



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DELLA TUSCIA DI VITERBO

DIPARTIMENTO DI GEOLOGIA E INGEGNERIA MECCANICA, IDRAULICA E
NATURALISTICA PER IL TERRITORIO

CORSO DI DOTTORATO DI RICERCA
in
MECCANICA AGRARIA XXI CICLO

ANALISI E PIANO ENERGETICO DI UNA AZIENDA AGRICOLA PER
LA FATTIBILITÀ DI UN IMPIANTO DI DIGESTIONE ANAEROBICA

(settore scientifico-disciplinare AGR/09)

Coordinatore: Prof. Ing. Danilo Monarca

Firma

Tutor: Prof. Massimo Cecchini

Firma

Dottorando: Massimo Santi

Firma

Estratto.

Con l'entrata in vigore del protocollo di Kyoto sono divenuti necessari la ricerca e l'impiego di fonti energetiche rinnovabili che riducano la dipendenza dai combustibili fossili, riducendo così le emissioni di gas serra in atmosfera, le biomasse rappresentano una possibilità concreta e attuale in tal senso. In questo studio è stato considerato il caso di una azienda agricolo-zootecnica nel Viterbese. In particolare la trasformazione, tramite digestione anaerobica, di reflui zootecnici e coltivazioni erbacee in biogas e la valorizzazione di tale biogas attraverso la cogenerazione.

In primo luogo viene presentata la situazione energetica relativa alle fonti rinnovabili, lo scenario mondiale, europeo e italiano e le politiche di sostegno. Si è proceduto poi allo studio della digestione anaerobica, esaminando gli aspetti relativi ai sistemi di trattamento dei diversi tipi di biomasse.

Infine è stato effettuato lo studio di fattibilità e la progettazione di massima di un impianto della potenza elettrica di 160 kW. Si rileva che tali impianti sono ormai tecnologicamente competitivi e potrebbero rappresentare una fonte di reddito addizionale per le aziende agricole.

Parole chiave: *energie rinnovabili, biomassa, digestione anaerobica, biogas, cogenerazione.*

Abstract.

After Kyoto protocol, reserce and utilization of energetic renewable sources have became necessary to reduce the dependence of fossil fuels and the emissions of gas carbon. For this reason biomass represents a concrete and actual opportunity. In this study there is a case of zootechny farm near Viterbo. In particular the transformation, through anaerobic digestion, of reflui zootecnici and herbaceous cultivations in biogas and the valorization of such biogas through the co-generation. Before it's showed the energetic situation of renewable sources, in the World, Europe and Italy and the enviromental politics. Than the study of the anaerobic digestion, with particular interest for the zootechnic effluents treatment sistems.

At last it has been carried out the study of feasibility and the planning of maximum of a system of the power electrical worker of 160 kW. One finds that such systems are by now technologically competitive and could represent a yield source add them for the agricultural companies.

Key words: *renewable energy, biomass, anaerobic digestion, biogas, cogeneration.*

INDICE

INDICE	3
CAPITOLO I. ENERGIA E FONTI RINNOVABILI.....	5
1.1. Introduzione	5
1.2. Biomasse e tecnologie d'impiego	6
1.2.1. Pirolisi.....	8
1.2.2. Combustione.....	8
1.2.3. Gassificazione.	9
1.2.4. Digestione anaerobica.	9
1.2.5. Fermentazione alcolica.....	10
1.2.6. Digestione aerobica.	10
1.3. Stato dell'arte e prospettive di sviluppo	11
1.3.1. La generazione di energia elettrica in Italia.	13
1.3.2. I certificati verdi.....	15
1.3.3. Novità della Finanziaria 2008.	17
1.3.4. Novità della Finanziaria 2009.	19
1.3.5. Considerazioni.	20
CAPITOLO II. LA DIGESTIONE ANAEROBICA.....	23
2.1. Introduzione	23
2.2. Meccanismo biologico	23
2.3. Parametri caratteristici del processo	24
2.3.1. pH, alcalinità, concentrazione di acidi volatili.....	24
2.3.2. Temperatura.....	25
2.3.3. Rapporto C/N.	25
2.3.4. Sostanze tossiche.....	26
2.3.5. Tempo di ritenzione.....	26
2.3.6. Velocità di carico.	26
2.4. Le risorse.....	27
2.5. Impianti a digestione anaerobica.....	28
2.5.1. Processo continuo.	29
2.5.2. Processo discontinuo.	29
2.5.3. Processo semi-continuo.	30
2.6. Componenti del sistema.	30
2.6.1. Serbatoio di accumulo.	30
2.6.2. Digestore.	30
2.6.3. Serbatoio di raccolta del gas.	31
2.6.4. Impianto di cogenerazione.....	32
2.6.5. Desolfurazione.	33
2.6.6. Strumentazione e accessori.....	33
2.7. Criteri di progettazione di un impianto di digestione anaerobica	34
2.7.1. Dimensionamento.....	35
2.7.2. Fattibilità economica e costi.....	37
2.8. Effetti ambientali.....	39

2.8.1. Effluenti zootecnici.....	40
2.8.2. Letame bovino.	40
2.8.3. Liquame bovino.	40
2.8.4. Compost.	41
2.8.5. La digestione anaerobica nella gestione degli effluenti di allevamento.....	41
CAPITOLO 3.....	44
STUDIO DI FATTIBILITÀ E PROGETTAZIONE DI MASSIMA	44
3.1. Introduzione.	44
3.2. Analisi aziendale, situazione energetica e valutazione della risorsa.....	44
3.2.1. Localizzazione territoriale.....	44
3.2.2. Le strutture.	45
3.2.3. L'allevamento.	46
3.2.4. La gestione delle deiezioni.....	47
3.2.5. Programma delle deiezioni zootecniche.	48
3.2.6. Le produzioni vegetali.	49
3.2.7. Consumi energetici.	49
3.3. Soluzioni progettuali e ottimizzazione.....	49
3.3.1. Lo studio di fattibilità.....	50
3.4. Conclusioni.	57
Bibliografia.	59

CAPITOLO I. ENERGIA E FONTI RINNOVABILI

1.1. Introduzione

Le energie rinnovabili (o anche fonti di energia rinnovabile) sono quelle fonti di energia non “esauribili” nella scala dei tempi “umani” o che riescono a rinnovare rapidamente la loro disponibilità dopo che sono state sfruttate. Sono fonti di energia che possono permettere uno sviluppo sostenibile all’uomo, senza che si danneggi la natura e per un tempo indeterminato.

Alcune di questi tipi di energia (in particolare quella solare) hanno anche il vantaggio di poter essere microgenerate, ossia prodotte in piccoli impianti domestici che possono soddisfare il bisogno energetico di una singola abitazione o piccolo gruppo di abitazioni. Questo permette di risparmiare l’energia che si perde nella fase di distribuzione di energia elettrica, per esempio sugli elettrodotti. [5]

Rientrano in questo campo:

1. Energia solare (termica e fotovoltaica)
2. Energia eolica
3. Energia idroelettrica
 - Energia del moto ondoso
 - Energia mareomotrice
4. Biomasse
 - Biogas
 - Olio (carburante)
 - Biodiesel
5. Energia geotermica

Inoltre non essendoci una definizione univoca dell'insieme delle fonti rinnovabili, esistendo in diversi ambiti numerose opinioni sull'inclusione o meno di una o più fonti nel gruppo delle "rinnovabili", secondo la normativa di riferimento italiana¹ vengono considerate "rinnovabili": *le fonti energetiche non fossili (eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomasse, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas). In particolare, per biomasse si intende: la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonche' la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani.* [13]

¹ (Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità")

Non viene considerata rinnovabile, sebbene “non fossile”, l’energia nucleare, in quanto il suo utilizzo dipende comunque da riserve limitate di materiali che non si rigenerano alla stessa velocità con cui vengono consumate e ancora, al contrario delle altre citate, pongono seri problemi di sicurezza e di smaltimento dei prodotti di scarto. Le fonti energetiche rinnovabili rappresentano l’unica soluzione per evitare di dipendere dai paesi che possiedono le scorte di combustibili fossili e per evitare l’incremento delle emissioni in atmosfera. Nelle proiezioni dell’International Energy Agency (IEA) le fonti rinnovabili possono arrivare a soddisfare il 20% della domanda d’elettricità mondiale al 2020, e il 50% di energia primaria nel 2050. Perché ciò accada è necessario garantire i fondi per la ricerca, l’innovazione tecnologica e la sua applicazione commerciale.

I vantaggi dell’utilizzo delle rinnovabili sono numerosi e indiscutibili, a ridotto impatto ambientale, prodotte sul territorio nazionale, utili alla produzione distribuita. Tante piccole centrali di energia rinnovabile per ridurre le emissioni e le dispersioni sulla rete di distribuzione. [21]

Nell’ambito della produzione di energia elettrica le fonti rinnovabili vengono infine classificate in “fonti programmabili” e “fonti non programmabili”, a seconda che possano essere programmate in base alla richiesta di energia. Secondo la definizione del Gestore Servizi Elettrici (GSE, anche conosciuto come GRTN), nel primo gruppo rientrano *“impianti idroelettrici a serbatoio e bacino, rifiuti solidi urbani, biomasse, impianti assimilati che utilizzano combustibili fossili, combustibili di processo o residui”*, mentre nel secondo gruppo (non programmabili) si trovano *“impianti di produzione idroelettrici fluenti, eolici, geotermici, fotovoltaici, biogas”*

1.2. Biomasse e tecnologie d’impiego

Le biomasse includono un insieme di materiali d’origine vegetale, scarti da agricoltura, allevamento o industria del legno riutilizzati in apposite centrali termiche per produrre energia elettrica.

Tra le principali materie prime energetiche da biomasse troviamo:

1. Legname da ardere
2. Residui agricoli e forestali
3. Scarti dell’industria agroalimentare
4. Reflui degli allevamenti
5. Rifiuti urbani
6. Specie vegetali dedicate per lo scopo.

La brevità del periodo di ripristino fa sì che le biomasse rientrino tra le fonti energetiche rinnovabili, in quanto il tempo di sfruttamento della sostanza è paragonabile a quello di rigenerazione. Poiché nel concetto di rinnovabilità di una fonte energetica è insita anche la

sostenibilità ambientale, sarà necessario che le biomasse, con particolare riferimento a quelle di origine forestale, provengano da pratiche aventi impatto ambientale trascurabile o nullo (es. le operazioni di manutenzione boschiva). Non sono invece considerati biomasse alcuni materiali, pur appartenenti alla chimica organica (come le materie plastiche e i materiali fossili), perchè non rientrano nel concetto con cui si intendono i materiali organici qui presi in considerazione. Quando si bruciano le biomasse (ad esempio la legna), estraendone l'energia immagazzinata nei componenti chimici, l'ossigeno presente nell'atmosfera si combina con il carbonio delle piante e produce, tra l'altro, anidride carbonica, uno dei principali gas responsabile dell'effetto serra. Tuttavia, la stessa quantità di anidride carbonica viene assorbita dall'atmosfera durante la crescita delle biomasse. Il processo è ciclico. Fino a quando le biomasse bruciate sono rimpiazzate con nuove biomasse, l'immissione netta di anidride carbonica nell'atmosfera è nulla. [12]

La Biomassa utilizzabile ai fini energetici consiste in tutti quei materiali organici che possono essere utilizzati direttamente come combustibili ovvero trasformati in combustibili solidi, liquidi o gassosi. Sono quindi biomasse, oltre alle essenze coltivate espressamente per scopi energetici, tutti i prodotti delle coltivazioni agricole e della forestazione, compresi i residui delle lavorazioni agricole e della silvicoltura, gli scarti dei prodotti agro-alimentari destinati all'alimentazione umana o alla zootecnia, i residui, non trattati chimicamente, dell'industria della lavorazione del legno e della carta, tutti i prodotti organici derivanti dall'attività biologica degli animali e dell'uomo, come quelli contenuti nei rifiuti urbani (la "frazione organica" dei Rifiuti).

L'utilizzo delle biomasse presenta una grande variabilità in funzione dei tipi dei materiali disponibili e, nel tempo, sono state sviluppate molte tecnologie di conversione energetica, delle quali alcune possono considerarsi giunte ad un livello di sviluppo tale da consentirne l'utilizzazione su scala industriale, altre, invece, più recenti e molto complesse, necessitano di ulteriore sperimentazione al fine di aumentare i rendimenti e ridurre i costi di conversione energetica. I processi utilizzati attualmente sono riconducibili a due categorie: *processi termochimici* e *processi biochimici*, all'interno dei quali si suddividono le tecnologie attualmente disponibili, tra le quali – ad eccezione della combustione diretta – tutte le altre rappresentano pretrattamenti, mirati ad aumentare la resa termica, a sfruttare sino in fondo il materiale disponibile, a migliorarne la praticità di trasporto ed impiego e le caratteristiche di stoccaggio oppure a ridurre residui dopo l'utilizzazione.

1.2.1. Pirolisi.

È un processo di degradazione termochimica di materiali organici, attraverso l'azione del calore, a temperature elevate (tra 400 e 800°C), in completa assenza degli agenti ossidanti (aria o ossigeno) o con una ridottissima quantità di ossigeno (in questo caso il processo può essere descritto come una parziale gassificazione). Dalla pirolisi si ottengono prodotti gassosi, liquidi e solidi, in proporzioni che dipendono dai metodi utilizzati (pirolisi veloce, lenta, o convenzionale) e dai parametri di reazione. La produzione di energia basata su questa tecnica presenta ancora alcuni problemi connessi alla qualità dei prodotti così ottenuti, che non ha ancora raggiunto un livello sufficientemente adeguato rispetto alle applicazioni (con turbine a gas o con motori diesel). Attualmente, le prospettive migliori sono per impianti di grandi dimensioni che utilizzano olio da pirolisi, e per impianti di piccola taglia che usano i prodotti pirolitici con motori a ciclo diesel.

1.2.2. Combustione.

È il più semplice dei processi termochimici e consiste nell'ossidazione completa del combustibile ad H_2O e CO_2 ; è attuata, in generale, in apparecchiature (caldaie) in cui avviene anche lo scambio di calore tra i gas di combustione ed i fluidi di processo (acqua, olio diatermico, etc.). La combustione di prodotti e residui agricoli si attua con buoni rendimenti, se si utilizzano come combustibili sostanze ricche di glucidi strutturati (cellulosa e lignina) e con contenuti di acqua inferiori al 30%. I prodotti utilizzabili a tale scopo sono i seguenti:

- legname in tutte le sue forme (cippato e pellet);
- paglie di cereali;
- residui di raccolta di legumi secchi;
- residui di piante oleaginose (ricino, catramo, etc.);
- residui di piante da fibra tessile (cotone, canapa, etc.);
- residui legnosi di potatura di piante da frutto e di piante forestali;
- residui dell'industria agro-alimentare. [24]

Le Short Rotation Forestry SRF sono coltivazioni legnose a turno di taglio breve (2-5 anni), caratterizzate da crescita molto rapida ed una notevole produzione di biomassa, tanto maggiore quanto più i cicli di crescita sono rapidi e l'impianto denso.

Le specie ritenute più adatte per le coltivazioni di SRF in Italia ed attualmente allo studio sono pioppo, salice, robinia ed eucalipto.

Altre specie vegetali (non arboree come le SRF, ma erbacee) che ben si prestano alla produzione di energia sono il miscanthus, la ginestra e la canna comune.

La scelta delle piante utilizzate è di fondamentale importanza anche per la conversione di energia; a seconda della specie, dell'età e della zona di provenienza cambiano infatti alcuni fattori, quali densità, presenza di resine ed antiossidanti, umidità, spessore della corteccia, potere calorifico, determinanti per il buon esito della combustione.

Queste coltivazioni, in sostituzione di colture intensive, hanno un impatto positivo sulla qualità del territorio, in quanto necessitano di un minor uso di fertilizzanti e pesticidi; inoltre non richiedono un massiccio utilizzo di macchinari agricoli.

I benefici ottenibili inserendo coltivazioni di SRF all'interno del territorio aumentano notevolmente nel caso in cui queste piantagioni non abbiano come unico fine la produzione di energia.

1.2.3. Gassificazione.

La gassificazione consiste nell'ossidazione incompleta di biomasse solide o liquide in un ambiente ad elevata temperatura ($800\div 1000^{\circ}\text{C}$) per la produzione di un gas combustibile (detto gas di gasogeno, gas di sintesi o syngas, composto da H_2 , CO , C_xH_y , N_2 , CO_2 , in proporzioni variabili secondo il tipo di biomassa e dal tipo di gassificatore usato), con potere calorifico inferiore, variabile tra i 4000 kJ/Nm^3 ed i 14000 kJ/Nm^3 . Gli elementi carburenti normalmente utilizzati sono l'aria, l'ossigeno o il vapore. Quando si utilizza il vapore si parla anche di reforming, tale processo permette di ricavare dalla biomassa meno CO e più H_2 . Il gas di gasogeno contiene molte impurità (char) tra cui polveri, catrami e metalli pesanti, pertanto, prima di essere utilizzato per la combustione, in vari casi dovrà essere raffreddato e purificato. Gli impianti, sono classificati per tipologia impiantistica e possono essere suddivisi in due categorie:

- *gassificatori a letto fisso* : downdraft (o equicorrente), updraft (o controcorrente), crossdraft;
- *gassificatori a letto fluido* : bollente, circolante, trascinato, doppio letto.

