non deve di norma superare, nella rete principale, i 3 m/s.

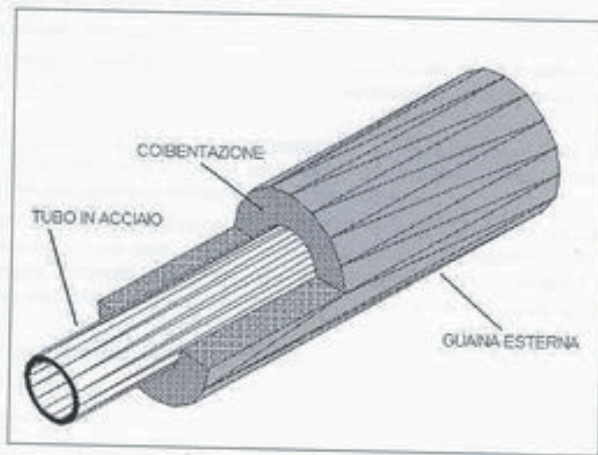


Figura 3.12 – Tipica tubazione per teleriscaldamento urbano

pagina 39

Le utenze sono collegate alla rete attraverso una serie di sottostazioni, situate come se fossero una caldaia centralizzata, all'interno dei diversi edifici, in locali tecnici, senza particolari esigenze di ventilazione o di sicurezza.

Nel caso di piccole utenze contigue, si installa un'unica sottostazione, con una breve rete secondaria di distribuzione alle abitazioni collegate.

Ogni sottostazione è composta da:

- scambiatore di calore a piastre
- valvole di regolazione
- valvole di intercettazione
- impianto elettrico
- strumentazione di controllo e misura
- contacalorie differenziale

Uno schema di sottostazione è il seguente.

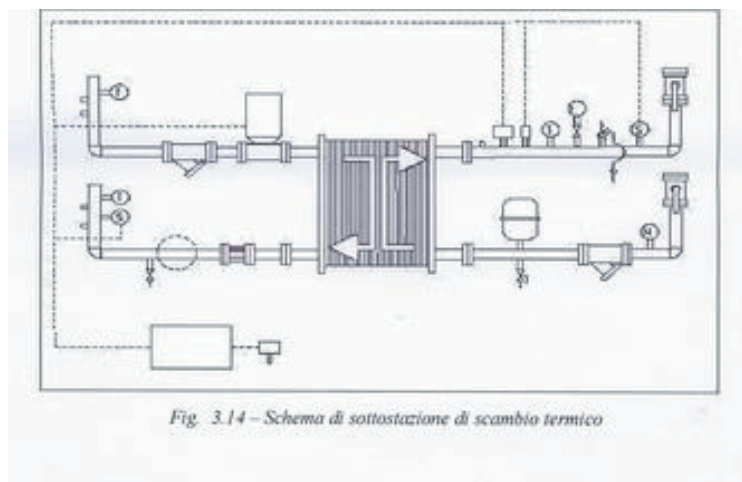


Fig. 3.14 – Schema di sottostazione di scambio termico

Il Centro di Stoccaggio

Il Centro di stoccaggio è fondamentale per garantire l'alimentazione e l'autonomia della caldaia in caso di disfunzioni nei trasporti e nei conferimenti della biomassa dai vari bacini di raccolta alla centrale.

E' essenzialmente costituito da un vasto piazzale sterrato e compattato, con una parte pavimentata e coperta da una tettoia per proteggere la biomassa prima della sua alimentazione alla caldaia. Dovrà essere recintato e predisposto con adeguati mezzi antincendio. Deve essere in genere dotato di un piccolo ufficio con pesa esterna.

Il Centro dovrà essere localizzato in una posizione ottimale rispetto sia alla logistica dei conferimenti della biomassa sia al sistema di alimentazione della caldaia. In genere è necessario prevedere un'area fuori dai centri abitati, attrezzata con un sistema basato su containers scarrabili da 20 m³, che saranno caricati nel Centro di stoccaggio e posizionati poi in Centrale (vuoto per pieno), prossimi al silo finale ed alla coclea di alimentazione della caldaia. Ciascun container scarrabile è dotato di un sistema di avanzamento della biomassa cippata, in modo che lo scarico nel silo di Centrale avvenga gradualmente e senza emissione di polveri e rumori.

E' in genere necessario garantire una sufficiente autonomia alla caldaia (90 giorni) , da cui consegue il dimensionamento dell'area da adibire a stoccaggio, valutando che i cumuli di biomassa combustibile non devono superare i 3 metri d'altezza, disposti in modo tale da consentire una facile movimentazione ed una sicura predisposizione antincendio.

Una parte della stessa area sarà coperta da una tettoia, per permettere una migliore essiccazione naturale della biomassa immagazzinata. La tettoia, progettata a carichi di vento e di neve, deve essere dimensionata per conservare al coperto il combustibile per un periodo di 3 settimane prima della sua alimentazione in caldaia.

3.3 PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA E TERMICA : COGENERAZIONE

La realizzazione di una centrale cogenerativa a biomassa, con produzione di energia termica e di energia elettrica, deve rispondere ai seguenti criteri:

- Presenza di utenze termiche/elettriche adiacenti alla zona di collocazione dell'impianto fruitrici direttamente del calore e della corrente elettrica prodotta nel modo più continuativo possibile nell'anno.
- Presenza di una o preferibilmente più fonti di approvvigionamento della biomassa tali da garantire all'impianto un apporto continuativo di materiale quantitativamente sufficiente e qualitativamente buono ed omogeneo.
- Scelta di una taglia di potenza elettrica comunque piccola in modo da contenere il fabbisogno di biomassa, favorendo la definizione di un bacino di raccolta limitato a superfici prossime alla localizzazione dell'impianto stesso.

In generale il limite alle dimensioni di impianto si pone intorno ai 2-3 MW, poiché fino a questa potenza è relativamente facile trovare utenti per l'energia termica ottenuta a valle della produzione elettrica dell'impianto, che normalmente viene immessa nella rete nazionale.

Dal punto di vista ambientale, l'uso del calore prodotto dall'impianto è molto importante, perché permette di sfruttare al meglio il potenziale energetico della biomassa alimentata e quello di riduzione delle emissioni di CO₂.

A) I BIOCOMBUSTIBILI SOLIDI

Tipologia di impianto

Un impianto di produzione di energia elettrica e termica a biocombustibili solidi si compone dei tre seguenti principali componenti:

- Caldaia per la produzione di vapore
- Turbina abbinata ad alternatore.
- Circuito di recupero termico dal condensatore

Altri elementi che compongono l'impianto sono:

- Area di stoccaggio della biomassa
- Sistema di caricamento automatico in camera di combustione
- Sistema di combustione a griglia mobile o a letto fluido
- Pre-riscaldamento aria di combustione
- Sistema di trattamento fumi
- Sistema di estrazione e trasporto ceneri
- Impianto di trattamento acque
- Sistema di controllo centralizzato

- Caldaia ausiliaria a gas per acqua calda, per picchi di domanda e back up

Come si può vedere, un impianto di cogenerazione a biocombustibili solidi si compone degli stessi principali elementi di un impianto per la produzione di sola energia elettrica, con l'unica aggiunta del Circuito di recupero termico dal condensatore, che in pratica, e concettualmente, si identifica e fa le veci della caldaia di cui al capitolo relativo all'energia termica (Capitolo 3.2)

La produzione elettrica è esattamente coerente con le indicazioni date al Capitolo 3.1

B) BIOCOMBUSTIBILI LIQUIDI

Tipologia di impianto

Un impianto di produzione di cogenerazione a biocombustibili liquidi (oli vegetali) si compone dei due seguenti principali componenti:

- Motore a combustione interna (ciclo diesel)
- Alternatore.
- Circuito di recupero termico dai gas di scarico e dall'acqua di raffreddamento del motore

Si compone dunque degli stessi principali elementi di un impianto per la produzione di sola energia elettrica, con l'aggiunta del Circuito di recupero termico dai gas di scarico e dall'acqua di raffreddamento del motore, che in pratica, e concettualmente, si identifica e fa le veci della caldaia di cui al capitolo relativo all'energia termica (Capitolo 3.2)

La produzione elettrica è esattamente coerente con le indicazioni date al Capitolo 3.1

3.4 TERMICA E FRIGORIFERA

A) ENERGIA TERMICA E FRIGORIFERA DA BIOCOMBUSTIBILI SOLIDI

Come già detto per l'energia termica, i biocombustibili liquidi e gassosi sono oggi più vocati (per la loro “molteplicità” di opzioni energetiche) ad uno sviluppo nel settore della generazione combinata di energia (cogenerazione, trigenerazione) e nel settore della energia meccanica (autotrazione).

Si può semplificare il concetto dicendo che il “valore aggiunto” acquisito nei processi per convertire la biomassa originale in biogas o in olio vegetale li qualifica per impieghi più nobili, quali la produzione di energia elettrica e/o meccanica, suggerendo di non “bruciare” tale valore aggiunto per la sola produzione di calore e di freddo.

Per questo motivo non verranno qui trattate le filiere di produzione di energia termica e frigorifera da biocombustibili liquidi e gassosi.

Tipologia di impianto

Un impianto di produzione di energia termica e frigorifera da biocombustibili solidi si compone di due principali componenti:

- Caldaia per la produzione di acqua calda .
- Macchina frigorifera ad assorbimento.

La stessa caldaia progettata per il riscaldamento invernale (vedi Capitolo 3.2) sarà accesa d'estate per alimentare la Macchina frigorifera ad assorbimento.

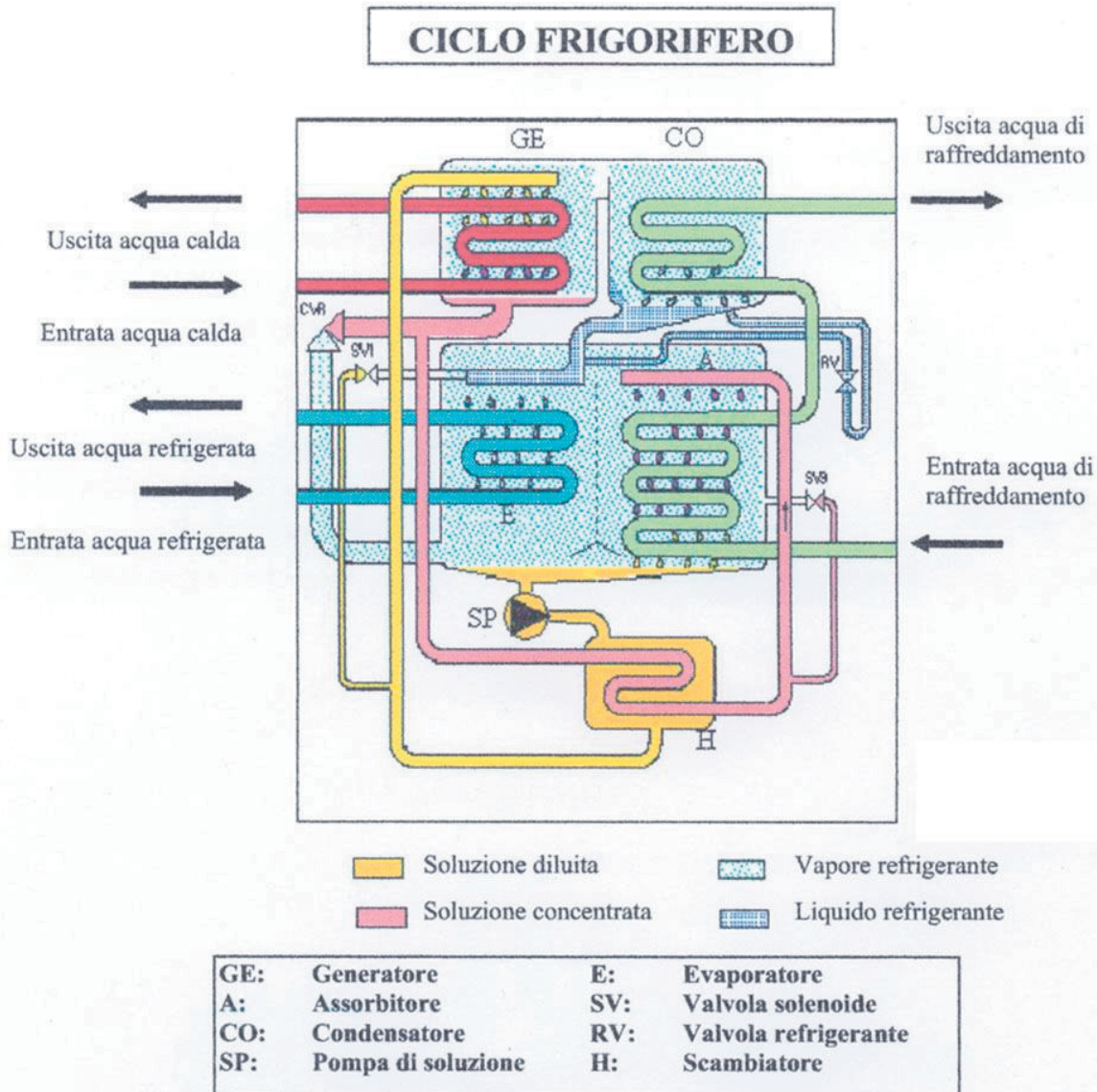
Saranno necessarie verifiche progettuali sul dimensionamento specifico dei due componenti, tenendo in considerazione i dati climatici e l'analisi delle utenze : in linea di larga massima ed in condizioni climatiche medie si può anticipare che il fabbisogno di potenza frigorifera per il condizionamento estivo è 1,3 volte maggiore del fabbisogno di potenza termica per il riscaldamento invernale degli stessi ambienti.

Macchina frigorifera ad assorbimento.

Con questo sistema integrato il calore prodotto dalla caldaia viene trasferito alla macchina ad assorbimento, la quale lo utilizza per la generazione di “frigorie” nel caso sia richiesto il condizionamento estivo, o di “calorie” nel caso sia richiesto il riscaldamento invernale.

Il diffondersi di tale tipologia impiantistica porterebbe a una diminuzione consistente della richiesta energetica dalla rete elettrica nazionale. Infatti, se un condizionatore elettrico da 50 kW assorbe circa 20 kW di potenza elettrica, una macchina ad assorbimento di pari potenza frigorifera necessita di soli 1,5 kW elettrici.

Ciclo di refrigerazione



Con riferimento alla figura 3.4.1., la soluzione diluita di acqua e bromuro di litio è spinta nel generatore (GE) dalla pompa di soluzione (SP) dove è riscaldata sino all'ebollizione dall'acqua calda di alimentazione proveniente dalla caldaia a biomasse. Il vapore refrigerante (vapor d'acqua) che si libera dalla soluzione in ebollizione, fluisce verso il condensatore (CO) dove passa allo stato liquido, cedendo il calore di condensazione all'acqua di raffreddamento proveniente dalla torre evaporativa (componente ausiliario dell'impianto).

A causa dell'evaporazione dell'acqua durante l'ebollizione della soluzione diluita, nel generatore (GE) si determina un incremento della concentrazione della restante soluzione. La soluzione concentrata passa dal generatore (GE) allo scambiatore di calore (H), cedendo calore alla soluzione diluita pompata al generatore, prima di entrare nell'assorbitore (A) dove fluisce sulla superficie della serpentina dello stesso. Poiché l'acqua di raffreddamento proveniente dalla torre circola nello scambiatore dell'assorbitore, si determina una pressione di vapore relativamente bassa dovuta sia alla più bassa temperatura sia all'aumento di concentrazione della soluzione di bromuro di litio. Il refrigerante liquido proveniente dal condensatore fluisce sulla serpentina dell'evaporatore (E) in presenza di idonea tensione di vapore e evapora assorbendo il calore dell'acqua da refrigerare.

E' quindi in questo punto del circuito che si ottiene la produzione di acqua refrigerata, a circuito chiuso, che viene quindi inviata alle batterie di scambiatori acqua-aria per la climatizzazione dell'utenza.

La soluzione concentrata, che è fluita sulla serpentina dell'assorbitore, assorbe poi il vapore refrigerante che ha lavorato nell'evaporatore, allorché questo cambia fase per avere ceduto calore all'acqua di raffreddamento, proveniente dalla torre.

La soluzione concentrata si diluisce man mano che il vapore refrigerante è assorbito.

In questo stato, a temperatura relativamente bassa, la soluzione diluita è raccolta sul fondo dell'assorbitore, e quindi spinta dalla pompa di soluzione (SP) attraverso lo scambiatore (H) recuperando calore dalla soluzione concentrata prima di ritornare al generatore (GE). Qui ricomincia il ciclo.

Allo stato attuale in Italia il maggior ostacolo alla diffusione di tale tecnologia risiede nell'elevato costo dei macchinari, dipendente dalla scarsa domanda; una maggiore diffusione consentirebbe un forte decremento dei prezzi rendendo competitiva e conveniente la produzione combinata di calore e freddo, agevolandone lo sviluppo industriale e commerciale.

L'obiettivo principale, oltre a quello di immettere energia elettrica verde in rete, è dunque quello di evitare gli alti consumi elettrici del tradizionale condizionatore d'aria (che opera mediante la compressione "elettromeccanica" di un fluido frigorigeno), utilizzando invece la compressione "termica" del fluido frigorigeno stesso. L'energia termica necessaria allo scopo è fornita dalla fonte rinnovabile "biomassa".

3.5 ELETTRICA, TERMICA E FRIGORIFERA: TRIGENERAZIONE

La realizzazione di una centrale trigenerativa a biomassa con produzione di energia elettrica, termica e frigorifera deve rispondere ai seguenti criteri:

Presenza di utenze termiche/frigorifere/elettriche adiacenti alla zona di collocazione dell'impianto, fruitrici direttamente del calore, del freddo e della corrente elettrica prodotta nel modo più continuativo possibile nell'anno.

Presenza di una o preferibilmente più fonti di approvvigionamento della biomassa tali da garantire all'impianto un apporto continuativo di materiale quantitativamente sufficiente e qualitativamente buono ed omogeneo.

Scelta di una taglia di potenza elettrica comunque piccola in modo da contenere il fabbisogno di biomassa, favorendo la definizione di un bacino di raccolta limitato a superfici prossime alla localizzazione dell'impianto stesso.

In generale il limite alle dimensioni di impianto si pone intorno ai 2-3 MW di potenza primaria, poiché fino a questa potenza è relativamente facile trovare utenti per l'energia termica/frigorifera ottenuta a valle della produzione elettrica dell'impianto, che normalmente viene immessa nella rete nazionale.

Dal punto di vista ambientale, l'uso del calore/freddo prodotto dall'impianto è molto importante, perché permette di sfruttare al meglio il potenziale energetico della biomassa alimentata e quello di riduzione delle emissioni di CO₂.

A) I BIOCOMBUSTIBILI SOLIDI

Tipologia di impianto

Un impianto di trigenerazione a biocombustibili solidi si compone dei quattro seguenti principali componenti:

- Caldaia per la produzione di vapore
- Turbina abbinata ad alternatore.
- Circuito di recupero termico dal condensatore
- Macchina frigorifera ad assorbimento.