1.2.4. Digestione anaerobica.

È il processo di fermentazione (conversione biochimica) della materia organica ad opera di micro-organismi in assenza di ossigeno; consiste nella demolizione delle sostanze organiche complesse contenute nei vegetali e nei sottoprodotti di origine animale (lipidi, protidi, glucidi), che dà origine ad un gas (biogas) costituito per il 50-70% da metano e per la restante parte soprattutto da CO_2 , con un potere calorifico medio dell'ordine di 23.000 kJ/Nm^3 . Questo processo di fermentazione della sostanza organica ne conserva integri i principali elementi nutritivi presenti (azoto, fosforo, potassio), agevolando la mineralizzazione dell'azoto organico, in modo che

l'effluente ne risulti un ottimo fertilizzante. Il biogas prodotto viene raccolto, essiccato, compresso ed immagazzinato per utilizzarlo come combustibile per caldaie a gas nella produzione del calore o per motori a combustione interna (si utilizzano motori di tipo navale a basso numero di giri) per produrre energia elettrica. Gli impianti a digestione anaerobica possono essere alimentati anche con residui ad alto contenuto di umidità, quali le deiezioni animali, i reflui civili, i rifiuti alimentari e la frazione organica dei rifiuti solidi urbani e questo potrebbe rappresentare un'interessante opportunità negli impianti di raccolta dei rifiuti urbani. Però, la raccolta del biogas sviluppato nelle discariche, anche se attrezzate allo scopo, non supera il 40% circa del gas generato e quasi il 60% è disperso in atmosfera, esito non auspicabile perché la gran quantità di metano presente nel biogas ha conseguenze negative sull'effetto serra. Pertanto questo processo andrebbe svolto essenzialmente in appositi impianti chiusi (digestori), dove quasi tutto il gas prodotto viene raccolto ed usato come combustibile.

1.2.5. Fermentazione alcolica.

È un processo di tipo micro-aerofilo che opera la trasformazione dei glucidi contenuti nelle produzioni vegetali in etanolo. L'etanolo risulta un prodotto utilizzabile anche nei motori a combustione interna normalmente di tipo "dual fuel", come riconosciuto fin dall'inizio della storia automobilistica. Se, però, l'iniziale ampia disponibilità ed il basso costo degli idrocarburi avevano impedito di affermare in modo molto rapido l'uso di essi come combustibili, dopo lo shock petrolifero del 1973 sono stati studiati numerosi altri prodotti per sostituire il carburante delle automobili (benzina e gasolio); oggi, tra questi prodotti alternativi, quello che mostra il miglior compromesso tra prezzo, disponibilità e prestazioni è proprio l'etanolo, o più probabilmente il suo derivato ETBE (EtilTertioButilEtere), ottenuto combinando un idrocarburo petrolifero (l'isobutene) e l'etanolo.

1.2.6. Digestione aerobica.

Consiste nella metabolizzazione ad opera di batteri delle sostanze organiche, in ambiente condizionato dalla presenza di ossigeno. Questi micro-organismi convertono sostanze complesse in altre più semplici, liberando CO₂ e H₂O e producendo un elevato riscaldamento del substrato, proporzionale alla loro attività metabolica. Il calore prodotto può essere così trasferito all'esterno, mediante scambiatori a fluido. In Europa viene utilizzato il processo di digestione aerobica termofila autoriscaldata (Autoheated Thermophilic Aerobic Digestion) per il trattamento delle acque di scarico. Più recentemente tale tecnologia si è diffusa anche in Canada e Stati Uniti. [8]

1.3. Stato dell'arte e prospettive di sviluppo

Il dibattito sul tema dell'energia è ormai un tema mondiale, il cui centro è il passaggio dall'era del petrolio a fonti d'energia a minore impatto ambientale ed incertezza d'approvvigionamento. Lo scenario planetario, da diversi punti di vista, compresi quelli di grandi compagnie petrolifere, indica come prossimo l'inizio di una fase di "picco" per la disponibilità di riserve mondiali di petrolio e gas, che segnala un periodo d'offerta più scarsa e d'incertezze politiche ed economiche.

Il crescente peggioramento della qualità dell'ambiente, legato all'utilizzo dei combustibili fossili e la necessità di garantire una maggiore sicurezza all'approvvigionamento energetico implicano che, nell'ottica di uno sviluppo equilibrato e sostenibile, un ruolo di primaria importanza sia attribuito allo sfruttamento di fonti di energia pulita, sicura e rinnovabile.

Secondo lo "scenario di riferimento" dell'Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA), il consumo mondiale di energia primaria aumenta di circa l'1,7% all'anno nelle prossime tre decadi tra il 2000 e il 2030 a causa della crescita economica e demografica. Sempre secondo questo scenario (di riferimento) il sistema energetico mondiale continuerà ad essere dominato dai combustibili fossili (carbone, lignite, petrolio e gas naturale). Nel 2030 si prevede che essi costituiranno quasi il 90% della domanda totale di energia. Il petrolio rimane la fonte principale di energia (34%) seguita dal carbone (28%) e dal gas naturale (25%). Nel 2030 il nucleare rappresenterà il 5% del portafoglio energetico globale, a fronte di un valore del 7% del 2000. Si prevede che l'energia da fonti rinnovabili soddisfi l'8% del fabbisogno mondiale di energia nel 2030. Questa quota è inferiore a quella del 13% osservata nel 2000 ed è essenzialmente dovuta al continuo declino del consumo di biomassa tradizionale in Asia ed Africa ed all'aumento dell'urbanizzazione, alla deforestazione ed al passaggio a forme di energia moderna nelle aree rurali. [14]

Il 60% dell'incremento della domanda di energia nel mondo fra il 2000 e il 2030 verrà dai paesi in via di sviluppo, specialmente dall'Asia. La Cina contribuirà, per un quinto alla domanda mondiale di energia e per la metà nell'utilizzo del carbone, nelle prossime 3 decadi. [7]

L'Unione Europea importa il 50% del proprio fabbisogno energetico e più del 75% del petrolio grezzo. Le previsioni future indicano una domanda in crescita ad un tasso dell'1,9% annuo, alla quale si potrà far fronte, in assenza di soluzioni alternative, solo a costo di ulteriori rischi ambientali. L'utilizzo indiscriminato dei combustibili fossili è tra le principali cause del fenomeno delle piogge acide, che sta provocando la morte di migliaia di ettari di foreste boreali. Inoltre, e non meno gravemente, esso contribuisce in modo sostanziale all'effetto serra, causato dall'aumento della concentrazione di anidride carbonica nell'atmosfera. In uno scenario invariato, la

concentrazione di CO₂ atmosferica potrebbe raggiungere i 560 ppm entro l'anno 2050, portando a sconvolgimenti climatici difficilmente prevedibili, ma non certo positivi.

L'inquinamento dell'aria dovuto a gas di scarico (CO, SO_x, NO_x, benzene, ecc.) degli autoveicoli e degli impianti di riscaldamento ha raggiunto livelli insostenibili per la salute pubblica, soprattutto nelle aree metropolitane, nonostante l'impegno dell'industria petrolifera ad immettere sul mercato combustibili a minore impatto ambientale.

In questo contesto, la Conferenza di Kyoto del 1997 ha rappresentato un momento di svolta, avendo delineato obiettivi mirati alla riduzione dell'impatto ambientale dei sistemi di conversione dell'energia. Tali obiettivi, sebbene non ancora ratificati dalla maggior parte dei Paesi, hanno portato ad un incremento di iniziative in tutto il mondo. L'intendimento comune a tutti i Paesi partecipanti è stato quello di ricorrere ad un massiccio uso delle fonti di energia rinnovabile al fine di contenere l'inquinamento da CO₂. Per l'UE è stato individuato l'obiettivo di ridurre entro il 2010 le emissioni di CO₂ del 15% rispetto ai valori del 1990. Per l'Italia l'obiettivo è di ridurre del 6,5% tali emissioni. [18]

Oggi la politica energetica europea è in grado di esprimere direttive cogenti per tutti (creazione del Mercato Unico dell'Energia), negoziare delle posizioni comuni (impegni assunti a Kyoto e ripartizione tra gli stati). Gli aspetti ambientali delle politiche energetiche dell'UE sono contenuti nel Quinto Programma di azione ambientale redatto nel 1992, in relazione alle strategie energetiche di lungo termine, per assicurare un impatto ambientale della produzione e del consumo di energia in termini sostenibili. La Carta Europea dell'Energia e il Libro Bianco del 1997 ripropongono una crescita economica nel rispetto dell'ambiente mediante una liberalizzazione degli investimenti e degli scambi nel settore energetico. I principali impegni riguardano il miglioramento dell'efficienza energetica, lo sviluppo e l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili, la promozione dell'impiego di combustibili "puliti" e il ricorso a tecnologie per ridurre l'inquinamento.

Negli ultimi anni le politiche energetiche nei Paesi Membri dell'Unione Europea si sono focalizzate su due temi principali:

- Risolvere i problemi ambientali connessi all'uso di fonti energetiche di origine fossile ed in particolare alla riduzione delle emissioni dei gas serra nei termini stabiliti dal Protocollo di Kyoto. In ambito europeo, la Conferenza dei Ministri per l'ambiente di Lussemburgo ha fissato al 6,5% per l'Italia la quota di riduzione al 2008-12 delle emissioni di gas serra rispetto al 1990;
- Accrescere l'efficienza delle industrie energetiche e rendere più competitivi i mercati dell'elettricità e del gas attraverso la definizione di principi e regole comuni, senza danneggiare l'ambiente e sfruttare eccessivamente le riserve.

Si è infatti assistito ad una progressiva eliminazione delle politiche protezionistiche e di sussidio alla produzione del carbone in praticamente tutti i Paesi produttori, all'introduzione della carbon tax ed all'applicazione di sistemi di sussidi per lo sviluppo delle fonti rinnovabili in diversi stati europei. [3]

1.3.1. La generazione di energia elettrica in Italia.

Nel 2006 la quota di energia rinnovabile nel parco di generazione elettrica italiana è pari al 17% a fronte di una quota del 50% coperta dall'uso del gas naturale, del 19% dai combustibili liquidi (in gran parte olio) e del 14% dal carbone. Confrontata con il mix di generazione elettrica di alcuni paesi campione e dell'UE-15, l'Italia presenta una forte dipendenza dal gas, una quota relativamente alta dei derivati del petrolio e una minore o nulla incidenza delle altre fonti convenzionali (carbone e nucleare). La posizione delle rinnovabili, in termini di copertura del mix di generazione, si presenta sostanzialmente in linea con in resto dell'UE. La situazione è tuttavia sfavorevole se si tiene conto: del consistente apporto delle importazioni a copertura del fabbisogno elettrico nazionale e della minore crescita rispetto ad altri paesi europei delle fonti rinnovabili c.d. di nuova generazione (eolico, solare, mini-idro, biomasse e rifiuti rinnovabili). [4]

L'andamento del mercato elettrico degli ultimi anni evidenzia la forte crescita del gas naturale per usi termoelettrici (la cui percentuale è passata dal 26% nel 1998 al 44% del 2006); il leggero aumento dei combustibili solidi convenzionali (dal 12 al 20%); la forte riduzione dei prodotti petroliferi (dal 42% al 26%) e il contenimento dell'energia rinnovabile, la cui percentuale oscilla tra il 19 e il 20% (figura1).

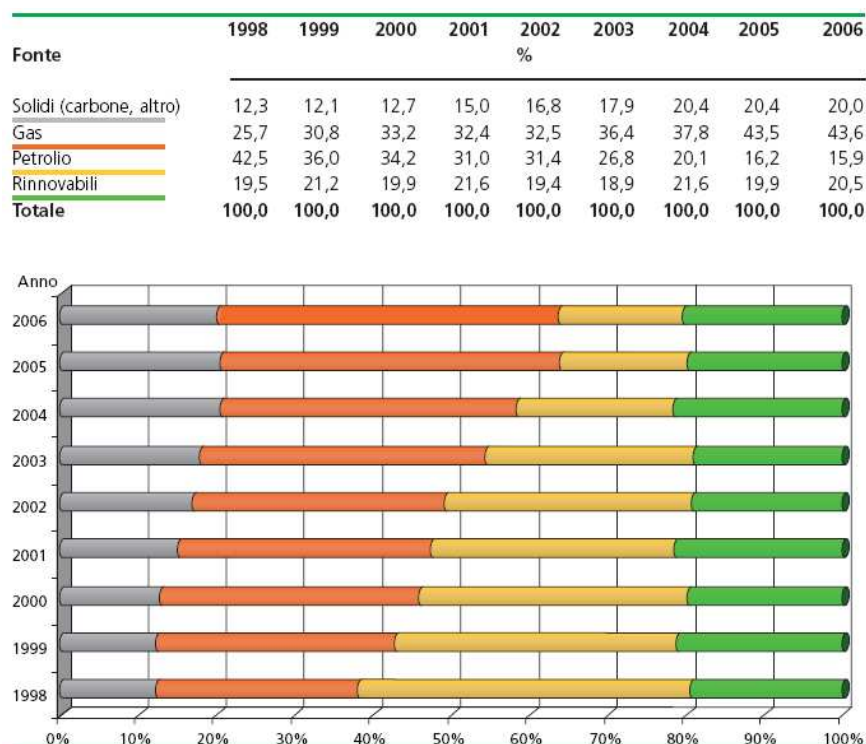


Figura 1. Andamento mix generazione elettrica, anni 1998-2006

Nel 2006 la potenza efficiente lorda complessiva degli impianti alimentati da fonti rinnovabili ammonta a 21.333 MW (sostanzialmente stabile rispetto al 2005 con un aumento di soli 0,443 MW) per una produzione pari nell'anno a 52,3 TWh, cresciuta del 4,7% rispetto al 2005, valore che indica una migliore produttività degli impianti rispetto all'anno precedente.

La distribuzione della capacità installata nelle regioni italiane è indicata nella seguente tabella, in cui vengono evidenziati i dati relativi alla potenza e alla produzione annua da impianti alimentati da fonti rinnovabili. Nelle ultime due colonne sono esposti, infine, i dati relativi alla produzione di energia elettrica complessiva (da impianti rinnovabili e da fonti convenzionali) e al consumo di energia elettrica regionale.

Il parco italiano degli impianti di generazione alimentati da fonti rinnovabili vede, in termini di potenza installata, una netta prevalenza della fonte idrica (82%), a motivo dello sfruttamento storico della risorsa idroelettrica, seguita dalle fonti eolica (circa 9%), geotermica (3,3%), rifiuti (2,5%), biomasse (1,9%), biogas (1,5%) e solare fotovoltaica (0,2%).

La produzione lorda degli impianti di generazione rinnovabile, a fronte dei diversi livelli di produttività, mostra nel 2006 la ripartizione in Fig. 2. Gli impianti geotermoelettrici e gli impianti a combustione (rifiuti, biomasse e biogas) mostrano maggiori rendimenti annui e rappresentano rispettivamente il 10% e il 5,9% della produzione lorda rinnovabile. [15]

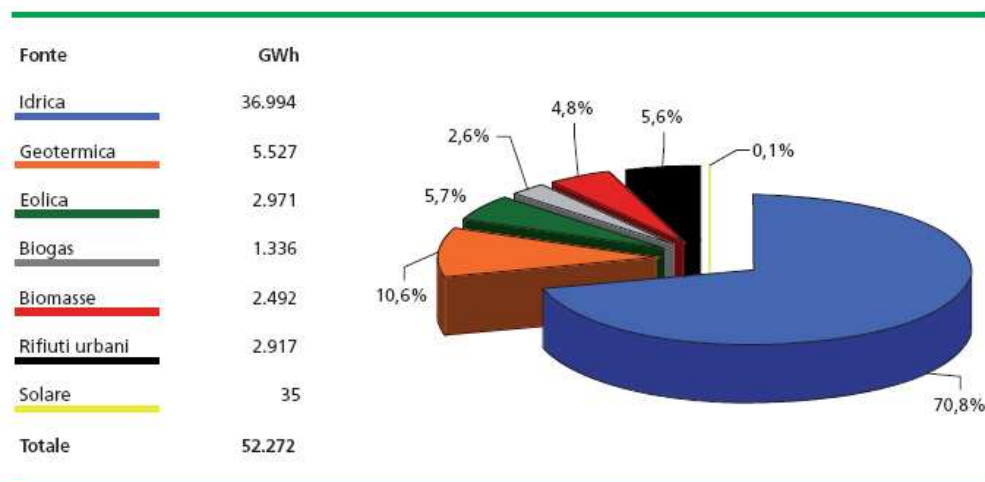


Figura 2. Produzione lorda di energia elettrica rinnovabile in Italia, anno 2006

Al fine di recepire la direttiva 2001/77, il Governo italiano ha varato un Decreto (n. 387 del 29-12-2003) in base al quale sono stabilite norme specifiche atte a incentivare la produzione di elettricità da biomasse, gas residuati dai processi di depurazione e biogas.

Attualmente l'incentivazione per le fonti di energia rinnovabili avviene secondo quattro meccanismi fondamentali:

1. certificati verdi (CV);
2. conto energia per il solare fotovoltaico;
3. contributi comunitari, nazionali e regionali;
4. Renewable Energy Certificate System (RECS) e marchi di qualità, ossia certificazioni volontarie che nel nostro paese sono in fase di avvio. [13]

1.3.2. I certificati verdi.

Un certificato verde (CV) è una forma di incentivazione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Si tratta in pratica di una commodity negoziabile, il cui utilizzo è diffuso in molti stati come ad esempio nei Paesi Bassi, Svezia, UK e alcuni stati USA.

I certificati verdi sono stati introdotti con il decreto legislativo 16 Marzo 1999, n. 79, all'articolo 11. Questa norma introduce l'obbligo, a carico dei grandi produttori e importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili, di immettere nella rete elettrica, dal 2002, una quota minima di elettricità prodotta da impianti alimentati a fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 1 Aprile 1999 (data di entrata in vigore del decreto legislativo 79/99). La quota è calcolata sulla base della produzione e delle importazioni dell'anno precedente, decurtate dell'elettricità prodotta in cogenerazione, degli autoconsumi di centrale, della produzione da impianti di gassificazione che utilizzino anche carbone di origine nazionale, con una "franchigia" di 100 GWh.