Come per la cogenerazione, altri elementi che compongono l'impianto sono:

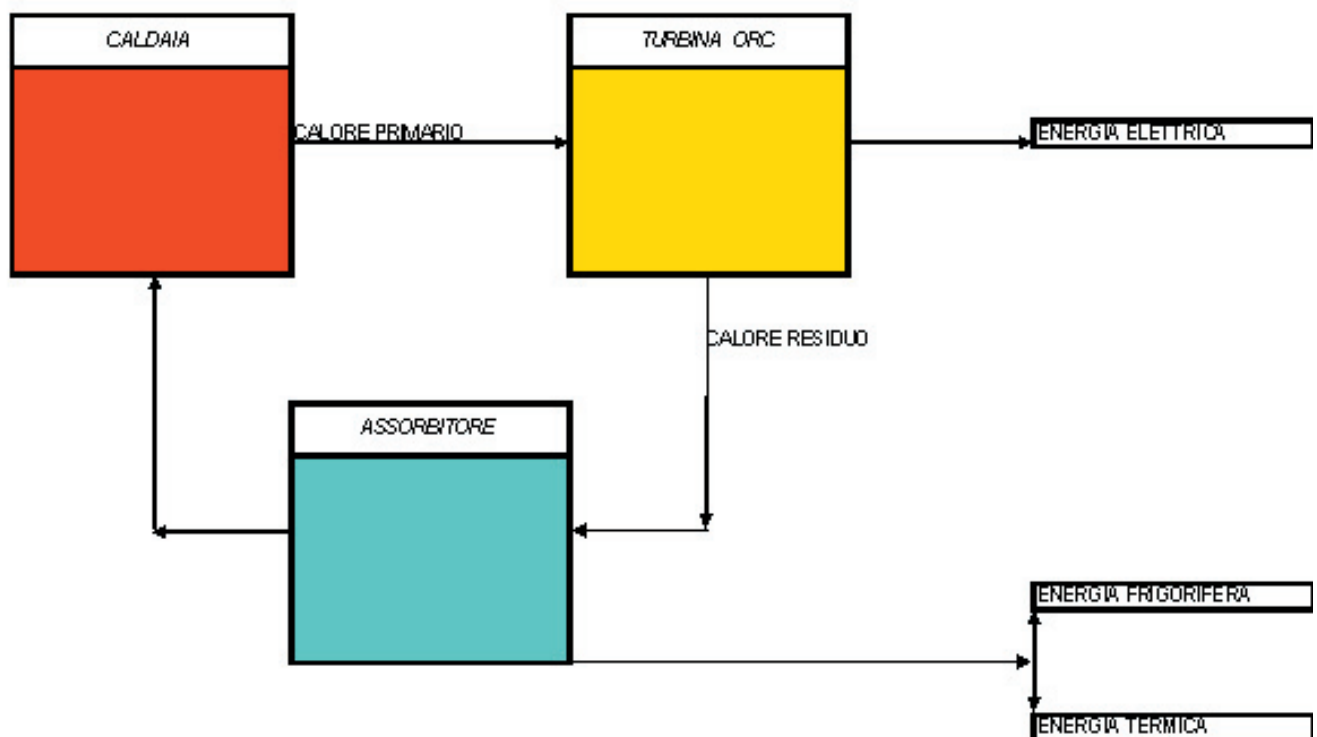
- Area di stoccaggio della biomassa
- Sistema di caricamento automatico in camera di combustione
- Sistema di combustione a griglia mobile o a letto fluido
- Pre-riscaldamento aria di combustione
- Sistema di trattamento fumi
- Sistema di estrazione e trasporto ceneri

- Impianto di trattamento acque
- Sistema di controllo centralizzato
- Caldaia ausiliaria a gas per acqua calda, per picchi di domanda e back up

Come si può vedere, un impianto di trigenerazione a biocombustibili solidi si compone degli stessi principali elementi di un impianto di cogenerazione, con l'unica aggiunta di una Macchina frigorifera ad assorbimento (Capitolo 3.4)

La produzione elettrica e quella termica sono esattamente coerenti con le indicazioni date al Capitolo 3.1, 3.2 e 3.3.

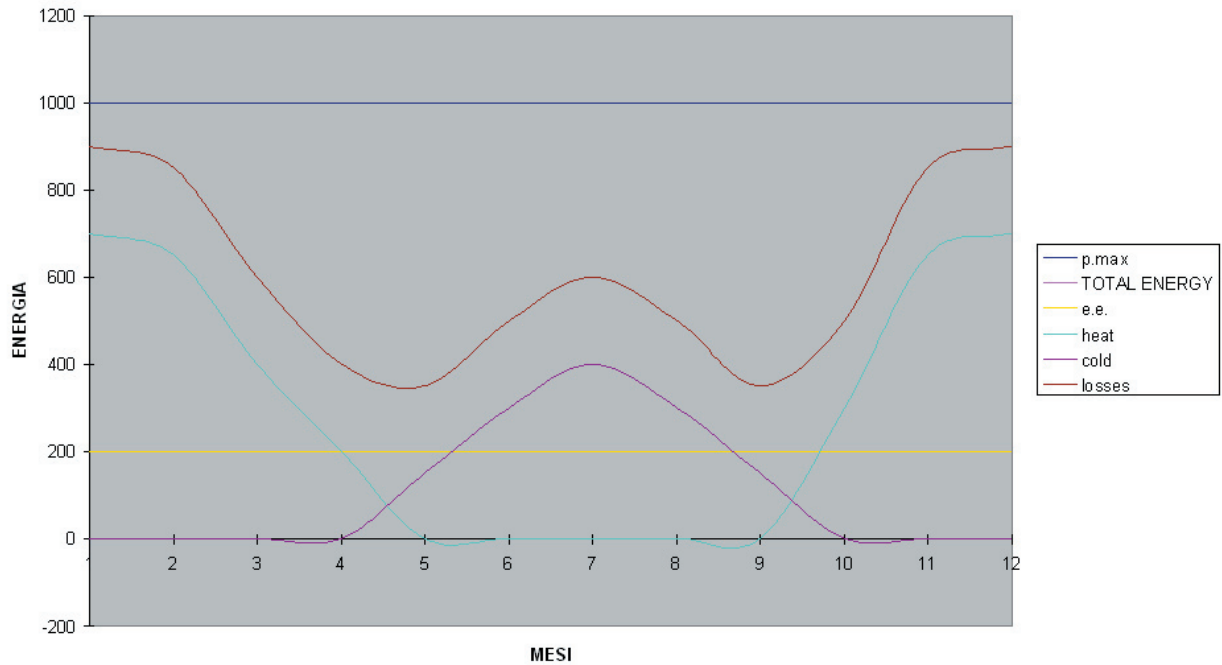
Schema semplificato di un impianto di trigenerazione:



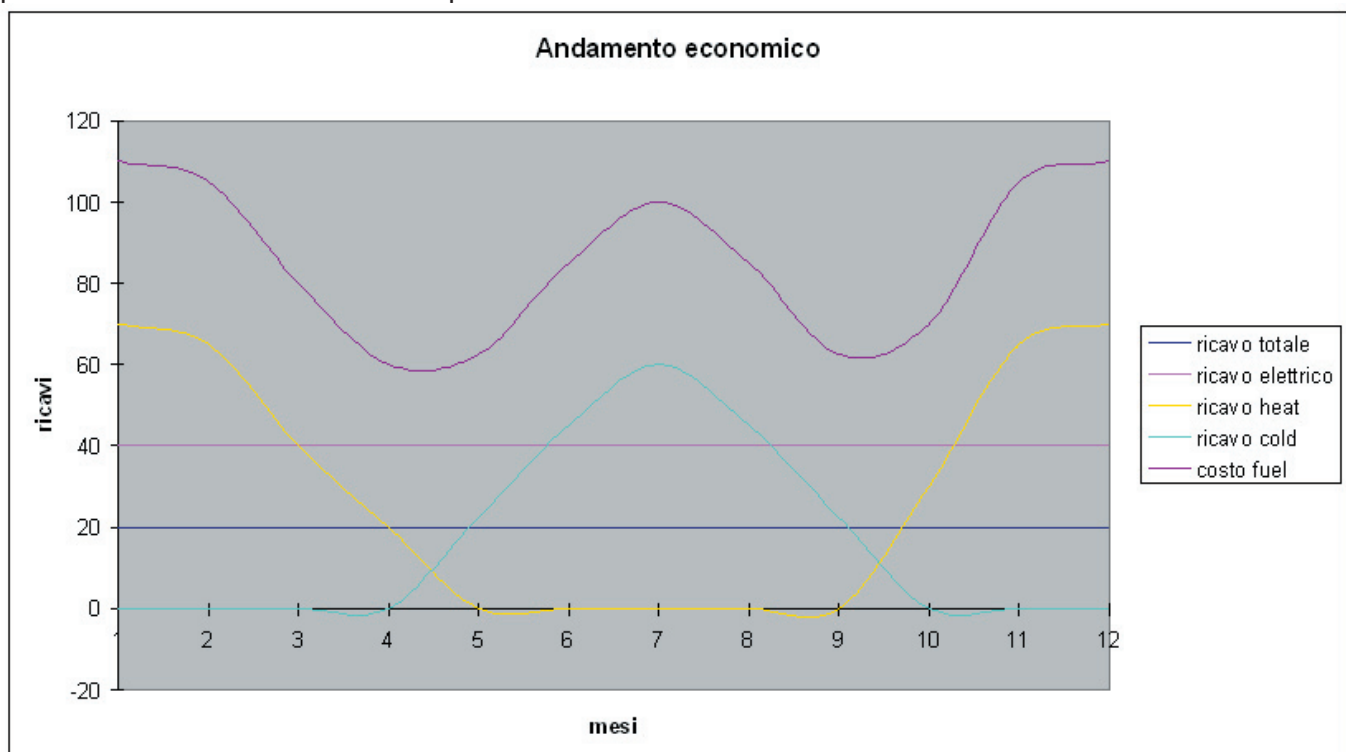
Nella figura che segue si rappresenta l'andamento delle curve di carico energetico relative ad un sistema trigenerativo relativo a riscaldamento invernale e raffrescamento estivo. La produzione di energia elettrica è costante durante tutto l'arco dell'anno.

Le curve sono parametrize in base ai relativi rendimenti di conversione rispetto al valore 1.000 di energia primaria in ingresso.

CURVE DI CARICO TERMODINAMICO



Nella prossima figura si mostra il corrispondente andamento economico durante l'anno, ove la curva più in alto rappresenta la sommatoria dei ricavi relativi a caldo, freddo ed energia elettrica, calcolati in base al prezzo unitario di vendita del kWh prodotto.



B) BIOCOMBUSTIBILI LIQUIDI

Tipologia di impianto

Un impianto di trigenerazione a biocombustibili liquidi (oli vegetali) si compone dei quattro seguenti principali componenti:

- Motore a combustione interna (ciclo diesel)
- Alternatore.
- Circuito di recupero termico dai gas di scarico e dall'acqua di raffreddamento del motore
- Macchina frigorifera ad assorbimento.

Si compone dunque degli stessi principali elementi di un impianto degli stessi principali elementi di un impianto di cogenerazione con l'unica aggiunta di una Macchina frigorifera ad assorbimento (Capitolo 3.4)

La produzione elettrica e quella termica sono esattamente coerenti con le indicazioni date al Capitolo 3.1, 3.2 e 3.3.

3.6 BIOGAS (Fonte CRPA)

Negli ultimi dieci anni la digestione anaerobica si è diffusa in molti Paesi europei, tra i quali l'Italia, allo scopo di recuperare energia rinnovabile sottoforma di biogas. Pensata inizialmente in ambito agricolo soprattutto come valorizzazione dei liquami prodotti negli allevamenti zootecnici, questa tecnologia presenta anche il vantaggio di controllare le emissioni maleodoranti e di stabilizzare le biomasse prima del loro utilizzo agronomico. Ora le prospettive per il mondo agricolo si sono notevolmente ampliate, poiché nella produzione di biogas possono entrare convenientemente in gioco anche biomasse vegetali appositamente coltivate allo scopo. Merito della politica energetica adottata dall'Unione Europea, che punta decisamente ad aumentare la produzione di energie alternative a quelle derivanti da materie prime fossili, ma anche per effetto della riforma della PAC e dell'ocm zucchero, che tagliando il sostegno a seminativi e barbabietola da zucchero e introducendo l'aiuto disaccoppiato, e incentivando nel contempo con 45 Euro/ha la coltivazione di colture energetiche, ha creato le premesse per un utilizzo diverso dei terreni o quantomeno delle produzioni.

Usi del biogas

Il biogas recuperato ha un potere calorifico inferiore normalmente compreso tra 4.000 e 6.000 kcal/Nm³ e può avere vari impieghi:

produzione di energia elettrica e/o termica, sia per autoconsumi sia per distribuzione, tipicamente in impianti di cogenerazione.

uso in motori a gas, previa opportuna purificazione.

produzione di gas di sintesi e/o di idrogeno, attraverso processi catalizzati analoghi a quelli utilizzati per il metano (ossidazione parziale catalitica).

Di questi usi, essenzialmente solo la prima tipologia trova applicazioni su larga scala, mentre le altre due sono a livello di sperimentazione o di dimostrazione.

Produzione di biogas

La digestione anaerobica è un processo biologico attraverso il quale, in assenza di ossigeno, la sostanza organica viene trasformata in biogas, una miscela costituita principalmente da metano e anidride carbonica. Nel biogas il contenuto di metano varia tra il 50 e l'80% circa, a seconda del tipo di sostanza organica di partenza e delle condizioni in cui avviene il processo di digestione.

In genere, le materie prime utilizzabili sono residui zootecnici, dell'industria agro-alimentare, acque e fanghi reflui, ecc..

Si tratta di un processo integrato, che presenta una serie di vantaggi di tipo energetico, ambientale ed agricolo così riassumibili:

produzione di energia da fonte rinnovabile;

miglioramento dell'economia delle aziende zootecniche e/o agricole;

minori emissioni di gas-serra;

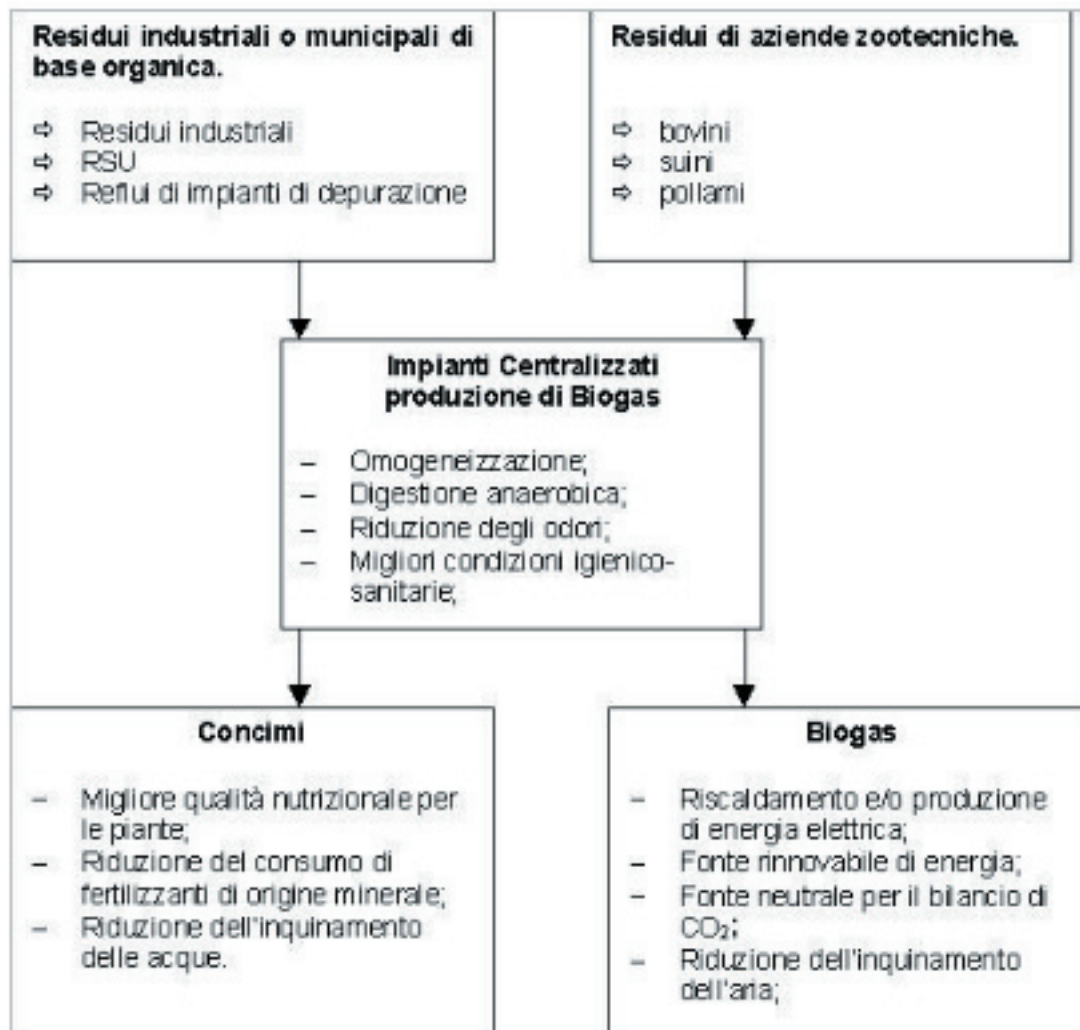
migliore qualità dei fertilizzanti prodotti;

riciclaggio economico dei rifiuti, con ricaduta positiva sull'impatto ambientale;

minore inquinamento da odori e ridotta presenza di insetti;

miglioramento delle condizioni igienico-sanitarie dell'azienda.

Schema sintetico della filiera Biogas



Affinché il processo abbia luogo è necessaria l'azione di diversi gruppi di microrganismi e l'ambiente di reazione, detto reattore anaerobico, deve necessariamente tenerne conto, per consentire un loro equilibrato sviluppo. Il pH ideale è intorno a 7-7,5, mentre la temperatura ottimale di processo è intorno ai 35°C se si opera con i batteri mesofili, o di circa 55°C se si utilizzano i batteri termofili; con temperature diverse la resa in biogas si riduce.

I tempi di digestione sono relativamente lunghi se confrontati con altri processi biologici; mediamente, in funzione degli scarti organici trattati, in mesofilia si hanno tempi compresi tra 15 e 40 giorni, mentre in termofilia il tempo di residenza è in genere inferiore ai 20-25 giorni. Con impianti di tipo semplificato è possibile operare anche in psicrofilia (10-25°C), con tempi superiori ai 30 giorni, fino ad un massimo di 90 giorni.

La trasformazione del biogas in energia utilizzabile in azienda può avvenire:

- per combustione in motori azionanti gruppi elettrogeni che producono energia elettrica;
- per combustione in cogeneratori, così da ottenere la produzione sia di energia elettrica che di energia termica; è la tecnica più utilizzata;
- per combustione diretta in caldaia, e in questo caso si ha produzione di sola energia termica. Questa trova la sua utilizzazione ideale negli allevamenti suinicoli annessi ai caseifici, per la produzione del vapore necessario durante il processo di caseificazione, produzione che normalmente richiede un alto consumo di combustibile.

La cogenerazione ha il vantaggio di fornire sia energia termica che elettrica, favorendo l'utilizzo di maggiori quantità di biogas a copertura dei vari fabbisogni aziendali. Inoltre, ed è il caso più frequente, si può cedere l'energia elettrica in eccesso rispetto ai fabbisogni aziendali alla rete elettrica nazionale ad un prezzo incentivato.

In prospettiva, inoltre, potrebbe essere molto interessante anche l'utilizzazione del biogas per autotrazione o come combustibile immettendolo nella rete distributiva del metano, dopo averlo privato dell'anidride carbonica. L'upgrading del biogas ed il suo utilizzo come combustibile per autotrazione e/o l'immissione nella rete del gas naturale è già ampiamente in uso in Svezia e in Svizzera ed è in crescita anche in Germania.

DALLA SOSTANZA ORGANICA AL BIOGAS

Possono convenientemente essere utilizzati per la produzione di biogas il liquame suino e quello bovino, mentre la pollina è meno adatta per il suo alto contenuto di ammoniaca, che può inibire il processo di digestione.

Altri substrati validi sono le colture non alimentari ad uso energetico (in particolare, insilati di mais e sorgo zuccherino), i residui colturali (foraggi, frutta e vegetali di scarsa qualità, percolati da silos e paglia), gli scarti organici e le acque reflue dell'agro-industria, ad esempio siero di latte e reflui liquidi dall'industria che processa succhi di frutta o che distilla alcool, scarti organici liquidi e/o semisolidi dell'industria della carne, quali grassi, sangue, contenuto stomacale, budella, i fanghi di depurazione delle acque reflue urbane e industriali e le frazioni organiche di rifiuti urbani.