La quota è stata inizialmente fissata nel 2%, ed è stata incrementata in ragione dello 0,35 per cento all'anno per il triennio 2004-2006 ed è oggi pari quindi al 3,05%. La regolamentazione dell'obbligo della quota minima è stata effettuata con il decreto ministeriale 11 Novembre 1999, con il quale sono stati introdotti i certificati verdi. Per i soggetti inadempienti sono stabilite sanzioni consistenti nella limitazione dell'accesso al mercato complessivo dell'energia elettrica. L'elettricità prodotta viene immessa in rete ed è remunerata secondo le regole vigenti. Il Gestore della rete elettrica nazionale GSE (Gestore Servizi Elettrici) rilascia al produttore, su richiesta e previo riconoscimento all'impianto della qualifica di "impianto alimentato da fonte rinnovabile", i certificati verdi, che costituiscono lo strumento con il quale i soggetti sottoposti all'obbligo della quota minima devono dimostrare di avervi adempiuto. I certificati verdi sono commerciabili in un mercato parallelo svincolato da quello dell'elettricità, sia nell'ambito della sede di contrattazione costituita presso la società Gestore del mercato, sia mediante contrattazione tra i soggetti detentori degli stessi ed i produttori e importatori soggetti all'obbligo. Si genera quindi una competizione tra operatori e tra le diverse tecnologie, compatibile con le logiche di mercato e che stimola la riduzione dei costi delle tecnologie stesse. [1]

Un'ulteriore chiarificazione sugli impianti che possono rientrare a titolo nella forma incentivante dei certificati verdi è stata fornita dalla Legge Marzano 239/04. Tale norma inserisce nel regime di incentivazione dei CV l'energia prodotta dagli impianti di cogenerazione; in particolare possono usufruire dell'incentivazione gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento limitatamente alla quota di energia termica effettivamente utilizzata per esso. Naturalmente, però, l'effetto diretto dei "certificati verdi" varia a seconda del costo primario dell'energia prodotta ricorrendo alle diverse fonti rinnovabili. Nel caso dell'eolico e delle biomasse, i cui costi non sono molto lontani da quelli tipici della produzione termoelettrica da fonti fossili, l'effetto è stato sensibile e molto significativo, mentre esso è risultato quasi del tutto trascurabile per il fotovoltaico e per l'idroelettrico, in ragione, in questo caso, dell'obiettivo esaurimento in Italia dei siti suscettibili di sfruttamento (economicamente vantaggioso).

Al 2006 con gli impianti certificati come fonti rinnovabili producevano 3.212 GWh di energia idroelettrica (35%), 2.440 GWh eolica (27%), 1.297 GWh con biomasse (14%), 943 GWh geotermica (10%), 745 GWh biogas (8%), 521 GWh con i rifiuti (6%) e 2,7 GWh solare. Il prezzo dei certificati verdi è stato pari a circa 125 €/MWh nel 2006, valore a cui va aggiunto il prezzo di cessione dell'energia elettrica sul mercato (oltre 70 €/MWh), per un totale di circa 200 €/MWh.

Il risultato di questa politica è la creazione di un mercato in cui alcuni possono vendere l'energia con maggiori margini di profitto rispetto ad altri, in modo da incentivare, almeno in teoria, modi di produzione dell'energia che dovrebbero ridurre la quantità di gas-serra (anidride carbonica

ed altri). Lo scopo è di utilizzare i meccanismi del libero mercato per incentivare determinati processi produttivi dell'energia, evitando un intervento diretto dello Stato. [16]

Purtroppo alcune distorsioni si sono manifestate, vanificando in parte lo scopo primario di riduzione dei gas-serra. Infatti a causa della normativa italiana che concedeva questi sussidi anche alle fonti cosiddette *assimilate alle rinnovabili* (definizione tutta italiana e senza riscontri in Europa) parte dei fondi erano andati a fonti tutt'altro che rinnovabili e molto inquinanti quali la combustione di scorie di raffineria, sanse ed all'incenerimento dei rifiuti. Successivamente un secondo decreto Bersani ha corretto questo errore eliminando le "assimilate" e mantenendo unicamente il termine "rinnovabili".

1.3.3. Novità della Finanziaria 2008.

Un intero capitolo della Finanziaria 2008 è riservato al tema “Energia e diversificazione delle fonti”.

Innanzitutto, è stata fatta chiarezza in merito a quali impianti vantino il diritto di accesso agli incentivi riservati alle rinnovabili. Il noto regime del CIP6 - sistema di remunerazione, adottato con delibera del Comitato Interministeriale Prezzi (delibera n.6), che incentivava la produzione di energia elettrica mediante impianti alimentati “da fonti rinnovabili e assimilate” precedentemente esteso anche agli impianti “già autorizzati e non ancora in esercizio” - sarà ristretto ai soli impianti “realizzati e operativi”, nel pieno rispetto della Direttiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo.

La produzione di energia elettrica mediante impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007, e di potenza elettrica superiore a 1 megawatt (MW), è incentivata mediante il rilascio di certificati verdi per un periodo di quindici anni. Viene per esempio introdotto il coefficiente moltiplicatore dei certificati verdi. Il certificato verde è dunque pari al prodotto della produzione di energia elettrica moltiplicato per il coefficiente annesso (vedi. tabella 1). Il pagamento rimane a cadenza annuale ed il valore viene stabilito dal GSE secondo le normali fluttuazioni del mercato. [25]

	Fonte	Coefficienti
1	Eolica	1,00
1-bis	Eolica offshore	1,10
2	Solare **	**
3	Geotermica	0,90
4	Moto ondoso e maremotrice	1,80
5	Idraulica	1,00
6	Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	1,10

7	Biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta*	*
7-bis	Biomasse e biogas di cui al punto 7, alimentanti impianti di cogenerazione ad alto rendimento, con riutilizzo dell'energia termica in ambito agricolo *	*
8	Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	0,80

Tabella 1.

* È fatto salvo quanto disposto dalla legislazione vigente in materia di produzione di energia elettrica mediante impianti alimentati da biomasse e biogas derivanti da prodotti agricoli, di allevamento e forestali, ivi inclusi i sottoprodotti, ottenuti nell'ambito di intese di filiera o contratti quadro ai sensi degli articoli 9 e 10 del decreto legislativo n. 102 del 2005 oppure di filiere corte.

** Per gli impianti da fonte solare si applicano i provvedimenti attuativi dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

Secondo le nuove disposizioni, la produzione di energia elettrica mediante impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili (FER) di potenza elettrica non superiore a 1 MW, immessa nel sistema elettrico, avrà diritto, in alternativa ai certificati verdi, a una tariffa fissa onnicomprensiva di entità variabile a seconda della fonte utilizzata (così come determinato nella tabella 2) per un periodo di quindici anni.

	Fonte	Entità della tariffa (euro cent/kWh)
1	Eolica	22
2	Solare **	**
3	Geotermica	20
4	Moto ondoso e maremotrice	34
5	Idraulica diversa da quella del punto precedente	22
6	Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	22
7	Biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta *	*
8	Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	18

Tabella 2

* È fatto salvo quanto disposto dalla legislazione vigente in materia di produzione di energia elettrica mediante impianti alimentati da biomasse e biogas derivanti da prodotti agricoli, di allevamento e forestali, ivi inclusi i sottoprodotti, ottenuti nell'ambito di intese di filiera o contratti quadro ai sensi degli articoli 9 e 10 del decreto legislativo n. 102 del 2005 oppure di filiere corte.

** Per gli impianti da fonte solare si applicano i provvedimenti attuativi dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

La durata dei certificati verdi è stata aumentata ancora, passando da 12 a 15 anni. Inoltre, è stata ampliata da 20 a 200 kW_e la potenza massima consentita per effettuare lo scambio sul posto. Lo scambio sul posto, in alternativa all'immissione diretta in rete, consiste in uno scambio tra il

produttore di energia da fonti rinnovabili che la cede in rete e il GSE il quale fornisce l'energia elettrica all'utente per i propri fabbisogni. L'energia prodotta da impianto alimentato fonti rinnovabili viene totalmente ceduta e remunerata esclusivamente attraverso i CV. Trattandosi di un saldo si possono avere due situazioni distinte: se il saldo è positivo, viene riportato a credito per la compensazione, in energia, nell'anno successivo e non dà luogo a remunerazione. Se detta compensazione non viene effettuata entro l'anno successivo a quello in cui viene maturato il credito, il credito residuo viene annullato. Se il saldo è negativo, e il richiedente è un cliente vincolato, il gestore di rete applica al solo saldo il trattamento e i corrispettivi previsti dal contratto di fornitura in essere. Quindi con tariffe pari alla somma dell'energia elettrica autoprodotta dall'impianto e immessa in rete e il saldo prelevato dalla rete per integrare i fabbisogni del cliente. Se il richiedente è un cliente finale del mercato libero, il trattamento e i corrispettivi previsti dai contratti di compravendita, distribuzione e dispacciamento in prelievo vengono applicati al solo saldo dalle rispettive controparti contrattuali del mercato libero.

È stata poi aumentata la quota percentuale di incremento annuo da 0,35 a 0,75% dell'energia prodotta da fonti rinnovabili in ambito nazionale. [22]

1.3.4. Novità della Finanziaria 2009.

La finanziaria 2009 ha dato vita a nuove facilitazioni a sostegno della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili con impianti di piccola taglia (fino a 1 MW di potenza). L'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) ha infatti introdotto un nuovo regime semplificato per l'energia elettrica prodotta ed immessa in rete che prevede un unico prezzo fisso incentivante, la cosiddetta tariffa fissa onnicomprensiva ed un interlocutore unico con il quale stipulare le convenzioni. La tariffa fissa onnicomprensiva, che comprenderà sia le componenti remunerative di mercato che quelle di incentivazione vere e proprie, sarà infatti garantita da un unico soggetto nazionale, il GSE (Gestore dei Servizi Elettrici), e non più dai diversi distributori territoriali, in maniera frammentata. I produttori, potranno concludere con il GSE una convenzione di ritiro dell'energia elettrica immessa secondo procedure uniche per tutto il sistema elettrico nazionale, basate su specifiche tecniche verificate dall'Autorità. La tariffa fissa onnicomprensiva non si applica al fotovoltaico che usufruisce già da tempo di altri sistemi di incentivazione. L'Autorità, inoltre, ha esteso la possibilità di aderire al meccanismo di scambio sul posto² agli impianti di potenza fino a 200 kW entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007 ai quali si applicheranno le regole già in vigore dal 1° gennaio

² Il servizio di scambio sul posto consiste nel realizzare una particolare forma di autoconsumo in sito consentendo che l'energia elettrica prodotta e immessa in rete possa essere prelevata e consumata in un momento differente da quello in cui avviene la produzione, utilizzando quindi il sistema elettrico quale strumento per l'immagazzinamento virtuale dell'energia elettrica prodotta, ma non contestualmente autoconsumata.

2009 per gli impianti da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW. Si completa così il quadro normativo previsto dalla Legge 222/07 (cosiddetto "collegato alla Finanziaria 2008", ndr) e dalla Legge 244/07 (Finanziaria 2008, ndr) e attuato dal DM 18 dicembre 2008. Considerando che il sistema di incentivazioni determina anche un onere sostenuto dai clienti finali, l'Autorità ha vigilato e continuerà a vigilare a garanzia degli utenti del sistema elettrico circa il corretto ammontare di tale onere e il corretto accesso dei produttori al sistema di incentivazione, pure attraverso un programma di capillari verifiche sugli impianti. Le novità sopra sintetizzate fanno parte della Delibera ARG/elt 1/09, adottata prontamente a seguito del citato decreto interministeriale; esse costituiscono un ulteriore passo verso la piena integrazione nel mercato elettrico della produzione di energia elettrica incentivata; un obiettivo, quest'ultimo, che l'Autorità persegue da tempo attraverso una serie di provvedimenti. Tra questi si ricordano:

- le nuove regole per la connessione alla rete degli impianti di produzione (Testo integrato della connessioni attive - Delibera ARG/elt 99/08), attive dal 1° gennaio 2009;
- il regolamento per la risoluzione di controversie tra produttori da fonti rinnovabili e gestori di rete nell'ambito della connessioni alle reti elettriche (Delibera ARG/elt 123/08);
- le regole per il ritiro dedicato dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (Delibera 280/07), attive dall'1 gennaio 2008;
- le nuove regole per la gestione dello scambio sul posto (Delibera ARG/elt 74/08), attive dall'1 gennaio 2009;
- le nuove regole per il trattamento delle immissioni di energia elettrica (Delibera ARG/elt 178/08);
- la costituzione di un'anagrafica unica degli impianti di produzione di energia elettrica e la razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore della produzione di energia elettrica (Delibera ARG/elt 205/08).

1.3.5. Considerazioni.

Dal quadro normativo analizzato si evince la complessità legislativa per quanto concerne gli impianti a biomasse, e in particolare quelli a biogas. Infatti, la differente origine delle biomassa introdotta in un impianto ne influenza pesantemente l'ambito legislativo di riferimento. Da questo punto di vista infatti il D.lgs. 152/06 definisce il biogas come combustibile soggetto alle disposizioni dello stesso decreto solo qualora provenga *“dalla fermentazione anaerobica metanogenica di sostanze organiche non costituite da rifiuti. In particolare non deve essere*

prodotto da discariche, fanghi, liquami e altri rifiuti a matrice organica. Il biogas derivante dai rifiuti può essere utilizzato con le modalità e alle condizioni previste dalla normativa sui rifiuti.”

Da qui nasce il problema che tutta una branca di prodotti che pur essendo tecnicamente ottimi per la conversione in biogas non possono essere impiegati, in quanto rifiuti, in impianti rientranti nel contesto agricolo definito dal Testo Unico Ambientale.

Il secondo aspetto rilevante è quello relativo al digestato che può essere considerato il principale problema del settore. Non essendo disponibile una definizione ufficiale di digestato è difficile riuscire a definirne delle caratteristiche univoche tali da consentirne la gestione senza dare adito a dubbi. In particolare il fatto che un impianto di digestione anaerobica possa essere alimentato sia con biomasse vergini che con altri prodotti catalogabili come rifiuto rende molto “soggettiva” la definizione merceologica del principale rifiuto prodotto dall’impianto, ossia il digestato stesso. Quest’ultimo infatti può essere catalogato, e quindi gestito di conseguenza, come refluo zootecnico o come rifiuto vero e proprio.

In particolare il DM 7/4/06, recependo la normativa europea in materia di gestione dei reflui zootecnici soprattutto alla luce dell’inquinamento da nitrati, introduce una serie di disposizioni molto precise riguardanti la fase finale della filiera produttiva del biogas. In particolare il DM citato afferma che:

- *Gli effluenti zootecnici prodotti in azienda possono essere avviati a digestione anaerobica e i fanghi risultanti (digestato) possono essere utilizzati sul suolo agricolo secondo i normali piani di utilizzazione agronomica (PUA).*
- *I residui colturali e le colture energetiche prodotte in azienda possono essere avviate alla digestione anaerobica e il digestato può essere utilizzato sul suolo agricolo secondo i normali piani di utilizzazione agronomica (PUA).*

Di conseguenza la miscela dei due prodotti elencati è possibile purché venga seguita la medesima procedura di spandimento tenendo conto del tenore in azoto.

Ulteriori considerazioni possibili sono che: la miscelazione di reflui zootecnici con colture energetiche prodotte sia dentro che fuori l’azienda, in questo secondo caso purché accompagnate dai previsti documenti necessari per il trasferimento di merci e prodotti (per esempio, la bolla di accompagnamento), sono ammissibili e il digestato ottenuto rientra nell’ambito del decreto citato.

In tutti gli altri casi invece si rientra nella legislazione dei rifiuti quindi è necessario, pur facendo sempre riferimento al testo unico ambientale (D.lgs. n. 152/06), cambiare “registro” e considerare l’impianto come destinato al recupero di rifiuti. In questo caso anche lo spandimento al suolo è possibile purché risponda alle disposizioni relative. Tra queste è necessario compilare il modello unico di dichiarazione ambientale (MUD) che accompagna ogni tipologia di rifiuto.

Altre considerazioni tratte dalla legislazione in materia sono che gli impianti di biogas possono essere realizzati in un contesto rurale come stabilito dal D.lgs. 387/03 art. 12, comma 7. Però mentre il D.lgs. n. 152/06 stabilisce che gli impianti di biogas, se quest'ultimo risponde alla definizione di cui alla Parte V, allegato X, sezione 6, aventi potenza termica nominale inferiore a 3 MW sono considerati ad inquinamento poco significativo quindi non necessitano di autorizzazione, ma è sufficiente una comunicazione di inizio attività da inviarsi alla competente autorità che generalmente coincide con la Provincia, dall'altro lato il D.lgs. n. 387/03 stabilisce (art. 12, comma 8) che tali impianti sono da considerarsi ad inquinamento poco significativo “sempre che ubicati all'interno di impianti di smaltimento rifiuti” escludendo di fatto tutti gli impianti realizzati in un contesto agricolo.

Tutto questo introduce una nota di incertezza che crea sicuramente problemi interpretativi al momento della istruttoria delle pratiche autorizzative. In linea di principio sembrerebbe preferibile riferirsi alle disposizioni del D.lgs. n. 387/03 che introducono, tra l'altro, la domanda di autorizzazione unica rilasciata a livello regionale o da altri soggetti istituzionali delegati.

CAPITOLO II. LA DIGESTIONE ANAEROBICA

2.1. Introduzione

La digestione anaerobica è un processo biologico che permette la produzione di un gas a partire da biomassa di vario genere. Tale gas, detto biogas, è costituito maggiormente per il 50-70% da metano e per il 30-40% da anidride carbonica, con un potere calorifico medio dell'ordine di 23.000 kJ/Nm³ (tab.3).

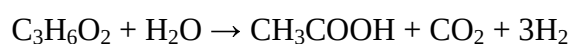
COMPONENTI	% Vol	SIMBOLO
Metano CH ₄	50-70	CH ₄
Anidride carbonica CO ₂	30-40	CO ₂
Azoto N ₂	<1	N ₂
Idrogeno H ₂	<1	H ₂
Ammoniaca NH ₃	<1	NH ₃
Vapore acqueo H ₂ O	0,3	H ₂ O
Idrossido di zolfo H ₂ S	tracce	H ₂ S

Tabella 3. Composizione del biogas.

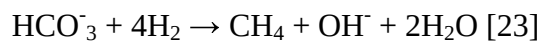
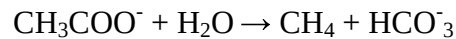
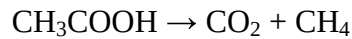
2.2. Meccanismo biologico

La digestione anaerobica fa riferimento a varie reazioni e interazioni che avvengono fra i metano batteri e il substrato immesso nel digestore. Questo processo biochimico coinvolge diverse trasformazioni. Il risultato finale è raggiunto attraverso i seguenti tre stadi :

- I stadio: *IDROLISI*. Il materiale di scarto introdotto nel digestore è costituito principalmente da carboidrati, lipidi, proteine e sostanza inorganica. I polimeri (insieme di più molecole) vengono idrolizzati, passando così allo stato di monomeri grazie all'azione di enzimi litici rilasciati dai batteri presenti nel substrato. Per esempio la cellulosa dallo stato di polimero passa allo stato di dimero e poi monomero (glucosio).
- II stadio: *ACIDIFICAZIONE*. I monomeri, come il glucosio, prodotti nel primo stadio vengono fermentati in condizioni anaerobiche. Ulteriori enzimi prodotti rompono le molecole di sei atomi di carbonio in molecole più semplici (acidi). I principali acidi prodotti in questo processo sono : acido acetico, acido propionico , butirrico e etanolo. La reazione di produzione di acido acetico è la seguente:



- III stadio: *METANIZZAZIONE*. Gli acidi prodotti nel precedente stadio sono attaccati dai metano batteri con produzione di metano ed anidride carbonica. Riportiamo le reazioni di metanizzazione dell'acido acetico:



È preferibile che il II e il III stadio della digestione avvengano in due reattori differenti a causa della differenza di pH. Infatti la prima reazione può portare il pH verso valori acidi che ostacolerebbero la seconda reazione favorita da pH prossimi alla neutralità. [8]-[2]

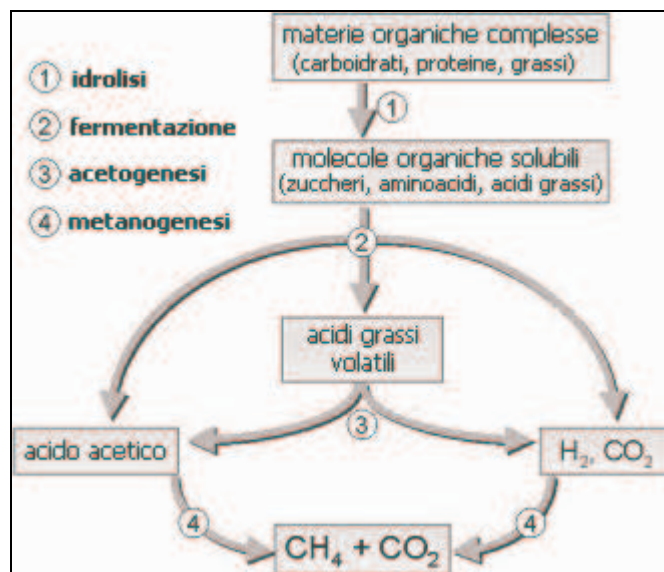


Figura 3. Schema generale del processo di digestione anaerobica

2.3. Parametri caratteristici del processo

I principali parametri che influenzano la produzione di biogas sono i seguenti:

2.3.1. pH, alcalinità, concentrazione di acidi volatili.

Quando la materia organica viene digerita, il progredire del processo di digestione può essere seguito tramite le variazioni dell'acidità delle sostanze in concentrazione.

Inizialmente i batteri che producono acidi decompongono la materia organica, generando acidi grassi volatili; di conseguenza l'acidità globale delle sostanze digerite aumenterà ed il pH diminuirà. Dopo circa due settimane i metano-batteri cominceranno a far sentire la loro presenza ed il pH comincerà ad aumentare, mentre gli acidi vengono trasformati in metano. Un altro fattore che incrementa il valore del pH è il contenuto di ammonio (radicale NH_4), prodotto dalla degradazione delle proteine.

L'ammoniaca disciolta nell'acqua forma un alcalo (NH_4OH) che tende a neutralizzare l'acido; quando, però, il pH supera il valore neutro, l'ammoniaca diviene tossica per le sostanze produttrici di gas metano.

Un terzo fattore che tende a prevenire le variazioni eccessive del pH durante il processo digestivo è l'alcalinità dovuta al bicarbonato. La concentrazione di bicarbonato (HCO_3) è direttamente proporzionale al contenuto di anidride carbonica nel gas. Quindi una maggiore concentrazione di CO_2 impedisce una diminuzione eccessiva del valore del pH, che distruggerebbe le sostanze che producono il gas metano.

Il valore ottimale del pH è compreso tra 7 e 8, cioè leggermente alcalino.

2.3.2. Temperatura.

Nel processo di digestione anaerobica la temperatura riveste un ruolo importante, poiché è grazie a questa che si ottengono condizioni ottimali sia per la produzione di gas metano, sia per la crescita dei "metano batteri".

Il valore ottimale della temperatura di digestione è compreso fra i $30 \div 35$ °C; entro questo intervallo si combinano le migliori condizioni per la crescita dei batteri e per la produzione del gas metano; contemporaneamente si verificano le condizioni per avere il più breve tempo di ritenzione dei prodotti organici nel digestore.

Un innalzamento della temperatura comporta, da una parte, l'aumento della quantità di gas metano prodotto, dovuto alla conversione dell'acetato in gas metano, dall'altra si blocca la produzione di batteri. Ecco perché è necessario rimanere nel campo di temperature sopra indicate.

2.3.3. Rapporto C/N.

Durante il processo gli elementi più importanti per la crescita biologica sono: il carbonio, l'idrogeno, l'azoto ed il fosforo. Tra queste il carbonio e l'azoto sono le due sostanze nutritive di base, richieste per la digestione anaerobica.

Il rapporto in peso C/N del substrato organico, deve essere compreso nell'intervallo $30/1 \div 50/1$. Per contenuti di carbonio troppo elevati l'azoto si consuma completamente ed in tempi brevi,

mentre il carbonio residuo provoca un rallentamento del processo di digestione. Se, invece, è presente troppo azoto il carbonio si esaurisce velocemente e può bloccarsi la fermentazione.

2.3.4. Sostanze tossiche.

La presenza di alcune sostanze, organiche o inorganiche, può stimolare o inibire il processo di digestione. In molti casi la popolazione batterica di un digestore può abituarsi ad operare in presenza di sostanze normalmente considerate tossiche. Ad esempio, si possono raggiungere certe tolleranze per i solfuri solubili e l'ammoniaca per mezzo dell'acclimatazione. La concentrazione di solfuri solubili tollerata senza acclimatazione varia da 50 a 100 mg/l, mentre con l'acclimatazione può arrivare fino a 200 mg/l; tale soglia non deve essere superata per evitare il raggiungimento della tossicità.

Alcuni ioni di metalli pesanti come rame, zinco e nichel sono tossici anche in piccole concentrazioni.

2.3.5. Tempo di ritenzione.

Il tempo di ritenzione è uno dei parametri più importanti per la progettazione del digestore. Il tempo di ritenzione massimo è quello richiesto per la completa decomposizione delle sostanze organiche e può raggiungere, nei digestori non riscaldati, anche i 6 mesi.

Il tempo di ritenzione di un digestore è dato dal rapporto tra la capacità del serbatoio di raccolta del digestore e la quantità di materia organica che lo alimenta. Il tempo minimo di ritenzione, che consente il mantenimento del processo, è di circa 2-4 giorni. Non è possibile diminuire tale valore perché i "metano batteri", presenti nel digestore, hanno un tempo di duplicamento molto basso (2-4 giorni od anche di più). In genere negli impianti di digestione anaerobica il tempo di ritenzione varia, mediamente, tra i 20 e i 30 giorni.

2.3.6. Velocità di carico.

La quantità di gas prodotto giornalmente in un impianto di biogas dipende dalla quantità di sostanze organiche che lo alimentano, per unità di volume del digestore.

Le velocità di carico di solito utilizzate in impianti standard variano da 0,5 kg a 1,6 kg di solidi volatili al giorno per m³ di capacità del digestore, con tempi di ritenzione che vanno dai 30 agli 80 giorni.

Studi ed esperimenti effettuati nei PVS su impianti alimentati con letame di bovini, hanno dimostrato che si possono avere carichi giornalieri di 16,7 kg di S.V. per m³, ottenendo 0,004÷0,074 m³ di gas per kg di letame introdotto. [19]

2.4. Le risorse

Per una prima valutazione di massima, le sostanze organiche utilizzabili per la digestione anaerobica possono essere divise in due categorie:

- Sostanze di origine animale;
- Sostanze di origine vegetale.

I substrati per la digestione anaerobica sono solitamente costituiti da entrambe le categorie.

Le deiezioni animali sono la principale materia prima per la maggior parte degli impianti di digestione anaerobica, costituite da letame e liquami. Il letame è una miscela palabile di deiezioni e materiale della lettiera stoccato dopo aver subito fermentazioni più o meno spinte in stalla o in letamaia; la composizione varia entro limiti larghissimi a seconda degli animali allevati, della loro tipologia di allevamento e del metodo di stoccaggio. Il liquame, invece, è la parte non palabile delle deiezioni comprensiva di urine e acque di lavaggio. La frazione di materia secca varia a seconda della quantità d'acqua utilizzata nella azienda agricola per la pulizia della stalla. La quantità di biogas prodotto dipende principalmente dalla specie allevata.

Il contenuto delle fogne (feci e urine) rappresenta un'altra materia prima che può essere utilizzata come substrato per la produzione di biogas.

TIPO DI DEIEZIONE	MATERIA SECCA %	MATERIA ORGANICA %	RESA IN BIOGAS m ³ /kg
Bovine (vacche e bufale)	7-15	65-85	0,023-0,040
Suine	3-13	65-85	0,040-0,060
Avicole	10-20	70-80	0,065-0,116

Tabella 4. Caratteristiche delle deiezioni di specie diverse.

L'aggiunta di sostanze di origine vegetale alla deiezione animale risulta interessante dal punto di vista economico perché incrementa la resa in biogas. Generalmente, le sostanze di origine vegetale, anche dette co-substrati, hanno una resa in biogas maggiore rispetto alle deiezioni animali e possono provenire da varie fonti. Nella maggior parte delle aziende agricole possono avanzare foraggio o altri rifiuti della produzione vegetale. È possibile avviare la produzione di colture energetiche, specifiche ai fini della digestione anaerobica. Risulta inoltre conveniente utilizzare gli scarti dell'industria alimentare, in particolare quella casearia, olearia ed enologica.

Quando vengono aggiunti i co-substrati, le condizioni necessarie del processo, quali ad esempio il carico organico o il pH, devono essere considerate attentamente. Inoltre, la maggior parte degli impianti di biogas presenti nelle aziende agricole non sono in grado di trattare contenuti di

materia secca nel substrato oltre il 15%. Siccome gran parte delle deiezioni animali ha un contenuto di sostanza secca inferiore a questo valore, è possibile aggiungere co-substrati con contenuti di sostanza secca maggiori. Va detto però che la composizione delle sostanze di origine vegetale è anch'essa variabile ed andrebbe perciò considerata caso per caso. [2]

Materia prima	Materia secca MS (%)	Materia organica MO (%)	Resa in biogas m ³ /t umida
Rifiuti vegetali	10-20	65-85	25-120
Barbabietola	10-20	80-95	65-230
Mais insilato	15-40	75-95	55-340
Graminacee insilate	30-50	80-90	120-315
Grassi e deiezioni	8-50	70-90	30-585

Tabella 5. Caratteristiche di alcune sostanze vegetali.

Nel processo di fermentazione anaerobica la lignina è considerata come la frazione non digeribile delle sostanze vegetali, quindi per avere elevata produzione di biogas è preferibile alimentare il processo con sostanze con una bassa percentuale di lignina. [6]

Costituenti	Paglia matura	Grano maturo (steli)
Grassi e paraffine	1,10	5,94
Costituenti idrosolubili	5,57	14,14
Emicellulosa	26,35	21,91
Cellulosa	39,10	28,67
Lignina	21,60	9,46
Proteine	2,10	2,44
Ceneri	3,53	7,54

Tabella 6. Composizione e % della materia secca di paglia e grano.

2.5. Impianti a digestione anaerobica

Il principio di funzionamento alla base di qualsiasi impianto di digestione anaerobica è il seguente: i substrati vengono posizionati in un contenitore a tenuta stagna, nel quale, mediante un processo di digestione operato da opportuni batteri, viene prodotto biogas. Il biogas viene raccolto in un serbatoio in modo da garantire una fornitura costante per gli impianti utilizzatori (generalmente impianti di cogenerazione). Esistono diversi tipi di digestori anaerobici e ciascuno presenta i propri vantaggi e svantaggi.

In base alla gestione del loro processo i sistemi di digestione anaerobica possono essere suddivisi in: processo continuo, processo discontinuo e processo semicontinuo. [11]

2.5.1. Processo continuo.

Un impianto a biogas che funziona in modalità continua è costituito dal digestore principale e da un serbatoio di post-digestione per lo stoccaggio del compost. I serbatoi di accumulo delle deiezioni animali possono essere utilizzati, contemporaneamente, come serbatoi di post-digestione. In tal caso la quantità di substrato necessaria ad alimentare il digestore è esattamente pari alla quantità di residuo della digestione che passa, attraverso un tubo di riflusso, nel serbatoio di post-digestione; di conseguenza, il livello nel digestore rimane costante. Il compost, che entra nel serbatoio di post-digestione, potrebbe contenere substrati non digeriti, perciò il processo di digestione continua nel serbatoio di stoccaggio. Generalmente, il serbatoio di post-digestione è chiuso ermeticamente in modo che il biogas eventualmente prodotto non vada disperso.

Un'altra opzione per migliorare l'efficienza del sistema prevede di utilizzare l'aria ricca di metano presente nel serbatoio di post-digestione come aria di combustione per l'unità cogenerativa. Il processo continuo risulta idoneo per le aziende agricole che devono immagazzinare le deiezioni animali per lunghi periodi. Il digestore può essere di dimensioni relativamente piccole in quanto deve contenere le deiezioni soltanto durante il processo di digestione (tempo di ritenzione). Inoltre, la funzione di stoccaggio del digestore è meno rilevante in quanto il residuo di digestione viene stoccato nel serbatoio di post-digestione.

2.5.2 Processo discontinuo.

Il processo discontinuo è un'altra tecnica frequentemente utilizzata per il funzionamento del digestore anaerobico. In questo caso si riempie il digestore di substrato periodicamente e completamente. Il digestore viene successivamente chiuso ermeticamente ed ha inizio il processo di digestione. Il tasso di produzione di biogas aumenta con il passare del tempo fino a raggiungere il suo massimo. Quando il tasso di produzione è sceso al di sotto di un certo livello, il 90-95% del residuo della digestione viene trasferito nel serbatoio di accumulo, mentre la restante parte rimane nel digestore per innescare il processo in una nuova carica di substrato. Per ottenere una fornitura costante di biogas è necessario avere più digestori, in parallelo, sfasati tra loro. I sistemi con serbatoi di digestori multipli sono utilizzati per impianti industriali, mentre è possibile trovare applicazioni su scala agricola per processi ciclici a due serbatoi.

2.5.3. Processo semi-continuo.

Questo tipo di processo unisce i vantaggi del processo continuo e di quello discontinuo e consente di utilizzare il digestore sia per lo stoccaggio, sia per la digestione dei substrati. La materia organica viene aggiunta di continuo per riempire in modo graduale il serbatoio del digestore. Le deiezioni digerite verranno conservate nel serbatoio di stoccaggio del compost. Una volta riempito, il digestore funzionante con processo discontinuo diventa un digestore che funziona in modalità continua. Di conseguenza, qualsiasi substrato supplementare che viene aggiunto a partire da questa fase in poi comporta un deflusso del residuo della digestione nel serbatoio di stoccaggio, come accade per i processi continui i serbatoi di stoccaggio della deiezione animale vengono utilizzati come serbatoi di post-digestione. Le dimensioni di questi serbatoi sono generalmente abbastanza grandi in modo da non dover ricorrere ad ulteriori serbatoi di post-digestione. Lo svantaggio principale di questo tipo di processo deriva dal fatto che quota parte del residuo della digestione non viene digerita completamente e quindi la resa in biogas è inferiore rispetto agli altri processi. In ragione di un minore tempo di ritenzione l'effetto di igienizzazione è leggermente inferiore rispetto ai processi continui o discontinui.

2.6. Componenti del sistema.

Indipendentemente dal tipo di alimentazione, un impianto per la produzione di biogas è generalmente costituito da un serbatoio di accumulo, un digestore e un serbatoio di raccolta del gas.

2.6.1. Serbatoio di accumulo.

Poiché raramente si verifica che la produzione di reflui sia perfettamente dosata per alimentare direttamente il digestore, è necessaria la presenza di un serbatoio di accumulo o un vasca di raccolta dei reflui posizionati a monte del digestore. Qui possono essere svolte anche altre funzioni: può essere utilizzata per diluire i rifiuti con acqua o sostanze in sospensione sui liquami trattati, correggere valori di pH troppo bassi con l'aggiunta di calce, inserire un agitatore consentendo ai solidi di mantenersi in sospensione e di miscelarsi efficacemente. In alcuni casi il serbatoio di raccolta viene utilizzato per preriscaldare i rifiuti prima di immetterli nel digestore.

2.6.2. Digestore.

Il serbatoio di digestione deve avere una forma regolare in modo che si evitino depositi, che possono causare una diminuzione del tempo di ritenzione; in più devono essere ermetici in modo che non entri l'aria. Nei digestori aperti è la schiuma che si forma durante la digestione che li rende anaerobici. I digestori sono solitamente agitati per migliorare la produzione di biogas, sono

riscaldati mediante scambiatori di calore esterni e sono dotati di valvole di sfogo o di sicurezza che vengono aperte nel caso in cui si abbia gas in eccesso al loro interno. La schiuma è uno dei più grossi problemi, per evitarne la formazione si può applicare il metodo del ricircolo del gas, aumentando così la turbolenza con benefici anche sulla produzione del gas. Altrimenti la schiuma deve essere rimossa frequentemente vicino alla sommità del digestore. Sabbia e sedimenti possono causare problemi sia nel digestore sia nelle pompe. I sedimenti tendono a depositarsi ed accumularsi sul fondo, occupando spazio destinato alla sostanza organica. Questo comporta una diminuzione del tempo di ritenzione e quindi una diminuzione dell'efficienza del sistema. Un metodo per eliminare sabbia e sedimenti è quello di costruire il digestore con il fondo inclinato e dotato di una valvola di scarico.