Biomasse e rifiuti organici per la digestione anaerobica e loro resa indicativa in biogas sui solidi volatili

Materiali	m3 biogas/t SV (*)
Deiezioni animali (suini, bovini, avicunicoli)	200 - 500
Colture energetiche (mais, sorgo zuccherino, erba, ecc.)	550 - 750
Residui colturali (paglia, colletti barbabietole ecc.)	350 - 400
Scarti organici agroindustria (siero, scarti vegetali, lieviti, fanghi e reflui di distillerie, birrerie e cantine ecc.)	400 - 800
Scarti organici macellazione (grassi, contenuto stomacale ed intestinale, sangue, fanghi di flottazione ecc.)	550 - 1.000
Fanghi di depurazione	250 - 350
Frazione organica di rifiuti urbani	400 - 600

(*) Solidi volatili: frazione della sostanza secca costituita da sostanza organica.

Una soluzione economicamente interessante è la codigestione di effluenti zootecnici con colture energetiche o altri scarti organici, perché permette di aumentare la produzione di biogas e di avere quindi a disposizione maggiori quantità di energia elettrica da vendere. Inoltre, al ricavato della cessione di elettricità si aggiungono per i produttori gli introiti derivanti dal ritiro del rifiuto organico utilizzato come co-substrato. Nelle piccole e medie aziende, in particolare, l'utilizzo della codigestione può notevolmente migliorare l'economia globale in quanto l'aumento dei guadagni consente di compensare i maggiori investimenti necessari e i costi sostenuti per rendere idoneo l'impianto al trattamento di più scarti (alcuni dei quali sono anche soggetti a restrizioni di legge che obbligano a costosi pre-trattamenti, come ad esempio la pastorizzazione a 70° C per 1 ora, richiesta per gli scarti di macellazione, categoria 3, dal Reg. CE 1774/02).

Più conveniente per le realtà agricole e zootecniche del nostro Paese è la realizzazione di impianti interaziendali, che coinvolgendo 2-3 o più aziende agricole danno la possibilità di ottimizzare gli investimenti e la gestione delle risorse agricole.

Tipologie di impianto

L'esperienza accumulata nel corso degli anni in studi e applicazioni sulla digestione anaerobica di diverse tipologie di biomasse di scarto e vergini ha condotto allo sviluppo di differenti tecnologie, principalmente basate sul tenore di sostanza secca del substrato alimentato al reattore.

Le tecniche di digestione anaerobica possono essere suddivise in due gruppi principali:

- digestione a umido, quando il substrato in digestione ha un contenuto di sostanza secca inferiore al 10%; è questa la tecnica più diffusa, in particolare con i liquami zootecnici;
- digestione a secco, quando il substrato in digestione ha un contenuto di sostanza secca superiore al 20%.

Processi con valori intermedi di sostanza secca sono meno comuni e vengono in genere definiti a semisecco.

Il processo di digestione anaerobica è anche suddiviso in:

- processo monostadio; quando le fasi di idrolisi, fermentazione acida e metanigena avvengono contemporaneamente in un unico reattore;
- processo bistadio; quando si ha un primo stadio durante il quale il substrato organico viene idrolizzato e contemporaneamente avviene la fase acida, mentre la fase metanigena avviene in un secondo momento.

Una ulteriore suddivisione dei processi di digestione anaerobica può essere fatta in base al tipo di alimentazione del reattore, che può essere continua o in discontinuo, e in base al fatto che il substrato all'interno del reattore venga miscelato o venga spinto lungo l'asse longitudinale attraversando fasi di processo via via diverse (flusso a pistone o plug-flow).

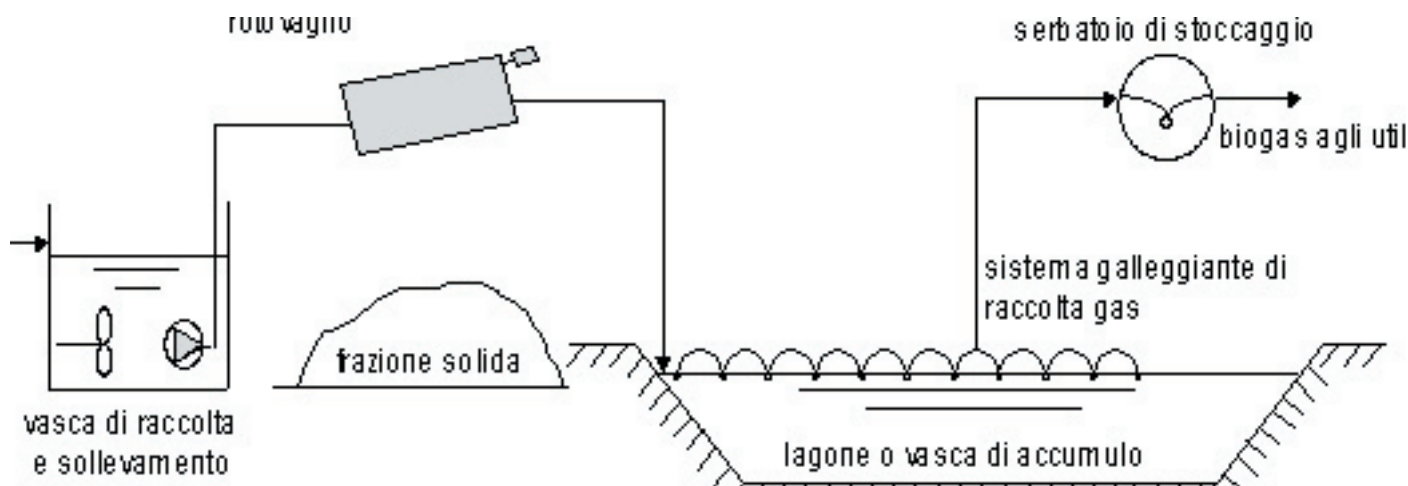
Inoltre, la digestione anaerobica può essere condotta, come già ricordato, o in condizioni mesofile (circa 35 °C) o termofile (circa 55 °C); la scelta tra le due determina in genere anche la durata (tempo di residenza) del processo. Mediamente in mesofilia si hanno tempi di residenza compresi nel range 15-40 giorni, mentre in termofilia il tempo di residenza è in genere inferiore ai 20 giorni (con i liquami zootecnici ed i reflui agroindustriali). Con impiantistica di tipo semplificato è possibile operare anche in psicofilia (10-25 °C), con tempi di residenza superiori ai 30 giorni, fino a 90 giorni.

Il rendimento in biogas e quindi energetico del processo è molto variabile e dipende dalla biodegradabilità del substrato trattato. In genere durante la digestione anaerobica si ottiene una riduzione di almeno il 45-50% dei solidi volatili (SV) o sostanza organica alimentati.

Nel caso si vogliano digerire i soli liquami suini, senza l'aggiunta di altre biomasse a maggior tenore di sostanza secca, a livello di singola azienda, una tecnologia che ha riscosso l'interesse dei suinicoltori è quella raffigurata nelle figure che seguono. I suoi punti di forza sono la semplicità e il basso costo d'investimento, in quanto il sistema prevede la sola copertura dei lagoni o delle vasche di stoccaggio con teli in materiale plastico. Si ha come risultato di:

- ridurre le emissioni maleodoranti
- stabilizzare i liquami;
- raccogliere il biogas prodotto durante il processo.

Schema di impianto semplificato di digestione anaerobica, ricavato dalla copertura di una laguna di stoccaggio dei liquami



Il dimensionamento dell'impianto manca di una procedura standardizzata, così come la previsione della quantità di biogas prodotto. Per questo le ditte che propongono questo tipo di tecnologia adottano un approccio empirico, raccomandando la copertura di superfici pari a un minimo di 30 fino a un massimo di 90 giorni di ritenzione idraulica del liquame (rapporto tra il volume del bacino coperto e il volume del liquame caricato giornalmente).

Lo schema più efficiente è quello che prevede:

- la realizzazione di più bacini, di cui uno per separare i solidi e i successivi di stoccaggio;
- la copertura del primo bacino per la captazione del biogas;
- l'utilizzo di una serpentina per l'acqua calda immersa nella vasca coperta per il riscaldamento dei liquami.

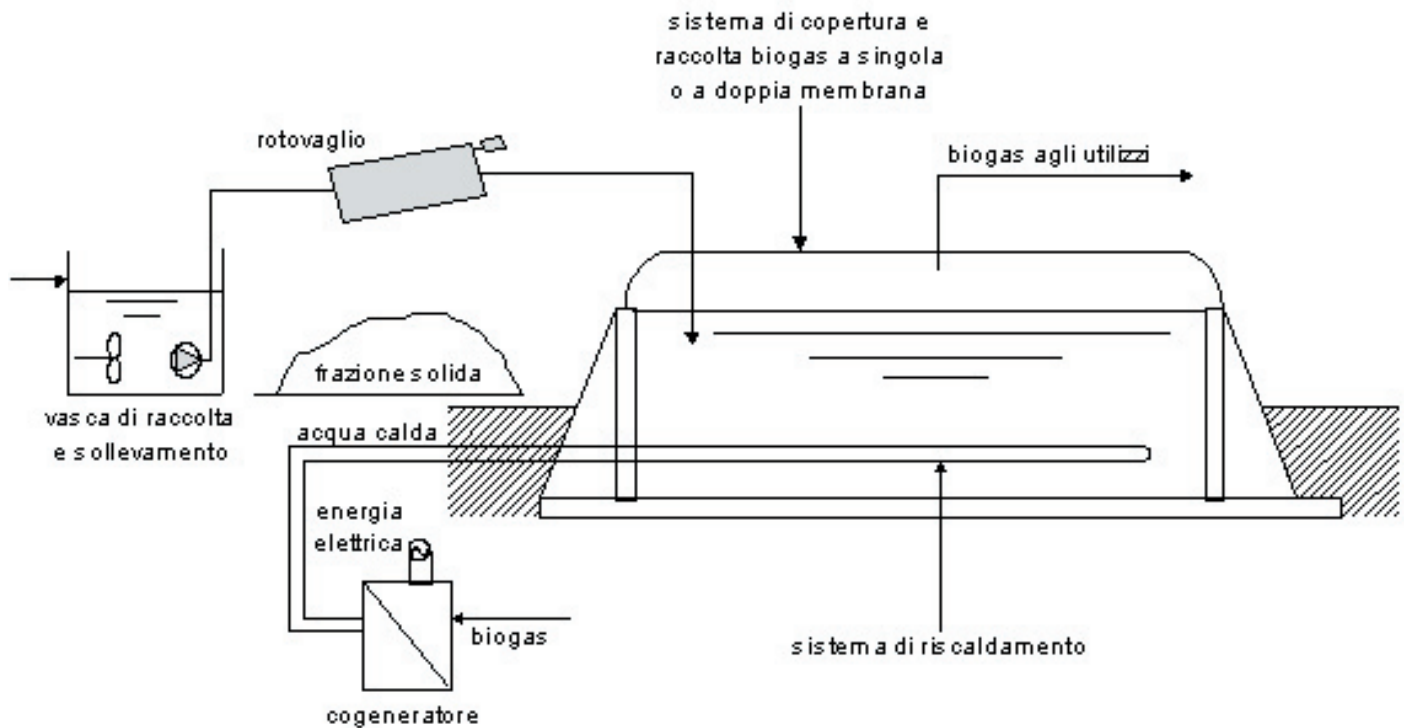
Il riscaldamento dei liquami è una misura necessaria se si vogliono evitare sbalzi di produzione di biogas legati alla stagionalità, dato che a temperature basse corrispondono basse produzioni. Con una temperatura controllata di digestione del liquame compresa tra i 35 e i 37 °C la concentrazione di metano nel biogas è mediamente del 65%.