2.6.3. Serbatoio di raccolta del gas.

Il serbatoio di raccolta del gas, o gasometro, può rappresentare una parte del digestore stesso, formando una specie di soffitto galleggiante, oppure una struttura separata, collegata tramite una tubazione al digestore. Il gas prodotto inizialmente è saturo di vapor d'acqua, i tubi di passaggio devono essere dotati di pozzetti di raccolta della condensa. Un importante accessorio è la valvola di non ritorno che impedisce inversioni di flusso nel digestore ed anche risucchi di aria nel digestore e nel gasometro, nel caso di guasti alle tubazioni. Sono previste anche valvole di sicurezza a pressione, che permettono la fuoriuscita del gas quando il contenitore viene riempito completamente. Il biogas, se immagazzinato alle condizioni atmosferiche, richiede grandi volumi di stoccaggio. Lo stoccaggio dipende anche dall'utilizzo del motore a combustione interna dell'unità cogenerativa: in particolare, se funziona in maniera continuata, il volume di stoccaggio sarà piccolo; quando opera saltuariamente il volume di stoccaggio deve essere maggiore. Dunque i serbatoi di stoccaggio possono essere distinti sulla base della pressione di esercizio; bassa pressione, media pressione, alta pressione. I serbatoi a bassa pressione funzionano ad una pressione di poco superiore a quella atmosferica e sono costruiti con lamine flessibili. La pressione di funzionamento è data dalla valvola a farfalla disposta lungo le tubazioni di mandata del gas al motore a combustione interna oltre che dal peso della lamina flessibile. I serbatoi di media ed alta pressione operano rispettivamente dai 5 ai 20 bar e dai 200 ai 300 bar e sono costruiti in acciaio. Qualunque sia la forma del gasometro sono tutti costituiti da una lamina flessibile che si espande man mano che il gas viene prodotto. L'uso della gomma in butile ha facilitato il problema della costruzione dei gasometri poichè, avendo buone caratteristiche di flessibilità, può sostituire il tetto flottante.

Nelle aziende zootecniche solitamente si preferisce utilizzare impianti semplificati operanti a freddo o a temperatura controllata, in modo da ridurre notevolmente i costi di costruzione

dell'impianto stesso. In un impianto semplificato la vasca di stoccaggio dei liquami funge da digestore e da serbatoio, mentre la copertura galleggiante, presente sulla vasca, consente di recuperare il biogas che spontaneamente si sviluppa dalla fermentazione anaerobica dei liquami. Nel caso di impianti riscaldati, parte del calore ottenuto dalla combustione del biogas in caldaia o in un cogeneratore viene inviato, sotto forma di acqua calda, in scambiatori di calore semplificati immersi nella vasca di stoccaggio. La temperatura dei fanghi in essa contenuti varia da un minimo di 20-25°C in inverno ad un massimo di 35°C in estate. In buone condizioni la produzione di metano puro arriva a circa 21 m³/anno per ogni 100 Kg di peso vivo (circa 35 m³/anno di biogas). La resa energetica misurata negli impianti a freddo è risultata compresa tra un minimo di 0.1 m³ biogas/m² per giorno di superficie coperta nel periodo invernale e un massimo di 0.8 m³ biogas/m² per giorno di superficie coperta nel periodo estivo, con un aumento di metano del 65-75%. La forte variazione stagionale di produzione è dovuta quasi esclusivamente al mutare della temperatura dei liquami, l'introduzione di scambiatori di calore semplificati nel bacino coperto è un mezzo per ovviare a tale inconveniente.

2.6.4. Impianto di cogenerazione.

Generalmente, l'energia chimica del biogas viene trasformata in energia meccanica e calore (cogenerazione) utilizzando un normale motore a combustione interna. Altre tecnologie per la conversione energetica del biogas sono il motore Stirling, le celle a combustibile e i sistemi turbogas. Queste tecnologie non sono però economicamente convenienti per impianti di piccola scala. Normalmente un motore a combustione interna rilascia parte del calore prodotto durante la combustione al fluido di raffreddamento. In un'unità di cogenerazione questo calore anziché essere disperso nell'ambiente viene recuperato mediante un apposito scambiatore. Parte del calore recuperato viene utilizzato per riscaldare il digestore, il restante viene inviato alle utenze termiche. La cogenerazione permette di sfruttare fino al 90% del contenuto energetico del combustibile, il 30% in energia elettrica ed il 60% in calore. L'elettricità prodotta può essere utilizzata in loco oppure immessa in rete. Esistono due diverse soluzioni per la produzione di energia elettrica:

- *Produzione continua:* per una maggiore durata del motore è meglio mantenerlo costantemente in funzione. Ciò non consente di aumentare la produzione elettrica qualora si presenti un picco di richiesta elettrica;
- *Richiesta guidata:* il motore funzionerà in modo tale da garantire i picchi di richiesta elettrica. Così facendo, in condizioni normali viene prodotta più energia di quella richiesta che può essere ceduta in rete.

I motori alimentati a biogas sono comuni motori a ciclo diesel a combustione interna a 4 cilindri opportunamente modificati. Il più utilizzato è il motore a doppio combustibile: nella fase di avvio il motore viene alimentato con diesel, dopo tale transitorio viene utilizzato biogas e la percentuale di diesel scende al 10-20%; questa è la percentuale minima richiesta per garantire la combustione della miscela e la lubrificazione del motore. Il biogas e il diesel vengono miscelati in un opportuno dispositivo di miscelazione prima di essere inviati in camera di combustione. Il vantaggio legato all'utilizzo di motori a ciclo diesel sta nel poter utilizzare una miscela gassosa con bassa percentuale di metano ed avere ottimi rendimenti anche per potenze non elevate (250 kW). Lo svantaggio sta nel fatto che il motore emette anidride carbonica prodotta da fonte fossile. L'energia generata in cogenerazione viene immessa nella rete elettrica mediante un collegamento in parallelo dell'alternatore. Per motivi di sicurezza è necessario installare una serie di apparecchiature di misura, unità di controllo ed interruttori. Inoltre, è necessario garantire che le fluttuazioni di tensione siano compatibili con gli standard della rete in cui viene riversata l'energia elettrica (generalmente $\pm 3\%$). Nel caso in cui la rete abbia una tensione diversa da quella dell'elettricità prodotta, è necessario innalzarla mediante una cabina di trasformazione.

2.6.5. Desolforazione.

Il biogas può contenere fino all'1% di solfuro di idrogeno (H_2S), che, avendo elevato potere corrosivo, potrebbe danneggiare sia il motore che le tubature. È perciò importante che venga rimosso dal biogas. La desolforazione può essere realizzata semplicemente aggiungendo aria nella parte superiore del digestore, vicino all'uscita del biogas, in modo che i batteri di ossidazione possano convertire il solfuro di idrogeno in zolfo che verrà lasciato cadere sul fondo del digestore come zolfo elementare. Se la quantità d'aria è opportunamente miscelata, si può ridurre la presenza di H_2S fino al 95%; se invece viene immessa aria in eccesso, si produce acido solforico. Inoltre la combinazione di aria e biogas può essere esplosiva. Perciò dosare la quantità d'aria è molto importante. Maggiore è la superficie dove i batteri di ossidazione possono operare tanto più efficace è il processo di desolforazione. Esistono opportuni strumenti per misurare la quantità di H_2S presente. L'aggiunta d'aria può essere effettuata con una semplice pompa di piccole dimensioni, semplice da controllare e poco costosa. [8]

2.6.6. Strumentazione e accessori.

Adeguati strumenti di misura permettono un corretto funzionamento di un impianto di digestione anaerobica, garantendo l'efficienza e la redditività economica. Tali strumenti di misura,

oltre ad un controllo quotidiano delle prestazioni e dei componenti dell'impianto, consentono di individuare eventuali malfunzionamenti dell'impianto.

- Sensori di temperatura per misurare la temperatura nel digestore e la temperatura del fluido termovettore della rete di riscaldamento.
- Indicatore del livello di substrato nel digestore: contribuisce a determinare le prestazioni del digestore, perché, conoscendo gli apporti quotidiani di substrato, si conosce la capacità produttiva dell'impianto in termini di biogas.
- Contatori di energia elettrica: uno per misurare l'energia consumata ed un altro per misurare l'energia immessa in rete.
- Contatore del gas: possibilmente uno che misuri la produzione e l'altro il consumo; il flusso di gas prodotto è un indicatore delle prestazioni dell'impianto.

Gli strumenti di misura summenzionati possono essere collegati ad un computer per l'acquisizione dei dati e l'automatizzazione dell'impianto.

- Il pH del substrato per assicurare l'ambiente adatto allo sviluppo dei batteri.
- Composizione del biogas: in particolare la percentuale di metano e di H_2S , per valutare il corretto svolgimento del processo di digestione e l'eventuale necessità di desolforazione del biogas.
- La percentuale di materia secca per valutare il rendimento in termini di biogas.
- La concentrazione di ammoniaca influenza la percentuale di produzione di biogas. Alte percentuali di ammoniaca fanno diminuire la produzione di biogas. Inoltre, la presenza di ammoniaca dà indicazioni sul potenziale fertilizzante del substrato digerito.
- La concentrazione di acidi grassi a catena corta dà indicazioni sul processo di digestione: con una minore concentrazione il substrato diventa più tossico per i batteri. [9]

2.7. Criteri di progettazione di un impianto di digestione anaerobica

Lo sviluppo di un progetto per la realizzazione di un impianto di digestione anaerobica inizia con la formulazione della proposta progettuale. Questa descrizione di base viene successivamente sviluppata in dettaglio per avere conferma della possibilità tecnica, economica e legale di realizzazione del progetto. Se viene confermata la fattibilità dell'impianto vengono intraprese tutte quelle azioni necessarie alla realizzazione dell'istallazione (preparazione del progetto). A questo punto, il digestore anaerobico può essere effettivamente realizzato.

A causa della sua complessità, il successo economico di un impianto di digestione anaerobica dipende da diversi parametri. Alcuni di questi dipendono dai governi, come il prezzo di acquisto per l'energia prodotta utilizzando biogas ed eventuali sussidi; altri dall'azienda agricola e

dal progetto, la quantità e la composizione della deiezione animale utilizzabile, la disponibilità di altro materiale organico digeribile, il consumo ed il costo dell'elettricità utilizzata dall'azienda agricola, la richiesta di calore da parte dell'azienda, l'uso finale del compost, la situazione finanziaria.

L'obiettivo principale nella progettazione di un impianto di digestione anaerobica è quello di massimizzare la produzione di biogas; questo può essere fatto aumentando la percentuale di sostanza secca del substrato. Nei moderni sistemi di digestione anaerobica può arrivare fino al 20% del substrato totale. Una elevata percentuale di materia secca fa però aumentare le forze necessarie a miscelare il substrato e lo spessore delle pareti del digestore. Ovviamente i costi di investimento risultano più elevati, ma con costi di funzionamento più contenuti. Inoltre i residui dell'industria agro-alimentare presentano un maggior rendimento di conversione in biogas rispetto alla deiezione animale. Nella maggior parte dei casi questi possono essere ottenuti a costi relativamente bassi. È dunque possibile valutare l'acquisto di queste sostanze da immettere considerandone però il costo ed il tipo di contratto, il tempo di approvvigionamento, l'utilizzo del compost in uscita dal processo. In particolare, è importante prevedere la possibilità o meno di riutilizzo del compost nell'azienda, in quanto il mancato riutilizzo dovuto all'introduzione di queste sostanze potrebbe rappresentare nuove voci di costo come l'accumulo, lo stoccaggio ed il trasporto.

Nella maggior parte dei casi, è economicamente conveniente immettere l'elettricità prodotta in rete. Tuttavia nelle ore di picco può essere conveniente l'utilizzo diretto dell'elettricità prodotta, mentre in altri casi può essere conveniente avere un'unità di cogenerazione tale da produrre elettricità soltanto nelle ore di picco. Questa decisione dovrebbe essere presa sulla base delle tariffe elettriche nelle varie ore della giornata e dei costi aggiuntivi necessari per installare un'unità cogenerativa più grande. Al fine di immettere l'energia elettrica prodotta in rete, nella fase iniziale del progetto è sufficiente conoscere la potenza che può essere immessa in rete in modo da scegliere, opportunamente, l'unità di cogenerazione. Tutte le informazioni relative al collegamento alla rete devono essere richieste al gestore della rete.

Per quanto riguarda l'utilizzo del calore, bisogna tener conto della richiesta e del suo andamento temporale. Per esempio, per un utenza familiare la richiesta nel periodo estivo è notevolmente inferiore rispetto a quella del periodo invernale, è dunque opportuno trovare un compromesso tra i vantaggi ottenibili e i costi di impianto. [20]

2.7.1. Dimensionamento.

Il dimensionamento deve essere studiato in modo da garantire un adeguato tempo di ritenzione idraulico (HRT, rapporto tra volume del bacino e volume del liquame caricato

giornalmente). In particolare deve essere: $HRT = 30-90$ giorni. Pertanto il volume del digestore dovrà essere:

$$V = Q * HRT$$

Dove:

$V (m^3)$: volume del digestore;

$Q (m^3/giorno)$: portata giornaliera di alimentazione dell'impianto;

HRT (giorni): tempo di ritenzione.

La scelta del valore da adottare, per il tempo di ritenzione, dipende da numerosi fattori quali le caratteristiche dei contenitori disponibili e relative volumetrie, le caratteristiche dei liquami, efficienza attesa del sistema di riscaldamento dei liquami (se presente).

La produzione di biogas è determinata dal contenuto di materia secca (MS) e dalla frazione organica della materia secca (MO/MS) del substrato, dalla producibilità di biogas per kg di materia organica (MO). Per il calcolo della produzione di biogas $(m^3/anno) = substrato (t/anno) * MS * MO/MS * producibilità di biogas m^3/kg MO * 1000$.

La potenza dell'unità di cogenerazione è data dalla produzione di biogas, dal potere calorifico medio del biogas, dalle ore di funzionamento a pieno carico ogni anno e dal rendimento complessivo nella conversione elettromeccanica. Potenza dell'unità di cogenerazione (kW) = $[produzione di biogas (m^3/anno) * potere calorifico biogas (MJ/Nm^3) / 3,6.] / ore equivalenti di funzionamento * rendimento elettrico$.

Il potere calorifico medio del biogas (MJ) è pari a $23 MJ/Nm^3$. il rendimento elettrico può essere assunto pari al 30%, valore che aumenta per unità cogenerative con potenza superiore a 50 kW, mentre diminuisce se la potenza è minore di 30 kW. Se l'utilizzo dell'unità di cogenerazione è continuo il numero di ore equivalenti può essere assunto pari a 7500 per anno.

Da qui è possibile ricavare la potenza in ingresso e la potenza termica in uscita dell'unità di cogenerazione:

$$P_i (kW_{th}) = P_e (kW_e) / \eta_e$$

$$P_{th} (kW_{th}) = P_i (kW_{th}) / \eta_{th}$$

Le unità di cogenerazione utilizzate nelle aziende agricole presentano un rendimento termico pari al 50%. Nel caso in cui si preveda l'installazione di un digestore con temperatura controllata si può valutare la richiesta di calore del digestore, che deve soddisfare il riscaldamento del substrato fresco e compensare le perdite di energia per trasmissione. Tale perdita dipende sia dall'isolamento del digestore, sia dalla temperatura esterna ed è pari, approssimativamente, al 30% dell'energia termica richiesta per il riscaldamento del substrato. L'energia termica richiesta al digestore può essere calcolata nel modo seguente:

$$C \text{ (MJ/anno)} = M_s * c_s * (T_{\text{dig}} - T_{\text{sub}}) * 1,3$$

Dove:

C = richiesta di calore;

M_s = massa del substrato (t/anno);

c_s = calore specifico (kJ/kg °K);

T_{dig} = temperatura del digestore;

T_{sub} = temperatura del substrato fresco.

Il calore specifico del substrato può essere assunto pari a quello dell'acqua (4.2 MJ/t °K).

Per substrati con un basso contenuto di acqua il calore sarà più basso.

2.7.2. Fattibilità economica e costi.

Come per ogni investimento, la fattibilità economica è uno dei fattori che maggiormente incide sulle decisioni riguardanti l'installazione di un impianto. È necessario quindi, discutere sui i costi e i benefici di un digestore anaerobico, in modo da poter fare un'analisi economica di primo livello (inclusa una stima dei costi di investimento). Per un analisi approfondita è necessario, ovviamente, valutare i preventivi offerti dai diversi fornitori.

Le voci di costo di un impianto di digestione anaerobica sono:

- costi di investimento;
- costi di gestione e di manutenzione;
- assicurazione e tasse;
- costi legati alla movimentazione delle deiezioni animali co-digerite.

I costi di investimento per un digestore anaerobico variano da caso a caso, secondo le specifiche esigenze di installazione. Di conseguenza, è difficile specificare in anticipo tali oneri economici, che generalmente variano da 2500-7500 euro/kW_e o da 250-700 euro/m³ di digestore.

Per effettuare una prima stima dei costi di un digestore anaerobico può essere utilizzato un grafico che definisce i costi minimi e i costi massimi dello stesso.

Nella figura sottostante la linea dei costi minimi si riferisce a un digestore anaerobico con copertura in calcestruzzo, escludendo i costi di installazione (caso in cui l'installazione viene effettuata dallo stesso committente); la linea dei costi massimi si riferisce a un digestore anaerobico con copertura sintetica. Un digestore anaerobico con copertura in acciaio smaltato avrà un costo maggiorato di circa il 10%.

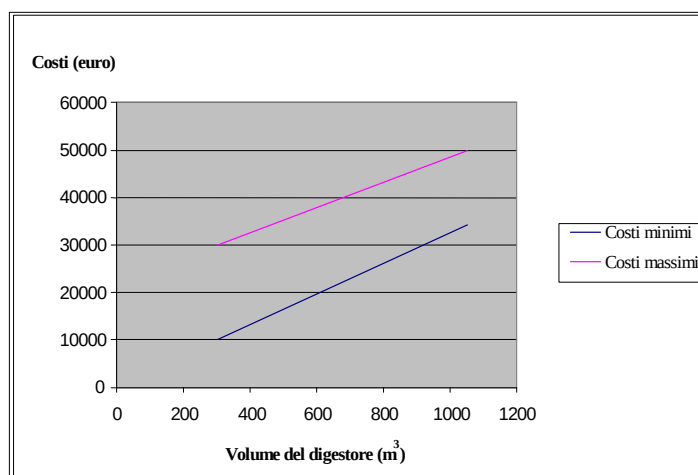


Figura 4. Costi di investimento di un digestore.

Ai fini di un'analisi iniziale dei costi-benefici, è sufficiente ipotizzare che i costi annuali dell'investimento vengano scontati ad un tasso di interesse unico (normalmente per lo stesso periodo del ciclo di vita tecnico dell'impianto). In pratica il finanziamento dell'investimento avverrà generalmente sotto forma di prestito. Inoltre, il prestito potrebbe avere un termine diverso rispetto al ciclo di vita tecnico dell'installazione. La vita tecnica di un digestore va dai 10 ai 20 anni.

I costi annuali per la manutenzione sono pari al 2-4% dei costi di investimento. Tali costi non comprendono quelli di manutenzione dell'unità di cogenerazione, che variano dai 0,80 a 1,10 € per ora operativa (per le unità cogenerative <100 kW). E comprendono il costo dell'olio per il motore e la revisione per un periodo di 10 anni o per 60000 ore operative. È necessario considerare il costo del tempo necessario per l'introduzione del co-substrato nel digestore (circa ½ ora al giorno), che si attesta a circa 5-10 € all'ora.

Il costo annuale per l'assicurazione dell'impianto è approssimativamente pari a 0,5-0,65% dei costi di installazione totali. Inoltre va considerata anche l'imposta fondiaria annuale: i costi complessivi per l'assicurazione e l'imposta fondiaria variano dallo 0,5 all'1% dei costi totali di installazione.

I costi annuali di funzionamento includeranno i costi di un eventuale acquisto dei co-substrati e/o della deiezione animale da un'azienda agricola esterna (inclusi i costi di trasporto). Nel caso in cui sia la stessa azienda agricola a produrre i co-substrati e la deiezione animale, questi costi diventano negativi (reddito). Inoltre vanno presi in considerazione alcuni costi indiretti, quali:

- Sostanze nutrienti supplementari da fonte esterna. Nel caso in cui sia necessario utilizzare nitrati, fosfati e potassio, acquistati presso un'altra azienda bisogna considerare costi supplementari. In particolare, i costi sono pari a 0,55 €/kg per il nitrato ed a 0,45 €/kg per il fosfato.

- Costi del trasporto del compost. La massa addizionale aggiunta al digestore (compresi i co-substrati prodotti nella stessa azienda) deve essere trasportata dal digestore al punto di utilizzo. Tale trasporto dovrebbe essere effettuato anche in assenza dell'impianto di digestione, perciò vanno considerati costi supplementari che possono variare da 0 a 10 €/t.
- Risparmi sull'uso dei fertilizzanti/deiezioni di migliore qualità. È aumentata la disponibilità delle sostanze nutrienti (soprattutto nitrati) nelle deiezioni sottoposte al processo di digestione. In funzione del tipo di raccolto al quale si applicano le deiezioni sottoposte al processo di co-digestione si otterrà un risparmio nell'uso dei fertilizzanti. I risparmi legati alla migliore qualità dello stallatico sono dell'ordine di grandezza 0-1 €/t. [20]

Generalmente, un impianto di digestione anaerobica genera tre diversi tipi di reddito che beneficiano della produzione e dell'utilizzo del biogas e del miglioramento delle caratteristiche fertilizzanti del substrato digerito. Nei casi in cui rifiuti particolari vengono utilizzati come co-substrati, subentra un quarto tipo di reddito derivante dai contributi ricevuti per lo smaltimento degli stessi. La maggior parte del reddito è legato al valore dell'energia elettrica prodotta.

Per il calcolo dei benefici, si assume che tutta l'elettricità prodotta venga immessa in rete, anche perché questo è quanto accade nella maggior parte dei casi. I benefici legati alla produzione di energia elettrica possono aumentare se il costo dell'elettricità prodotta da fonte convenzionale, utilizzata nella propria azienda agricola (per esempio, nelle ore di punta), è più alto del prezzo di produzione. Si può anche scegliere di utilizzare un'unità di cogenerazione di maggior potenza per produrre energia elettrica solo nelle ore di punta, in tal caso è necessario un serbatoio di stoccaggio del biogas di maggiori dimensioni.

Il calore prodotto in cogenerazione può sostituire la produzione convenzionale di calore. Tuttavia, è possibile che non tutto il calore prodotto sia utilizzato, a causa della variazione di richiesta durante l'anno o durante il giorno. Le aziende agricole, nella maggior parte dei casi, sono in grado di utilizzare solo il 50-60% del calore prodotto in cogenerazione. I risparmi legati a tale produzione di calore possono essere assunti pari a 5-15 €/GJ, ovviamente in funzione del combustibile utilizzato nell'impianto convenzionale e del suo costo. Per un'analisi più dettagliata è necessario controllare i valori di consumo e costo sulla fattura (bolletta) dell'azienda distributrice.

2.8. Effetti ambientali

Gli effetti ambientali del processo dipendono dalle materie utilizzate (deiezioni animali, sostanze vegetali) le modalità di funzionamento del processo, la qualità dei sottoprodotti uscenti. In

particolare, è fondamentale poter valorizzare al meglio il compost prodotto. Per quanto riguarda il processo di digestione anaerobica, la sua efficacia come pratica di gestione degli effluenti di allevamento è riconosciuta e descritta dal Codice di Buona Pratica Agricola.

2.8.1. Effluenti zootecnici.

La diversità di effetti che gli effluenti zootecnici esplicano sul sistema agroambientale si giustifica con la variabilità della loro composizione, riferita sia alla quantità che alla qualità. Per quanto riguarda l'azoto, il confronto fra i diversi materiali deve essere fatto non solo sulla base del contenuto totale, ma anche della sua ripartizione qualitativa.

Questo nutriente, infatti, è presente nella sostanza organica di origine zootecnica in varie forme, che possono essere funzionalmente aggregate in tre frazioni:

- azoto minerale;
- azoto organico facilmente mineralizzabile;
- azoto organico residuale (a lento effetto).

Si possono così sintetizzare le caratteristiche salienti dei diversi materiali.

2.8.2. Letame bovino.

Il letame bovino costituisce un materiale a sé, di difficile confrontabilità con gli altri a motivo dell'elevata presenza di composti a lenta degradabilità. La particolare maturazione ne ha fatto un materiale altamente polimerizzato al punto da risultare *recalcitrante* verso la microflora e da scoraggiarne perciò la demolizione. La sua funzione è in massima parte ammendante, contribuendo a promuovere l'aggregazione delle particelle terrose e la stabilità dei glomeruli formati. L'effetto nutritivo, pur presente, ha importanza relativamente minore, ma si protrae per più annate dopo quella di somministrazione. In genere, si indica che questo effetto nutritivo nel primo anno di apporto equivalga al 25% dell'azoto totale presente. Nelle sperimentazioni italiane, però, raramente si è potuto ritrovare questa efficienza, rimanendo spesso al di sotto del 20%. L'effetto residuo assume consistenza rilevante fino a diversi anni dalla cessazione degli apporti, in funzione del tipo di suolo, del clima delle lavorazioni, delle altre concimazioni e della coltura che ne approfitta.

2.8.3. Liquame bovino.

Il liquame bovino presenta caratteristiche fortemente differenziate in funzione dei sistemi di allevamento, potendo andare da liquame vero e proprio (7% di sostanza secca) fino alla consistenza più o meno pastosa del cosiddetto liquiletame, che può arrivare ad un tenore in sostanza secca del

15-20% quando viene usata in lettiera in ragione di 3-4 Kg per capo e per giorno. L'effetto strutturale può far affidamento su una quantità quasi dimezzata rispetto al letame di composti dell'azoto a lenta degradabilità (40%), mentre l'effetto nutritivo nel primo anno di mineralizzazione può arrivare al massimo al 60%. In generale, quindi, si tratta di un concime di media efficienza nel corso del primo anno e di buon effetto residuo, ma la grande variabilità del materiale può far discostare di molto le caratteristiche funzionali da quelle medie appena indicate. In particolare, la maggior presenza di lettiera avvicinerà maggiormente il comportamento a quello del letame mentre i sistemi di separazione e di stoccaggio influenzeranno il grado di maturazione e di stabilizzazione. [10]

2.8.4. Compost.

I compost sono ammendanti ottenuti mediante un processo di trasformazione biologica aerobica di matrici organiche di diversa provenienza.

Di particolare interesse per le aziende che possono disporre di deiezioni zootecniche è il compostaggio di materiali ligneo-cellulosici di recupero (paglie, stocchi, residui colturali diversi) che vengono mescolati alle deiezioni tal quali o trattate.

A questa grande variabilità delle matrici di partenza si aggiunge quella dei sistemi di compostaggio, relativamente alle condizioni fisiche e ai tempi di maturazione. Diventa perciò difficile generalizzare il comportamento agronomico dei compost; si può tuttavia ritenere che il risultato medio di un processo di compostaggio, correttamente condotto per un tempo sufficiente e con i materiali più tipici dell'azienda agraria, origini un fertilizzante analogo al letame. Sarà quindi caratterizzato da una bassa efficienza nel corso del primo anno, compensata da un più prolungato effetto; anche le proprietà ammendanti possono essere assimilate a quelle del letame.

Sempre in considerazione dell'eterogeneità di provenienza delle matrici organiche compostabili, l'impiego del compost deve attuarsi con particolari cautele a causa della possibile presenza d'inquinanti (principalmente metalli pesanti) che ne possono limitare l'impiego a dosi definite, previa analisi del terreno e del compost da utilizzare, sulla base di quanto disposto dalle normative vigenti.

2.8.5. La digestione anaerobica nella gestione degli effluenti di allevamento.

Il trattamento anaerobico in condizioni controllate porta alla degradazione della sostanza organica, alla stabilizzazione dei liquami e alla produzione di energia sotto forma di biogas, una miscela formata per il 60-75% da metano e, per la quota restante, quasi esclusivamente da anidride carbonica. La digestione anaerobica del liquame non comporta riduzione significativa né del volume né del contenuto di azoto e fosforo. Un buon abbattimento degli odori, pressoché completo

per quelli più sgradevoli, è ottenibile con impianti nei quali il processo di digestione anaerobica sia condotto in condizioni mesofile (30-35° C.) o termofile (50 -55° C). buoni risultati possono essere raggiunti anche con la digestione a temperature più basse, nell'intervallo 10-25° C., purché siano assicurati tempi adeguati di permanenza.

L'abbattimento del carico organico carbonioso ottenibile in digestione anaerobica conferisce al liquame una sufficiente stabilità anche nei successivi periodi di stoccaggio: si ha un rallentamento dei processi degradativi e fermentativi con conseguente diminuzione nella produzione di composti maleodoranti.

La digestione anaerobica in mesofilia riduce solo in parte l'eventuale carica patogena presente nei liquami. Operando in termofilia (oltre 55° C.) è possibile, invece, ottenere l'effettiva igienizzazione del liquame. [23]

Tra i benefici della digestione anaerobica si riporta il miglioramento della qualità agronomica dei liquami. In questo senso può interpretarsi la trasformazione che si verifica nel processo dell'azoto organico a lento rilascio in azoto ammoniacale prontamente disponibile per la nutrizione vegetale. Tale modificazione può rappresentare un vantaggio per impieghi in presenza delle colture o in prossimità della semina; tuttavia può comportare perdite di maggiore entità per via del corso dello spandimento ed accentuare il pericolo di percolazione di nitrati conseguenti a somministrazioni estive ed autunnali.

Non è poi apprezzabile il miglioramento della qualità della sostanza organica, in quanto la digestione anaerobica comporta principalmente mineralizzazione della frazione organica facilmente degradabile presente nei liquami.

Il trattamento anaerobico convenzionale (impianti mesofili ad alto carico) può essere convenientemente impiegato:

- nell'ambito del ciclo depurativo di reflui zootecnici, per la sola stabilizzazione dei fanghi di supero primari e secondari;
- previa un'accurata verifica dei bilanci energetici ed economici, per la stabilizzazione dei liquami in impianti interaziendali o consortili di potenzialità adeguata e che prevedano l'impiego fertilizzante degli effluenti.

La carica inquinante del liquame viene calcolata tramite il COD (domanda chimica di ossigeno necessaria alla degradazione della materia organica). La digestione anaerobica abbassa una frazione del COD contenuto nel liquame. Nella tabella sono indicati i parametri di riferimento del COD disponibile e convertibile mediante digestione e dei composti di azoto e fosforo:

Produzione media giornaliera di solidi volatili per 100 kg p.v.	600-520 g
Concentrazione media del COD allo scarico dell'azienda	30-36 g/l

Biodegradabilità media dei liquami allo scarico dell'azienda	70%
Trasformazione della s.o. biodegradabile mediante digestione	70%
Produzione media giornaliera di azoto totale NTK per 100 kg p.v.	30-50 g
Produzione media giornaliera di azoto ammoniacale N-NH ₄ per 100 kg p.v.	30-50 g
Produzione media giornaliera di fosforo totale P per 100 kg di p.v.	10-15 g

Tabella 7. parametri di riferimento del COD, dell'azoto e del fosforo.

L'abbattimento del COD nel liquame dipende in particolare dalle pratiche di rimozione delle deiezioni, dal pretrattamento dei liquami, dalla tipologia di allevamento. L'intervento di digestione-depurazione deve essere studiato sulla base della struttura aziendale e del contesto locale in cui è inserita.

La digestione anaerobica determina solo un abbattimento parziale del carico inquinante:

Abbattimento dei solidi volatili	50-60%
Abbattimento dei solidi totali	45-55%
Abbattimento del COD	45-60%
Abbattimento del BOD ₅	Max 80%
Abbattimento del fosforo	Scarso
Abbattimento dell'azoto	Scarso
Abbattimento degli odori	Quasi completo
Abbattimento degli agenti patogeni	Parziale

Tabella 8. Abbattimento del carico inquinante.

Tuttavia la digestione trasforma l'azoto organico in azoto ammoniacale. Lo spandimento in campo dei liquami reflui può comportare un vantaggio se viene effettuato direttamente sulle colture o in epoca di semina; in estate o in inverno potrebbe dar luogo ad una maggior percolazione dei nitrati. [9]

CAPITOLO 3.

STUDIO DI FATTIBILITÀ E PROGETTAZIONE DI MASSIMA

3.1. Introduzione.

L'obiettivo dello studio consiste nel valutare la fattibilità tecnica ed economica di un piano di sviluppo energetico di un'azienda agricola. L'azienda in esame ha un indirizzo zootecnico-caseario e sulla base di queste produzioni verrà ipotizzata la realizzazione di un impianto di digestione anaerobica e di cogenerazione.

Lo studio in esame ha tenuto conto della normale gestione delle pratiche aziendali già presenti, senza *stravolgere* (dal punto di vista agronomico) la produzione vegetale, inserendo e migliorando la gestione dei reflui d'allevamento e l'impatto ambientale. Non è stata presa in considerazione l'eventuale coltivazione, di una parte della superficie aziendale, di biomasse ad alto rendimento energetico ma sono state inserite colture già coltivate abitualmente.

3.2. Analisi aziendale, situazione energetica e valutazione della risorsa.

3.2.1. Localizzazione territoriale.

L'azienda agricola è situata a pochi chilometri da Viterbo, a circa 2.500 metri dall'uscita della superstrada Orte-Civitavecchia in direzione Civitavecchia. La realtà agricola in questa zona è sicuramente tra le più importanti della regione data la vocazione del territorio viterbese dove il 41,8 per cento delle imprese appartengono infatti a questo settore.

Una rete di strade consortili e aziendali a maglia alquanto regolare consentono di raggiungere tutti i terreni aziendali.

All'interno dei centri aziendali la viabilità è costituita da strade adeguatamente larghe per consentire l'agevole transito dei mezzi aziendali.

Nel 1998 è stato realizzato il caseificio e la struttura dell'azienda è stata totalmente rinnovata, ristrutturando l'allevamento delle bovine per permettere la convivenza con le bufale.

L'attuale indirizzo produttivo dell'azienda prevede la coltivazione di specie erbacee su circa 200 ettari per rifornire l'allevamento di circa 350 capi bovini e bufalini; infine vi è il caseificio che utilizza parte del latte quotidiano e gestisce la vendita diretta dei prodotti.

3.2.2. Le strutture.

Data la variabilità delle produzioni, l'azienda dispone di molteplici strutture tendenti ad un progressivo processo di ampliamento che mira alla multifunzionalità. Sono presenti le seguenti strutture per l'allevamento:

- due stalle,
- una sala di mungitura,
- una letamaia,
- una vasca di raccolta dei reflui,
- un fienile,
- due ricoveri per il deposito dei macchinari,
- un silo.

Le stalle, di tipologia a stabulazione libera con zona di riposo a cuccette, accolgono le vacche e le bufale in lattazione. Sono parzialmente chiuse da una parete e la copertura è costituita da due grosse tettoie che coprono la zona di riposo e di alimentazione, mentre al centro rimane scoperta la corsia di servizio. All'interno di ognuna vi sono due corsie di cuccette con lettiera di paglia, disposte sui lati lunghi nella tipologia "testa a testa". La corsia di servizio si trova lungo la linea mediana, è larga circa tre metri e mezzo per consentire alla macchina il passaggio e la distribuzione degli alimenti nelle due corsie di alimentazione. In un angolo di ogni stalla vi è inoltre la sala parto: due box di circa 12 m³ ricoperti con abbondante lettiera di paglia; uno per le vacche e uno per le bufale. Questi box garantiscono la possibilità agli animali di partorire in tranquillità, ma sono tenuti costantemente sotto controllo in modo che, in caso di necessità, si possa intervenire con tempestività.

All'esterno delle due stalle è presente una costruzione che adesso ospita le fasi di svezzamento, di primo ingrasso e un'altro spazio a disposizione per le varie operazioni di gestione. Ai lati della corsia di servizio vi sono due file di gabbie per i vitelli e due box multipli per la stabulazione libera degli annutoli e delle manzette.

Nella zona aperta trovano posto le bovine e le bufale in asciutta, le manze e le giovani bufale, aventi in comune una ampia tettoia; dietro a questa tettoia vi sono due paddock in cemento per la movimentazione degli animali. Parte della zona destinata alle bufale è aperta e non prevede uso di paglia per garantire le migliori condizioni naturali dato che preferiscono stabulare in zone acquitrinose e fangose piuttosto che asciutte. La loro straordinaria adattabilità ne facilita molto la gestione: in caso di monta naturale, com'è il caso di questa azienda, il bufalo vive tranquillamente nello stesso box delle bufale.