In realtà, in impianti di tipo semplificato non è sempre possibile mantenere costante la temperatura del reattore e le variazioni oscillano da un minimo di 20-25 °C in inverno fino a un massimo estivo anche superiore ai 35 °C.

In questo caso la cogenerazione è la soluzione più conveniente, perché permette di produrre energia elettrica ed energia termica. Gran parte dell'energia termica prodotta può essere utilizzata per il riscaldamento del digestore, immettendo acqua calda nella serpentina.

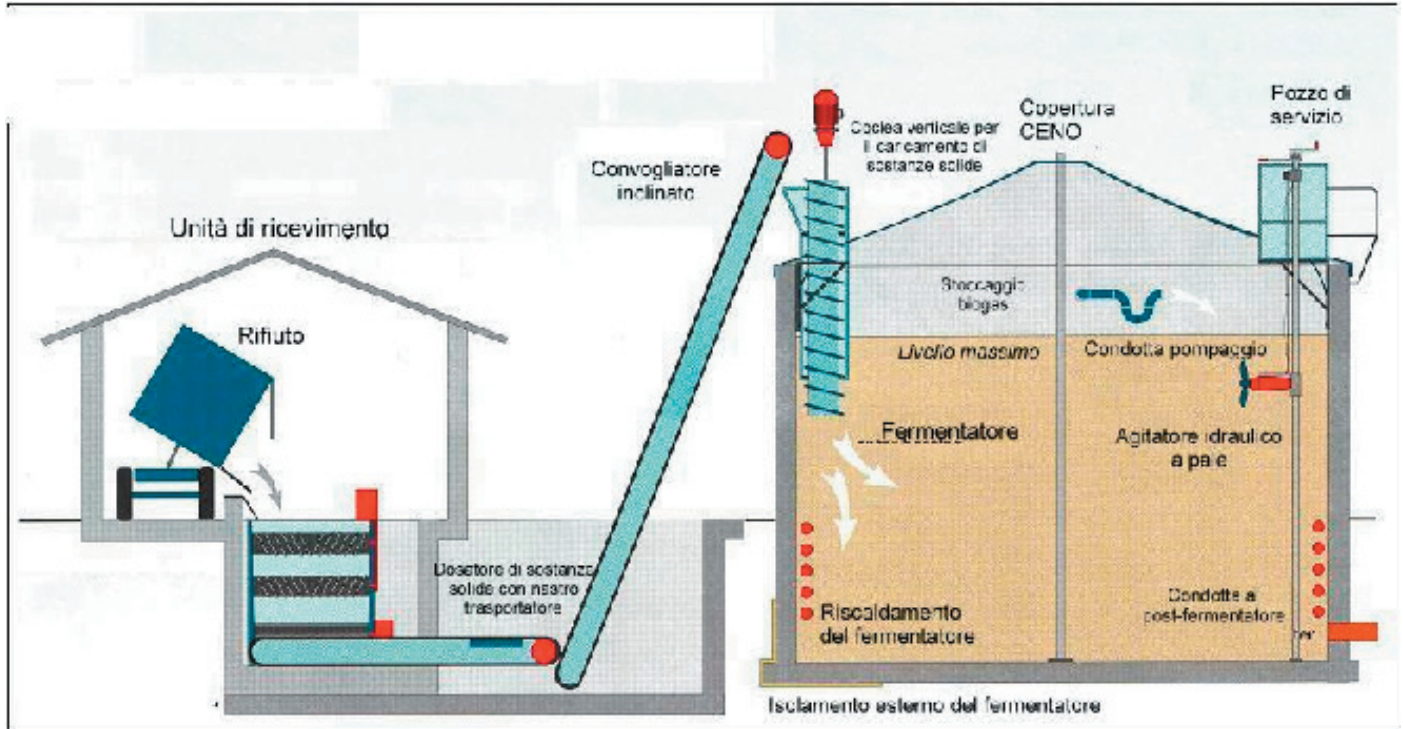
La produzione di biogas ottenibile può variare da 25 a 32 m³/anno ogni 100 kg di peso vivo suino, pari a 15-21 m³/anno di metano. La variabilità è in funzione della tecnologia adottata, se cioè si è optato per un impianto di tipo semplificato “a freddo” o con sistema di riscaldamento.

Schema di copertura di vasca anaerobica con riscaldamento

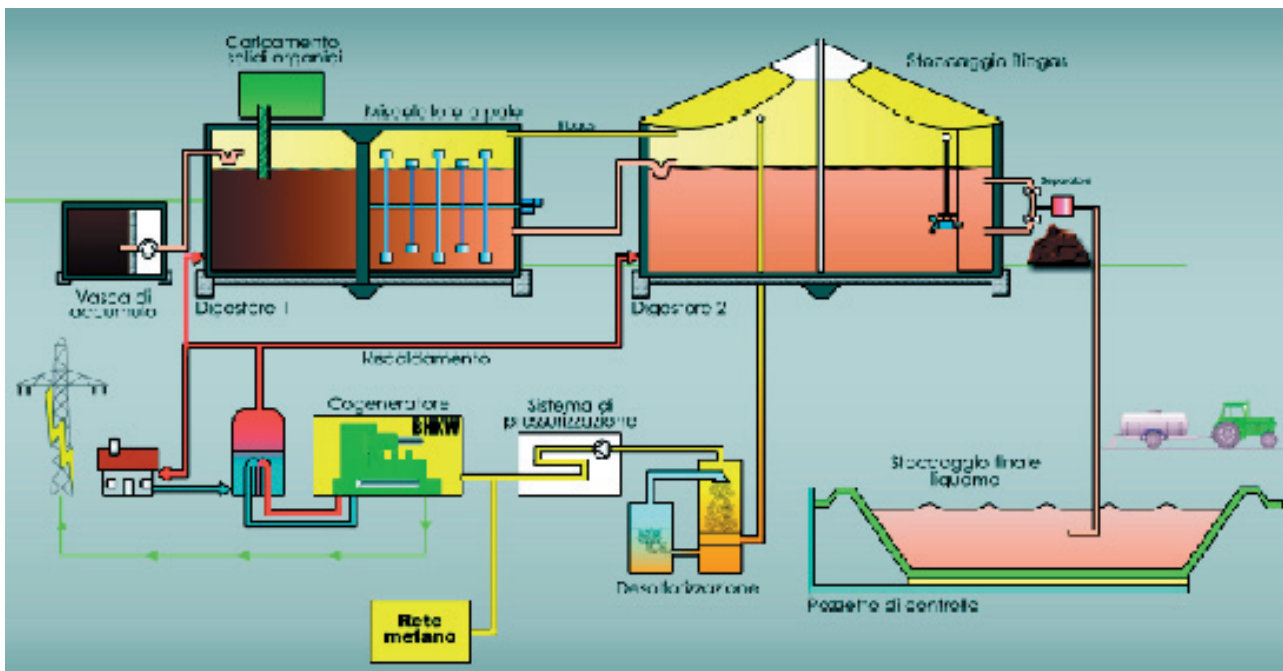


La semplicità del sistema descritto non si adatta alla digestione anaerobica dei liquami bovini e/o alla codigestione degli effluenti suini e/o bovini con altri co-substrati, quali colture energetiche e/o scarti organici agroindustriali. In questo caso è preferibile il reattore completamente miscelato (CSTR), coibentato ed operante ad umido, in mesofilia e/o termofilia, dotato in testa di un sistema di alimentazione che tagli e sminuzzi le varie matrici, e ne consenta la dosatura e la pesatura. Nei processi ad umido si opera generalmente con carichi organici compresi tra 2-5 kg SV/m³ giorno.

Schemi di impianti completamente miscelati (CSTR), coibentati ed operanti ad umido in mesofilia e/o termofilia.