La sala di mungitura si trova in prossimità del ricovero delle vacche e delle bufale in lattazione, lungo uno dei due lati corti. È costituita da due locali chiusi: il primo è una sala di mungitura a poste fisse della tipologia a spina di pesce, avente due file da nove poste, con in mezzo la fossa del mungitore; il secondo è la sala latte, dove si trovano i bidoni refrigeranti di raccolta del latte, la pompa, le attrezzature terminali della linea di trasporto del latte e quelle per il lavaggio dell'impianto.

Il silo è di tipologia orizzontale a trincea, con pareti di contenimento del prodotto in elementi prefabbricati in cemento armato. La pavimentazione a livello di campagna possiede una pendenza longitudinale del 1% per l'allontanamento dell'acqua di vegetazione e dell'acqua piovana. Questa tipologia permette, rispetto alle altre, la migliore conservazione dei foraggi per la migliore compattazione. Il dimensionamento del silo è stato studiato appositamente per contenere la produzione annuale di foraggio da destinarsi agli animali.

La meccanizzazione è presente in quantità necessaria per svolgere efficientemente quasi tutte le operazioni di produzione. Sono presenti due trattrici con macchine annesse per la lavorazione del terreno e per la coltivazione e raccolta, un mezzo per il carico, la movimentazione e la distribuzione degli alimenti (carro unifed); un mezzo per l'allontanamento delle deiezioni solide.

Il Caseificio nato per utilizzare parte del latte prodotto non ha un aspetto produttivo di tipo industriale, essendo condotto a livello familiare. È strutturato in 2 reparti, di cui uno destinato alla lavorazione e produzione dei formaggi ed un punto vendita.

La produzione casearia riguarda circa 10 tipi di formaggi. La mozzarella di bufala è l'attrazione principale del caseificio, prodotta con il 100% di latte di bufala, usando i metodi tradizionali.

È presente anche un punto vendita aziendale per la carne.

3.2.3. L'allevamento.

L'azienda dispone al momento di un numero complessivo di 400 capi tra bovini di razza Frisona e bufale. La tipologia di allevamento è "a stabulazione libera". Per quanto riguarda le bovine e le bufale in lattazione sono in numero pari a 250, dal peso medio di circa 500 kg. La stalla è dotata di molti confort per garantirne il benessere, come l'utilizzo di abbondante paglia come lettiera per evitare il rischio di infezioni batteriche (mastiti) e il funzionamento di ventilatori assiali. Per le bufale è prevista un impianto ad irrorazione estiva.

Le bovine e le bufale in asciutta sono circa 65, il loro peso medio è di circa 300 kg. La loro tipologia di stabulazione (libera con utilizzo di paglia nella zona di riposo, con paddock) ne garantisce la movimentazione frequente.

La rimonta, le bufale e i vitelli destinati al macello sono in tutto 50, risiedono, come detto, nella stalla chiusa, vivendo nelle stesse condizioni di quelle in asciutta, ma senza il paddock. Il loro peso medio si aggira intorno ai 150 kg.

I vitelli sono tenuti in box singoli fino all'età di sei mesi, sono presenti in numero di 35 e il loro peso medio oscilla intorno ai 100 kg. I box singoli nei quali sono tenuti hanno pavimentazione in fessurato con paglia. Vengono alimentati con il colostro della madre nei primi giorni di vita.

L'azienda produce direttamente l'alimentazione dei propri animali, utilizzando parte delle produzioni vegetali conservate nel silo. I prodotti vegetali utilizzati per l'alimentazione del bestiame sono mediamente l'erba medica ed il mais a maturazione cerosa oltre a vari prodotti integrati.

La tecnica di distribuzione conosciuta come *unifeed* prevede la distribuzione dell'intera razione alimentare giornaliera. Per Unifeed si intende la mescolanza di vari componenti alimentari, che saranno consumati nell'allevamento. In sostanza vengono messi in un carro semovente alimenti come silo-mais, pastone, polpe essiccate ecc (dipende dalla razione che l'allevatore decide di utilizzare nella sua stalla) e grazie a un meccanismo di coclee tutti questi prodotti vengono miscelati fra loro ottenendo l'unifeed che poi sarà distribuito agli animali.

Questa tecnica è molto efficiente in quanto permette la corretta alimentazione degli animali dato che attraverso la miscelazione non sarà possibile la selezione dell'alimento da parte dell'animale (essendo accuratamente mescolato). Un altro vantaggio fondamentale è quello di eliminare la competizione alimentare tra gli animali, permettendone la crescita uniforme e soprattutto evitando l'esigenza della contemporanea presenza di tutti gli animali sulla mangiatoia.

3.2.4. La gestione delle deiezioni.

Per la gestione delle deiezioni l'azienda dispone di varie tipologie di strutture e macchinari idonee alla struttura aziendale.

Nelle stalle la pulizia delle cuccette viene realizzata spalando manualmente la lettiera verso corsie di alimentazione, dove sono presenti due raschiatori meccanici per l'asportazione dei liquami pagliosi che poi vengono trasportati alla concimaia.

Le gabbie dei vitelli sono dotate di pavimentazione fessurata, con una grande vasca sotterranea capace di raccogliere le deiezioni e le acque di lavaggio. Viene svuotata diverse volte l'anno mediante una pompa con sistemi a tubazione che porta il tutto alla vasca di accumulo dei liquami.

Il lavaggio dei macchinari a fine ciclo di mungitura viene effettuato direttamente in sala ed è tutto meccanizzato nella linea di lavaggio del lattodotto. Il pavimento della sala mungitura (con

pendenza ad imbuto) viene quotidianamente pulito con l'ausilio di tubi che convogliano il residuo del lavaggio verso una griglia centrale, che porta tutta l'acqua utilizzata ad una vasca di accumulo.

3.2.5. Programma delle deiezioni zootecniche.

Per il calcolo delle deiezioni zootecniche sono state prese in considerazione le varie categorie di animali presenti nell'azienda. Dai rilevamenti effettuati è stata calcolata la produzione potenziale di deiezioni dei capi allevati, in relazione alle tipologie di stabulazione e ai relativi sistemi di pulizia.

Categoria	Tipo di stabulazione	n° capi	peso medio kg/capo	potenzialità max (t p.v.)
bovine in lattazione	stabulazione libera a cuccette con lettiera	250	500	125
bovine in asciutta	stabulazione libera a lettiera solo in zona di riposo	65	300	19,5
vitelli	svezzamento in box singoli su fessurato	35	100	3,50
rimonta + ingrasso	stabulazione libera a lettiera solo in zona di riposo	50	150	7,5
TOTALE		400		155,50

Tabella 9. Potenzialità della produzione di deiezioni delle varie categorie.

Liquame e acque di lavaggio		Letame	
m ³ /mese x t p.v.	totale	m ³ /mese x t p.v.	totale
0,75	93,75	2,33	291,25
0,83	16,19	2,70	52,65
7,20	25,20	0,00	0,00
0,83	6,23	2,70	20,25
Totale mese	141,36	Totale mese	364,15
Totale Anno	1.696,32	Totale Anno	4.369,80

Tabella 10. Produzione deiezioni mensile e annua.

La concimaia, luogo di raccolta dei rifiuti della stalla (paglia, escrementi animali), che si trova adiacente alla vasca dei liquami, raggiunge una volumetria di circa 1.800 m³. É dotata di pavimentazione impermeabilizzata, con leggera pendenza per garantire lo sgrondo delle acque di

percolazione nella vasca dei liquami. Su tre lati è chiusa con muretti di contenimento della frazione solida. Durante l'inverno è prevista la copertura dell'intera concimaia. L'altezza del cumulo raggiunge i 2 metri e la durata dello stoccaggio avviene per 4-5 mesi. Lo spandimento in campo avviene attraverso l'utilizzo del carro spandiletame.

Il bacino adibito allo stoccaggio dei liquami, detto laguna, ha una volumetria di circa 3.000 m³, è stato realizzato con scavo a sezione obbligata nel terreno, con profondità di circa 4 metri. L'intera struttura è costruita in cemento armato per garantirne l'impermeabilizzazione e serve a contenere tutta la frazione liquida prodotta nell'allevamento, più l'acqua piovana. I liquami maturano durante tutto l'anno e vengono poi utilizzati completamente nella fertirrigazione estiva. Nel momento in cui la vasca è totalmente vuota si procede alla pulizia annuale, con rimozione dei sedimenti accumulati sul fondo.

3.2.6. Le produzioni vegetali.

I terreni a disposizione dell'azienda sono circa 250 ettari, la maggior parte in pianura e la restante in zone leggermente acclivi.

L'azienda utilizza gran parte della propria *Superficie Aziendale Utilizzata* (S.A.U.) alla produzione di foraggio per la zootecnia, utilizzando i terreni per la coltivazione di erbai di erba medica, irrigati dopo i tagli, che vengono reimpiantati all'incirca ogni 4 anni.

La restante parte dei terreni viene avvicendata con mais a maturazione cerosa per tre anni e altre coltivazioni erbacee per un anno.

Una parte dei terreni situati poco distanti dal centro aziendale è destinata alla produzione alternata di ortaggi e mais ceroso (nell'anno in cui non c'è il mais nell'altro appezzamento) e alternando le annate di grano con il girasole.

3.2.7. Consumi energetici.

I consumi energetici dell'azienda sono piuttosto elevati, soprattutto per la notevole richiesta del caseificio. Il complesso aziendale assorbe una potenza media di circa 30 kW; i consumi sono stimati intorno a 280.000 kWh/anno; con spesa media di energia elettrica di 30.000 €/anno (pari a 2.500 €/mese). Il prezzo d'acquisto medio dell'energia elettrica è di 0,09 €/kWh.

3.3. Soluzioni progettuali e ottimizzazione.

Date le tipologie e le caratteristiche delle biomasse animali e vegetali prodotte attualmente in azienda, l'unica tecnologia razionalmente applicabile per il loro sfruttamento energetico è la

digestione anaerobica con produzione di biogas convertibile tramite cogenerazione in energia elettrica e termica.

I costi di investimento per un impianto di biogas variano da caso a caso, in base alle specifiche esigenze di installazione (impianti di tipo semplificato, impianti completamente miscelati, coibentati e riscaldati, ecc.) e i materiali avviati a digestione (solo liquami zootecnici, liquami zootecnici e colture energetiche o scarti agroindustriali). È quindi, difficile definire dei costi di investimento standard, che possono servire da riferimento.

3.3.1. Lo studio di fattibilità.

L'impianto di biogas idoneo alla tipologia di biomasse ed ai consumi è quello a doppio stadio con fase di pre-trattamento a freddo e fase anaerobica a caldo. Si tratta di una tipologia classica, adottata per la codigestione di substrati zootecnici e vegetali.

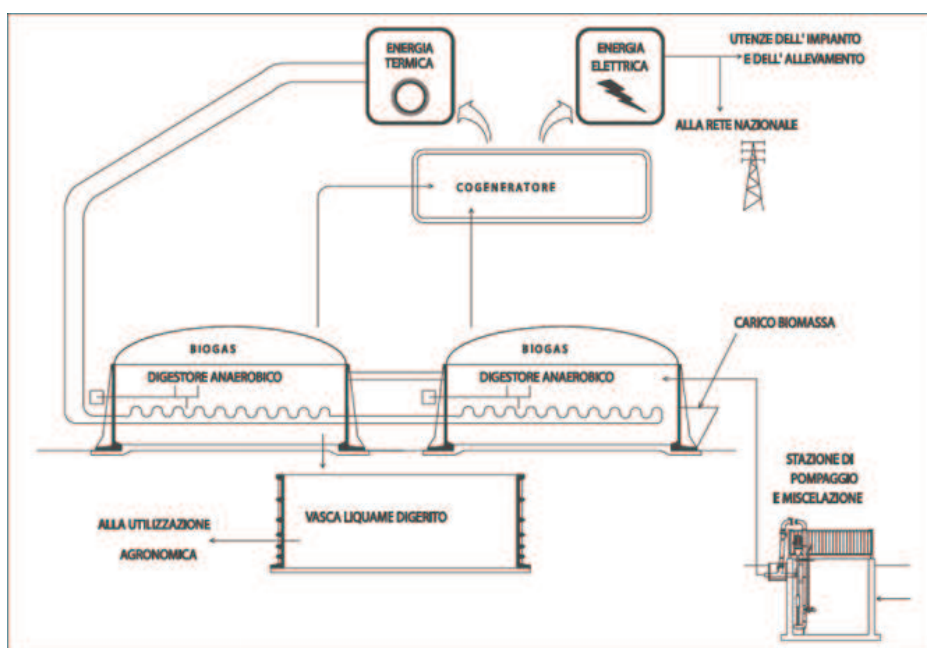


Figura 5. Impianto per liquami bovini.

La tecnologia impiantistica è quella dei reattori CSTR (*Continuous Stirred-Tank Reactor*) e la digestione avviene ad umido in regime termico di 35°-37,5°C.

L'alimentazione avviene con i reflui dell'allevamento e le colture erbacee. Il liquame ha un duplice scopo; quello di fluidificare l'intera alimentazione, e di apportare i batteri metanigeni.

Il tempo di ritenzione idraulico (HRT) è di 50 giorni e permette di conseguire una produzione di biogas media di 72 m³/ora, con una percentuale di metano variabile tra il 65 e il 67%,

a fronte di un'alimentazione di circa 23 t di materiale organico al giorno (circa 8300 t/anno). La quantità giornaliera di biogas risulta essere di circa 1720 m³ (per un totale di 630.000 m³/anno).

Tutti i reattori sono posti in comunicazione tra di loro mediante tubazioni; sia per il passaggio del gas, che per il materiale organico. Quest'ultimo, una volta che è stato completamente digerito, prende il nome di digestato e viene stoccato in un'apposita vasca areata, in attesa della distribuzione in pieno campo, che avviene seguendo gli stessi piani di spargimento del liquame.

Nel fabbricato adiacente i reattori, si trovano i motori, la sala di gestione dell'impianto e di invio in rete dell'energia elettrica prodotta. Questa parte è fondamentale per la cura dell'aspetto economico, in quanto, tramite due contatori, vengono calcolati: su uno la produzione di energia elettrica immessa in rete, su l'altro invece l'energia elettrica prodotta, che ha diritto al Certificato Verde, la cui lettura è effettuata dal GSE.

L'impianto di cogenerazione, di potenza pari a 160 kW, produce anche energia termica, che in questo caso è impiegata per la termoregolazione del reattore.

I motori funzionano per circa 7.500 ore/anno e producono:

$$160 \text{ kW} * 7.500 \text{ h/anno} = 1.200.000 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{anno}$$

risultanti dalla produzione di energia elettrica; essendoci un rapporto di base *energia/calore* pari a 0,5 la produzione di energia termica risulterà pari a 2.400.000 kWh_{th}/anno.

Il complesso aziendale (stalla, digestore) assorbe circa 30 kW, e consumando parte dell'energia elettrica prodotta esso risulta totalmente autosufficiente. Gli autoconsumi sono stimati in circa 280.000 kWh/anno. L'energia elettrica vendibile risulta essere di 920.000 kWh/anno.

Per valutare il progetto di investimento si è ricorso ad un'analisi della redditività attualizzata, cioè si riducono ad un unico momento i redditi futuri derivanti dalla realizzazione dell'impianto. L'adozione del piano di recupero energetico comporta inevitabilmente delle variazioni dei redditi netti aziendali, in quanto si aggiungono dei costi per la lavorazione di colture destinate all'impianto e allo stesso tempo altri costi si sottraggono. Analogo discorso vale per i ricavi. La parte attiva dei bilanci risulta modificata anche perché in ogni anno di funzionamento dell'impianto di cogenerazione l'azienda ottiene dei ricavi dovuti alla vendita al gestore dell'energia elettrica prodotta. Sempre annualmente si sostengono dei costi per la gestione dell'impianto.

Prima di procedere alla valutazione della redditività, prendiamo dapprima in considerazione il costo di realizzazione dell'impianto. Nella tabella è stato riportato il fabbisogno di capitale, ottenuto consultando aziende di progettazione specializzate nel settore. Il costo d'investimento "chiavi in mano" per un impianto di questa potenza, ammonta a circa 850.000 euro. Si considera che questa spesa viene sostenuta nell'anno 0 e si ipotizza che l'impresa ricorra, per disporre del

capitale, al credito ordinario. Considerando una durata ammissibile dell'impianto pari a 15 anni, sono stati redatti bilanci preventivi annuali che coprono tutto il periodo in questione. [20]

Costi di realizzazione	€
Vasca di raccolta e omogeneizzazione reflui zootecnici e biomasse	25.000
Stazione di rototriturazione e miscelazione del trinciato	10.000
Stazione di caricamento ai reattori con telehandler	15.000
Reattore di prefermentazione	30.000
Reattore di biometanazione con copertura pneumatica per stoccaggio gas	300.000
Stazione trattamento depurativo del biogas	15.000
Stazione di cogenerazione elettrica e termica (160 kW)	300.000
Stazione di filtropressatura solido-liquido	15.000
Vasca di stoccaggio del liquido	30.000
Comparto di stoccaggio del liquido (fanghi)	8.000
Impianto elettrico e automazione	30.000
Centrale termica	40.000
Opere civili accessorie	15.000
Soffianti	10.000
Allacci idraulici	15.000
Quadro di potenza	12.000
TOTALE	850.000

Tabella 11. Riepilogo orientativo dei costi d'impianto.

Un conto economico consente di verificare, alla fine di ogni anno di esercizio, il reddito netto prodotto dall'impianto, effettuando una differenza tra ricavi e costi.

Dal punto di vista dei ricavi sono stati considerati quelli derivanti dalla vendita dell'energia elettrica al GSE e della Tariffa Omnicomprensiva.

La produzione lorda vendibile dell'impianto è rappresentata sia dal valore dell'energia elettrica ceduta in rete, pagata secondo gli scaglioni produttivi e le tariffe; nonché dall'entrata, sulla base della tariffa omnicomprensiva, derivante dalla produzione dell'energia elettrica.