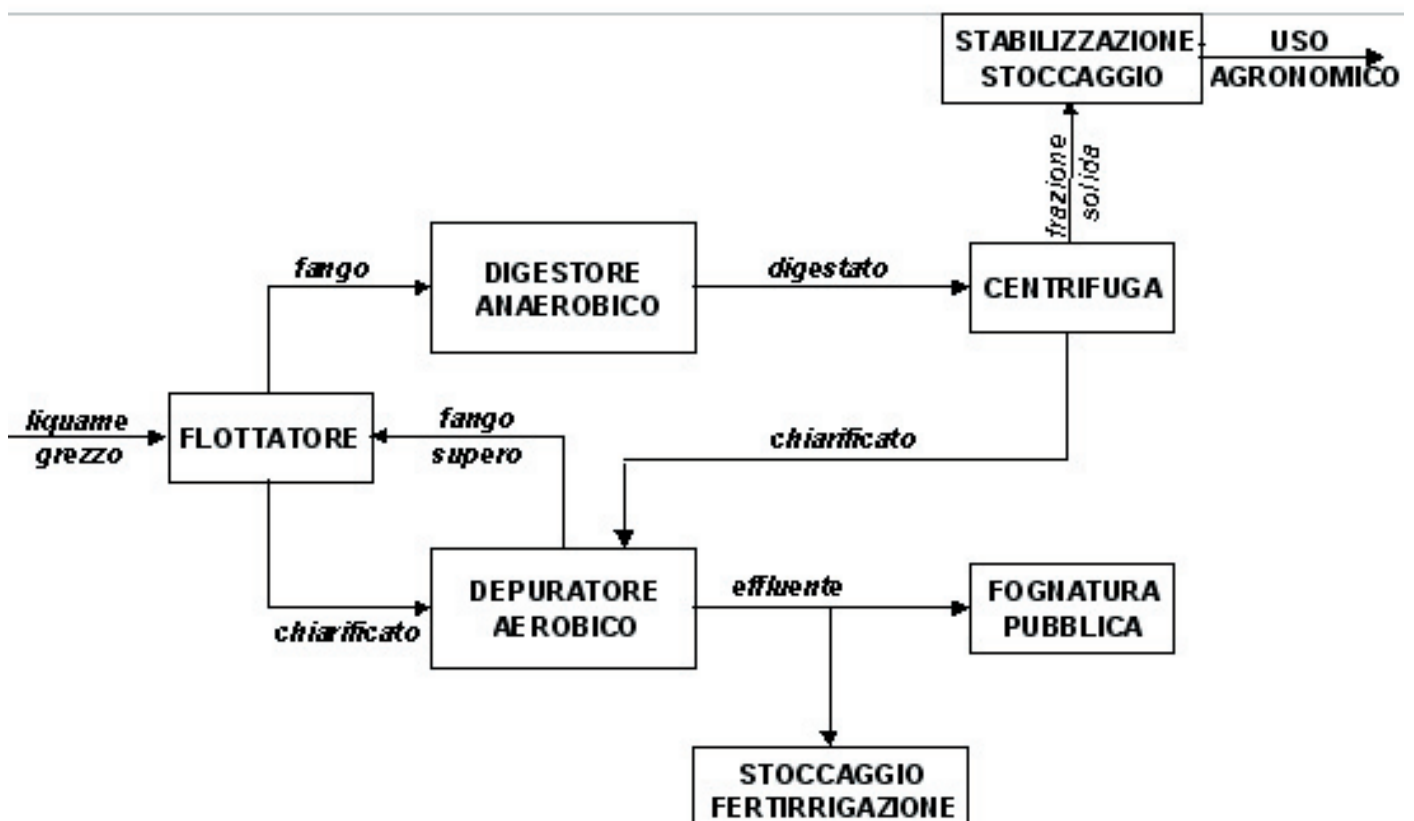
(fonte UTS)



(fonte Thöni)

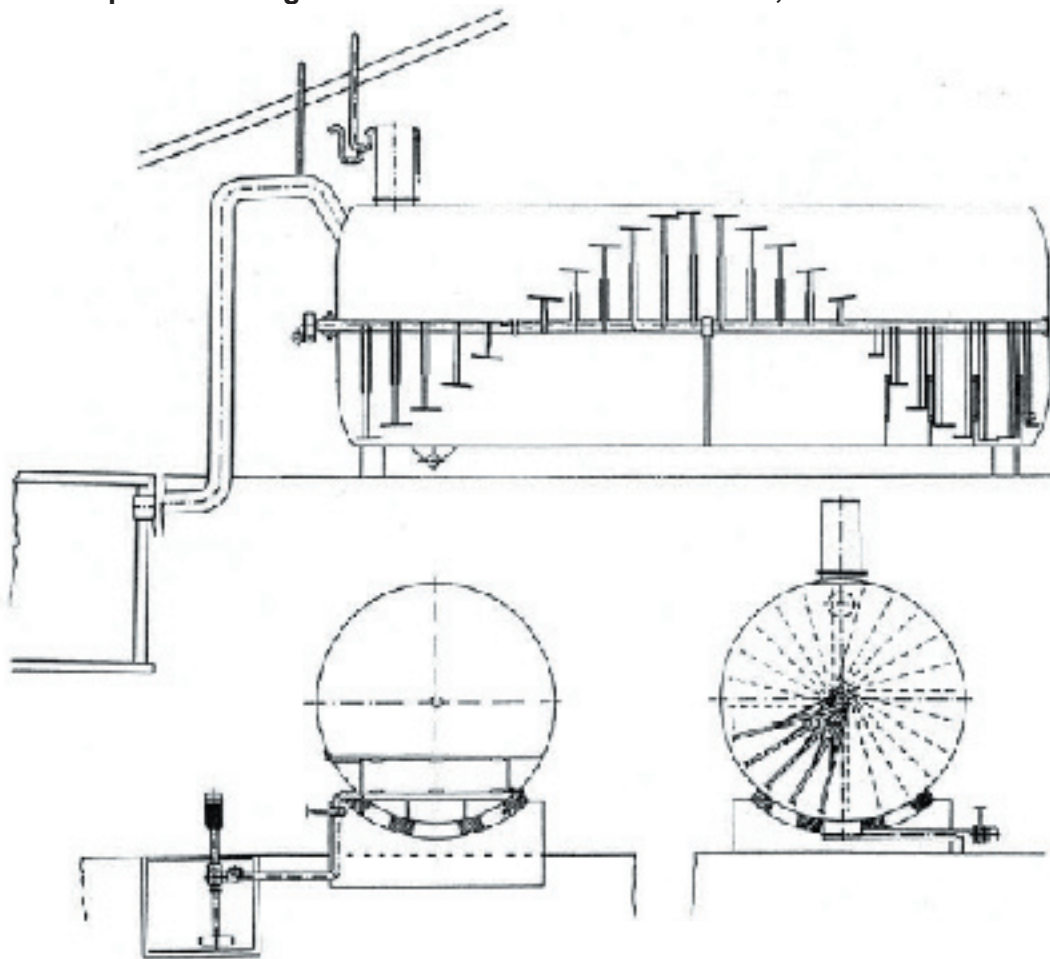
Quando all'interno dell'allevamento suino è presente un impianto di depurazione biologico aerobico per diminuire il carico di nutrienti (in particolare azoto) del liquame, può essere conveniente l'inserimento della digestione anaerobica nella linea di trattamento depurativo; la richiesta energetica, infatti, può arrivare ad essere completamente soddisfatta dal biogas recuperato, con una forte riduzione dei costi di esercizio del trattamento depurativo.

Inserimento della digestione anaerobica in un impianto di depurazione aerobico su liquami suini



Il reattore cilindrico orizzontale, miscelato, coibentato ed operante in mesofilia e/o termofilia, sotto schematizzato, è un'altra tipologia impiantistica utilizzata in particolare quando si digeriscono miscele di biomasse ad alto tenore di sostanza secca (sostanza secca all'interno del digestore compresa nell'intervallo 12-18%).

Schema di impianto di biogas a reattore cilindrico orizzontale, miscelato



(fonte: Raven R.P.J.M, Gregersen K.H. – 2004)

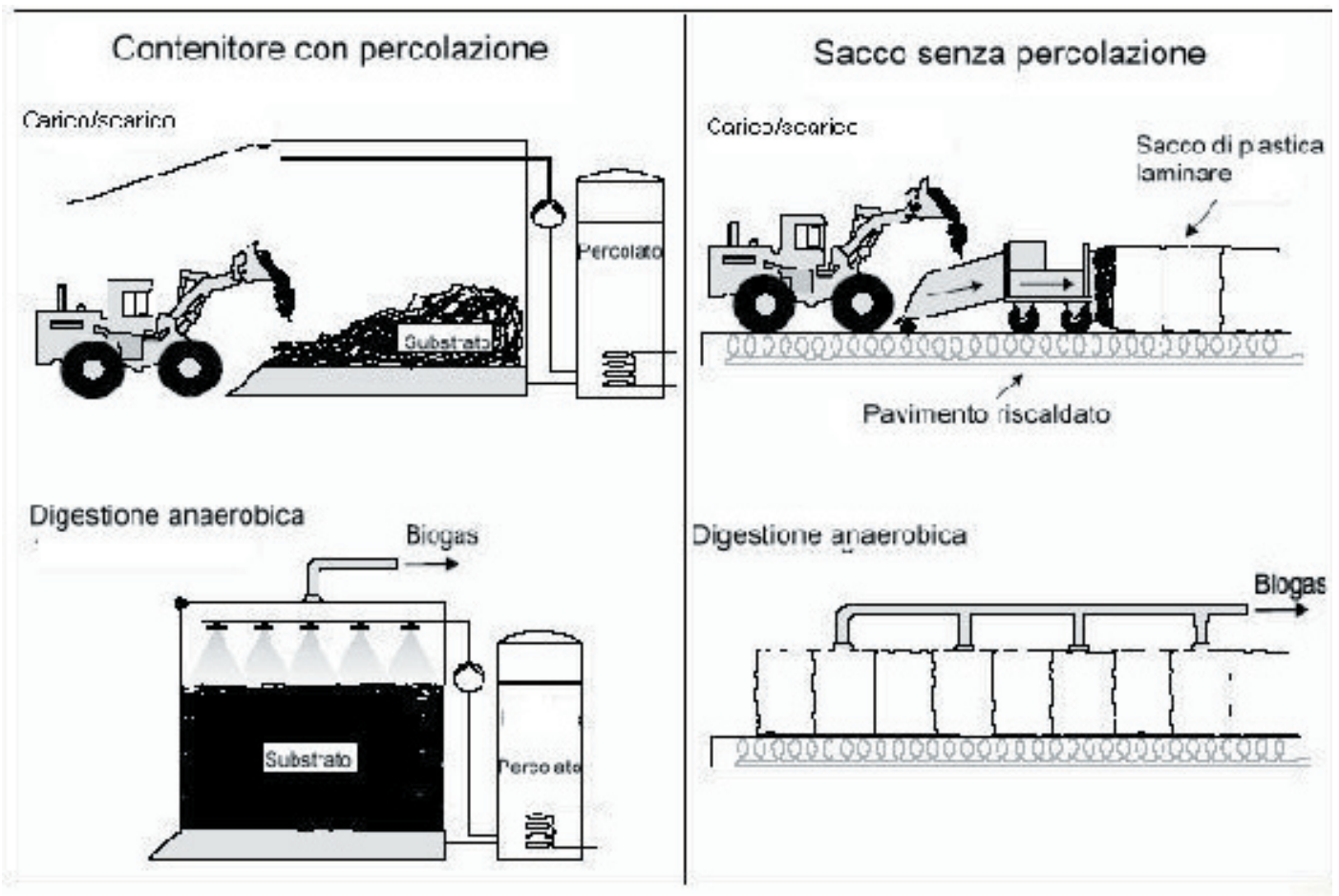
Ad esempio, la Schmack Biogas AG, ha sviluppato un sistema brevettato di digestore plug-flow , di volume compreso tra 400 e 800 m³, dotato di albero di agitazione centrale che funge anche da scambiatore di calore per distribuire il calore all'interno. Lo schema standard dell'impianto che utilizza tale tecnologia è costituito dal fermentatore orizzontale a flusso continuo, seguito da un post-fermentatore .

La struttura modulare delle unità consente di poter aumentare il numero dei fermentatori e post-fermentatori a seconda della potenzialità di trattamento necessaria.

Riguardo i sistemi di digestione a batch (alimentazione discontinua) e a secco, un rinnovato interesse è derivato ancora una volta dalla diffusione dell'utilizzo delle colture energetiche e in particolare dalle possibili applicazioni della loro mono-fermentazione (ancora non molto praticata), per la quale tali sistemi paiono essere particolarmente adatti (oltre che per il trattamento dei letami bovini, suini e avicoli e delle frazioni organiche da raccolta differenziata dei rifiuti urbani). Oltre a diversi sistemi batch senza mescolamento meccanico (di cui solo pochi esempi sono però operativi su scala aziendale), due differenti tecnologie di processo sono state recentemente sviluppate: il processo a “contenitore con percolazione” e quello a “sacco senza percolazione” Nel processo “senza percolazione” si utilizza un sacco di plastica laminare (comunemente adottato per l'insilamento dei foraggi) che viene riempito con una miscela di substrato fresco e di materiale già digerito come inoculo e fatto aderire ad un fondo riscaldato e isolato durante il

processo fermentativo. Nel processo "a percolazione" il reattore in cui avviene la digestione è accoppiato ad un contenitore per la raccolta e il riscaldamento del percolato che viene poi ricircolato. Dal punto di vista tecnologico questi sistemi risultano semplici e robusti anche se alcuni problemi possono nascere dall'intasamento dei fori di ricircolo del percolato sistemati sul fondo del reattore. Questi sistemi potrebbero essere applicabili anche per la codigestione delle lettiere avicole e/o della pollina di ovaiole a maggior contenuto di umidità (70-80%), in miscela con altre biomasse a minor tenore di azoto ammoniacale.

Processi tipici di digestione batch a secco



(fonte: Weiland P., Rieger C., Ehrmann T. – 2003)

COSTI DI INVESTIMENTO

È difficile dare indicazioni sui costi di investimento di un impianto di biogas. Essi, infatti, risultano molto variabili perché correlati alle specifiche esigenze di installazione (impianti di tipo semplificato, impianti completamente miscelati, coibentati e riscaldati, ecc.) e ai materiali avviati a digestione (solo liquami zootecnici, liquami zootecnici + colture energetiche o scarti agro-industriali, ecc.). A titolo puramente orientativo si può però dire che, per la maggior parte degli impianti, ad esclusione di quelli di tipo semplificato (coperture in materiale plastico di lagune o vasche di stoccaggio di liquami zootecnici, non miscelati e non riscaldati) l'intervallo di costo di investimento va da 250 a 700 € per metro cubo di digestore anaerobico o da 2.500 a 7.500 € per kW elettrico installato in cogenerazione.

Nel caso in cui tra i substrati avviati a digestione anaerobica vi sia anche la frazione organica dei rifiuti urbani, anche da raccolta differenziata (forsu), non sono inclusi nei costi di cui sopra quelli per l'eventuale linea di pre-trattamento, per togliere tutti i materiali indesiderati (inerti, plastiche ecc.). A titolo di esempio, la linea di pre-trattamento ad umido (idropulper) della forsu in un impianto di digestione anaerobica, con una capacità di trattamento di 20.000-30.000 t forsu/anno, può costare circa 1,5 milioni di euro, pari a circa il 20% dell'investimento globale.

DIFFUSIONE DELLA DIGESTIONE ANAEROBICA IN ITALIA

EurObserv'ER stima per l'Italia una produzione di biogas nel 2005 di 376,5 ktep (circa 4,3 milioni di MWh). Circa l'80% di questa produzione è attribuibile al recupero di biogas dalle discariche per rifiuti urbani. In Italia sono ancora pochi gli impianti di produzione di biogas operativi che trattano una miscela di più reflui, non solo zootecnici: sette di questi sono centralizzati e trattano anche fanghi di depurazione, reflui dell'agroindustria, in particolare acque di vegetazione dell'industria olearia, e rifiuti organici domestici, derivanti da raccolta differenziata dei rifiuti urbani. Altri 100 circa sono operativi in allevamenti zootecnici, in particolare suini, e sono di tipo aziendale; alcuni, di recente costruzione, trattano anche colture energetiche. Quasi tutti, poi, operano al nord, in particolare in Lombardia, Trentino-Alto Adige, Emilia-Romagna e Veneto.

Anche in Italia, come nel resto d'Europa, i digestori anaerobici sono diffusi nella stabilizzazione dei fanghi di supero dei depuratori delle acque reflue urbane. Un'indagine del 2000 individuava circa 120 digestori anaerobici operanti in altrettanti impianti di depurazione di reflui urbani. In tali impianti si potrebbe valutare la possibilità di codigerire anche liquami zootecnici e/o altri scarti agroindustriali, con un importante beneficio energetico (aumento del biogas prodotto) e in certi casi anche con un miglioramento dell'efficienza del comparto di denitrificazione che spesso richiederebbe, per un buon funzionamento, una fonte aggiuntiva di carbonio.

Diversi impianti di biogas sono stati realizzati anche nell'agro-industria, in particolare in distillerie, zuccherifici, stabilimenti per la produzione di succhi di frutta e prodotti dolciari. Relativamente a impianti di digestione anaerobica delle frazioni organiche dei rifiuti urbani, sia derivanti da raccolte differenziate che da selezione meccanica, non vi sono molte esperienze.

IL VANTAGGIO ECONOMICO PER L'AZIENDA PRODUTTRICE DI BIOGAS

La produzione di energia elettrica rinnovabile da biogas è incentivata attraverso il meccanismo dei cosiddetti certificati verdi, questa opportunità sta determinando un grande interesse da parte del mondo agricolo. A tal fine occorre lavorare affinché vengano potenziati e razionalizzati i sistemi che sfruttano processi di codigestione anaerobica di biomasse di varia natura, ed effettivamente ciò si sta verificando negli impianti centralizzati esistenti. I vantaggi non si fermano all'integrazione di reddito derivante dalla produzione di energia; infatti il sistema contribuisce a un miglioramento della sostenibilità ambientale degli allevamenti e riduce i problemi ambientali legati alle emissioni in atmosfera di gas serra e agli odori.

Affinché ciò avvenga, è necessario però che la realizzazione di impianti di biogas, l'allacciamento alla rete elettrica nazionale e l'utilizzazione delle varie matrici sottostiano a procedure autorizzative più chiare e percorribili di quelle attualmente in vigore. Infine, deve essere assicurato l'utilizzo agronomico del digestato anche quando si codigeriscono i liquami zootecnici con colture energetiche e scarti organici selezionati.

AZIONI DI SVILUPPO

- favorire la realizzazione di impianti di biogas negli allevamenti zootecnici. In particolare andrebbero incentivati gli impianti presso allevamenti suinicoli annessi ai caseifici per la produzione di formaggio grana, in quanto il biogas recuperato può essere bruciato direttamente nelle caldaie per la produzione di vapore, realizzando risparmi energetici significativi a fronte di investimenti contenuti. Da promuovere anche l'utilizzo del biogas per cogenerare energia elettrica ed energia termica: l'energia termica viene in parte utilizzata per riscaldare il digestore anaerobico, migliorando le rese in biogas, e l'energia elettrica può essere venduta attraverso i “certificati verdi” ad un prezzo incentivato;
- favorire, visti gli indirizzi e gli incentivi economici della nuova Politica Agricola Comunitaria (PAC), l'avvio a digestione anaerobica delle colture energetiche, in particolare mais e sorgo zuccherino, che possono garantire rese in biogas elevate; è da incentivare anche la co-digestione delle colture energetiche con effluenti zootecnici e scarti organici agroindustriali; la miscela di biomasse così risultante garantisce stabilità al processo anaerobico e ottime rese in biogas;
- potenziare e razionalizzare i digestori anaerobici dei fanghi derivanti dalla depurazione di acque reflue civili (presenti in tutti i grandi impianti di depurazione urbani), favorendo la co-digestione anche di liquami zootecnici e scarti organici agroindustriali;
- attivare, viste le sollecitazioni che vengono dalla necessità di gestire crescenti quantità di frazioni organiche derivanti dalla raccolta differenziata dei rifiuti urbani, progetti di co-digestione anaerobica di queste biomasse assieme ai liquami zootecnici e ai fanghi di depurazione;
- avviare, visto il crescente problema della collocazione degli scarti di macellazione e gli indirizzi contenuti nel Regolamento Comunitario recante norme sanitarie relative ai sottoprodotti di origine animale non destinati al consumo umano (Regolamento CE n. 1774/2002), la co-digestione di liquami zootecnici, scarti di macellazione adeguatamente pretrattati ed altre biomasse;
- favorire l'integrazione dei processi anaerobici ed aerobici nel trattamento delle biomasse e dei rifiuti organici sia nella costruzione di nuovi impianti che nel potenziamento di impianti già esistenti, quali, ad esempio, gli oltre 100 impianti di compostaggio di media e grossa taglia già operanti in pianura padana nelle vicinanze dei siti di produzione di scarti organici agroindustriali e di effluenti zootecnici;
- favorire l'utilizzo del biogas, dopo purificazione a metano al 95% (l'anidride carbonica recuperata è a sua volta un gas tecnico richiesto dal mercato), per autotrazione e immissione nella rete di distribuzione del metano; ciò dovrebbe essere incentivato in particolare nelle regioni padane dove la rete dei metanodotti è capillarmente diffusa ed è già esteso l'uso del metano per autotrazione.