Il prezzo minimo garantito che viene riconosciuto "all'energia venduta da impianti che producono da fonti rinnovabili e di potenza inferiore a 1 MW", è pari a 0,0964 €/kWh. Per quanto riguarda il valore della produzione di energia si è scelta la tariffa omnicomprensiva di 0,3 €/kWh, il periodo di incentivazione dura 15 anni.

Valore dei certificati verdi	0,3 €/kWh
Prezzo di vendita dell'energia elettrica	0,0964 €/kWh
Produzione annua di energia elettrica	920.000 kWh
Totale annuo valore certificati verdi	294.000 €
Totale annuo ricavo da vendita dell'energia elettrica	94.472 €

Tabella 12. Serie dei ricavi dell'investimento.

Tra i ricavi è necessario annoverare anche gli autoconsumi termici ed elettrici, stimati con il criterio del costo evitato. A questi si aggiungono poi i mancati costi di fertilizzante dovuti alla maggiore produzione di compost. I ricavi stimati risultano essere pari a 400.000 €/anno.

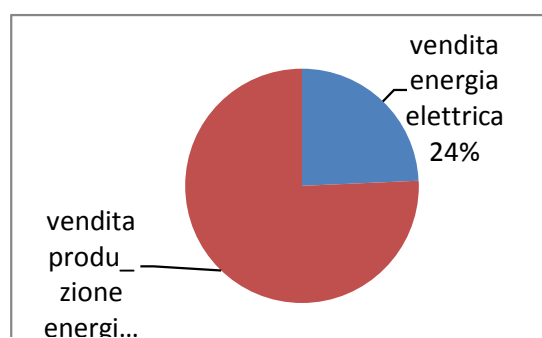


Figura 6. Ripartizione percentuale dai ricavi.

Per l'analisi dei costi, si è considerato l'impianto come isolato dal resto dell'azienda, computando tra i costi sia le remunerazioni che le reintegrazioni. Le voci di costo relative all'investimento, che sono state inserite, sono quelle degli ammortamenti, calcolati linearmente in un tempo di 15 anni. Il valore iniziale è risultato essere di 850.000, mentre il valore finale è posto uguale a zero. Si ipotizza pertanto, che tale importo sia finanziato interamente, per un periodo di 10 anni ad un tasso d'interesse del 6%. La quota di ammortamento annua è di 115.500 €/anno.

anni	rate	quota interessi	quota capitale	debito estinto	debito residuo
0					850.000
1	115.488	51.000	64.488	64.488	785.512
2	115.488	47.131	68.357	132.845	717.155
3	115.488	43.029	72.458	205.303	644.697
4	115.488	38.682	76.806	282.109	567.891
5	115.488	34.073	81.414	363.524	486.476
6	115.488	29.189	86.299	449.823	400.177
7	115.488	24.011	91.477	541.300	308.700
8	115.488	18.522	96.966	638.266	211.734
9	115.488	12.704	102.784	741.049	108.951
10	115.488	6.537	108.951	850.000	-
TOTALE	1.154.878	304.878	850.000		

Tabella 13. Piano di ammortamento del prestito.

Per le operazioni di carico giornaliero dei reattori con telehandler (30 minuti, quattro volte al giorno), per le operazioni di manutenzione ordinaria (ogni 400h di funzionamento dei motori) e per lo spargimento del digestato in campo si impiega manodopera per 970 ore/anno e costa 14.550 €/anno.

La direzione e l'amministrazione sono affidati allo stesso imprenditore che impiega giornalmente circa un ora e mezzo del suo tempo, ed il costo è di circa 13.700 €/anno.

L'impianto prevede inoltre una manutenzione ordinaria ed una straordinaria. Per ciò che concerne la prima si sostituisce l'olio dei motori, si pulisce o sostituiscono le candele e filtri. Il tempo impiegato per queste operazioni rientra nel conteggio della manodopera salariata in quanto, sono effettuate senza ricorrere a personale specializzato. Il costo dei materiali è di circa 4.900€/anno.

La manutenzione straordinaria è funzione di variabili non prevedibili (grado di usura delle parti meccaniche: agitatori, pompe, tubazioni), pertanto l'entità inserita nel conto economico rappresenta un valore prudenziale inerente alle grandi manutenzioni previste al 5° e al 10° anno diluite nei 15 anni, alle quali è attribuito un costo annuale di 20.000€.

Una voce di grande rilevanza, è rappresentata dai costi di alimentazione. Ipotizzando un'alimentazione eterogenea, come quella attuale, la spesa più onerosa è rappresentata dal costo di produzione delle coltivazioni erbacee di circa 70 ha, che hanno un costo a bocca dell'impianto di circa 23 €/t. L'alimentazione dà luogo ad un costo annuale medio di 65.000 €.

Un'ulteriore voce di costo è rappresentata dalle spese generali; inerenti al carburante e al lubrificante per il telehandler, alle consulenze ed istruttorie che risultano essere di circa 6.250€/anno.

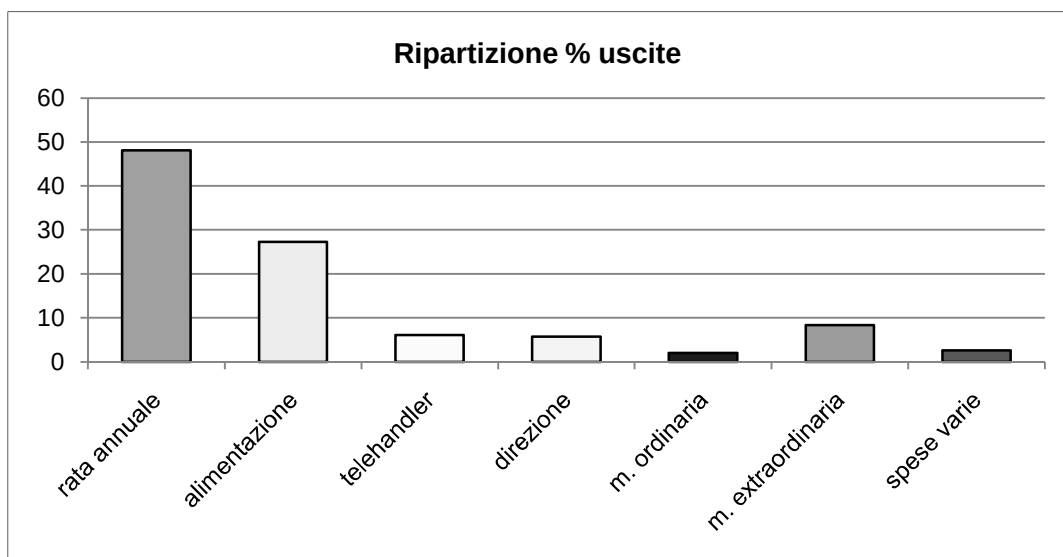


Figura 7. Ripartizione costi medi.

Si trova che i redditi sono positivi dal 4° anno e si incrementano fino al 15° anno. L'aumento di reddito netto che si verifica è dovuto ai minori oneri finanziari che l'impresa sostiene in termini di interessi da restituire all'istituto di credito. Infatti, gli interessi sono stati calcolati sul capitale monetario prestato al lordo delle quote di ammortamento e quindi su un valore decrescente temporale.

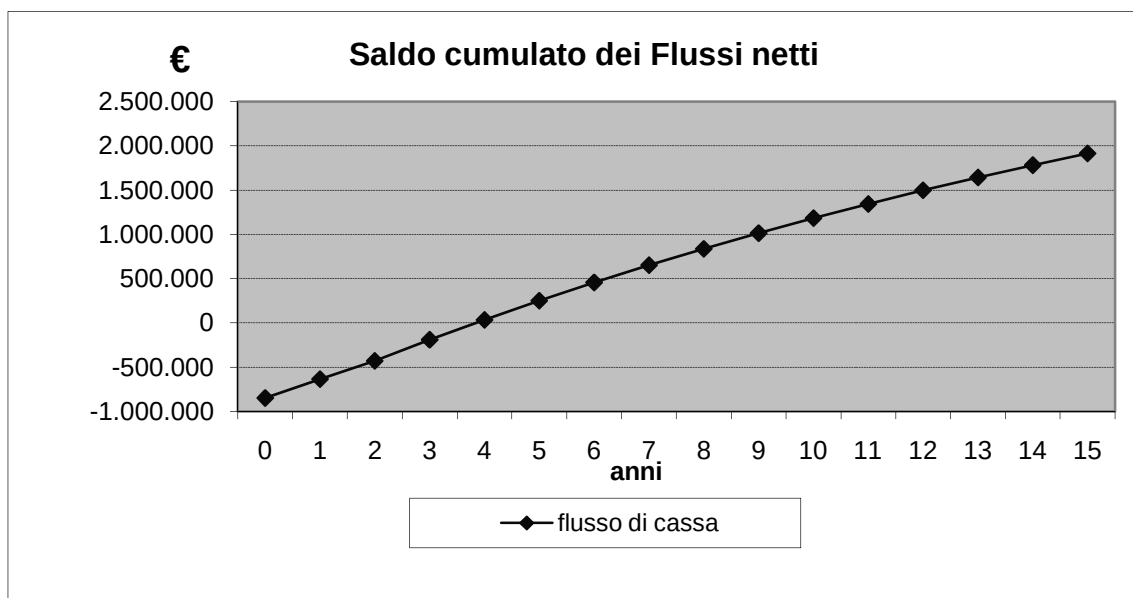


Figura 8. Tempo di ritorno del capitale.

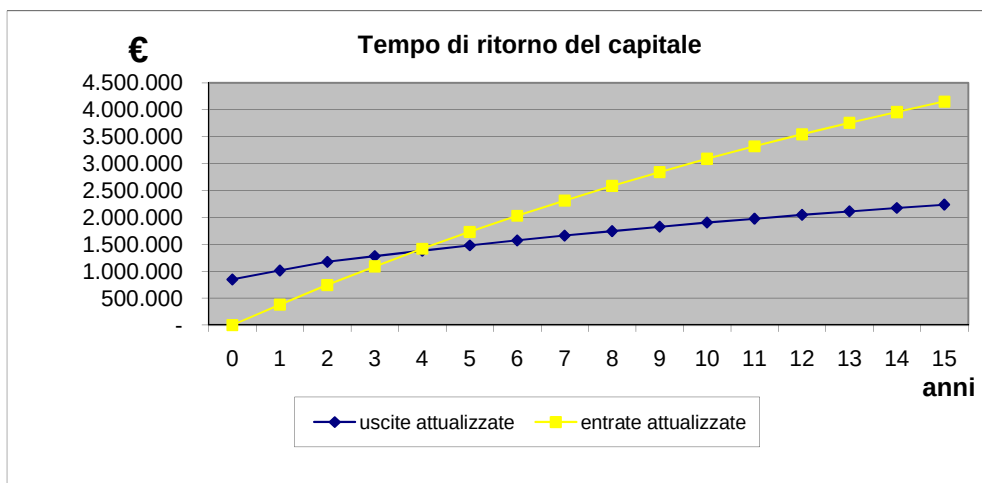


Figura 9. Tempo di ritorno del capitale

Con un tasso del 5 % il VAN (valore attuale netto) risulta di circa 1.900.000 €. L'andamento del VAN in funzione del tasso di interesse ipotizzato viene riportato in figura. Il saggio di rendimento interno (SRI) è pari al 29,34%.

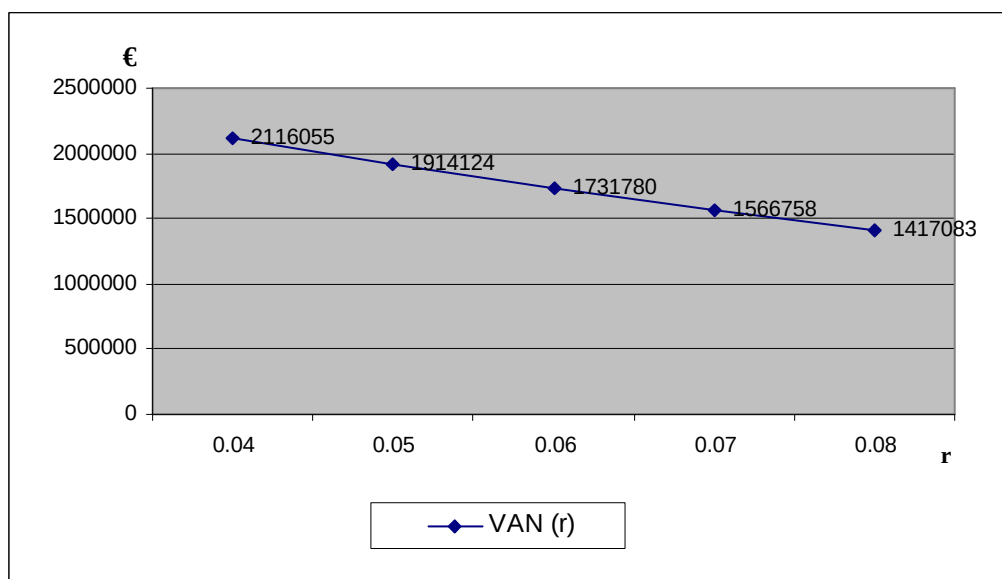


Figura 10. Andamento del VAN in funzione di vari tassi d'interesse.

Il tempo di ritorno del capitale è stato calcolato al quarto anno; si può dunque dire che l'investimento è conveniente. Bisogna notare però l'importanza che hanno i costi di alimentazione e i costi di impianto.

Qualora fossero presenti nel territorio dov'è ubicata l'azienda scarti delle produzioni agro-alimentari o altri prodotti di origine vegetale, avrebbero sicuramente un costo minore di quelli

prodotti dall'azienda, e permetterebbero l'incremento dei ricavi annui o garantirebbero la competitività della tecnologia anche in assenza del meccanismo dei certificati verdi.

3.4. Conclusioni.

L'azienda, presa come caso di studio, ben rappresenta la tipologia di dimensione medio grande e con attività differenziate, presenti nel territorio nazionale. La caratteristica di azienda agro-zootecnica ha imposto quale soluzione tecnica per la produzione energetica quella della digestione anaerobica. Infatti questo tipo di processo è l'unico in grado di combinare l'impiego delle biomasse di origine animale con quelle di provenienza colturale. Ad ulteriore sostegno della biogassificazione vi sono anche i vantaggi che tale processo comporta, quali l'economicità dell'investimento, le ottime rese energetiche, la semplicità di conduzione, l'affidabilità e l'esperienza consolidata delle ditte costruttrici e, non meno importante, l'ottima sostenibilità ambientale.

La presenza di una fonte di biomassa a costo ridotto può essere un elemento di incentivo alla localizzazione di tale tipo di impianti. Tuttavia anche la possibilità di accedere ad un finanziamento in conto capitale è anch'essa un elemento di incentivo; poiché influisce sulla redditività e sul conseguente tempo di rientro. Non ultima la funzione ambientale ricoperta dalla digestione anaerobica che permette la chiusura dei cicli energetici delle aziende, soprattutto di quelle zootecniche senza terreni da utilizzare per lo smaltimento dei reflui.

L'argomento è sotto i riflettori dalla fine dello scorso anno, quando furono emanate la Finanziaria 2008 e il così detto «collegato alla Finanziaria 2008». Tra i numerosissimi commi della Finanziaria sono state previste importanti innovazioni sulla normativa dei certificati verdi e, nel collegato, l'istituzione di uno speciale certificato verde «agricolo». Le speranze e le attese che queste disposizioni avevano suscitato, sia tra gli agricoltori sia tra gli operatori specializzati del settore, sono state ben presto raffreddate per i notevoli ritardi nell'emanazione dei decreti attuativi.

Infatti, i principi di legge sanciti dalla Finanziaria 2008 (legge 24-12-2007 n. 244, art. 2, commi da 143 a 149) e dal «collegato» (legge 29-11-2007 n. 222, conversione del decreto legge 1-10-2007 n.159, vedi art. 26, comma 4-bis) possono essere resi operativi soltanto se le condizioni per la loro applicabilità sono definite in appositi decreti ministeriali, emanati di concerto tra i rispettivi ministeri competenti.

Imprenditori coraggiosi che avevano costruito progetti e piani economici sulla base degli incentivi allettanti, previsti per l'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da biomasse e biogas, ottenuti da prodotti agricoli, di allevamento e forestali, inclusi i sottoprodotti, sono stati costretti a sospendere gli investimenti in attesa di un chiarimento normativo. Molto peggio se la stanno passando quegli agricoltori che gli impianti invece li hanno realizzati (soprattutto nel settore

del biogas), nella convinzione di poter percepire 0,30 euro per kWh elettrico prodotto, come tariffa omnicomprensiva (incentivo + il valore dell'energia elettrica prodotta) per installazioni di potenza non superiore a 1 MW, oppure di poter beneficiare di un coefficiente moltiplicatore di 1,8 per i certificati verdi. Per il momento si sono dovuti accontentare di un acconto dal GSE (Gestore servizi elettrici) e, in qualche caso, sono stati costretti a rinegoziare i mutui contratti con le banche.

Bibliografia.

- [1] AEEG, Antognazza E., 2005, Presentazione *La normativa di riferimento per la generazione distribuita*, Torino.
- [2] ANPA, 2005, Rapporto *Il trattamento anaerobico dei rifiuti*, Roma.
- [3] APAT, 2005, Rapporto *Bio-energia e cambiamenti climatici*, Roma.
- [4] APER, 2007, Rapporto *Bioenergia 2006/2007*, Milano.
- [5] Bartolazzi A., 2006, *Le energie rinnovabili*, Milano, Hoepli.
- [6] Bassetti A., Barbaresi U., Cecchi F., 1991, *Processo di digestione anaerobica termofila di residui organici in fase semi-solidi*, Brevetto MI 91 000777.
- [7] Camillucci Ing. Sergio, *Scenari globali energetici e di emissioni, gli attori coinvolti, ruolo ed opportunit  per gli energy managers*, ENEA – Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente.
- [8] Carlini M., Castellucci S., 2006, Dispense del corso di *Sistemi energetici e qualit  dell'ambiente*, Viterbo.
- [9] CRPA, Bonazzi G., 1988, Articolo *Produzione e utilizzo di biogas in zootecnia*, Reggio Emilia
- [10] CRPA, S. Piccinini, 2007, Articolo *Il biogas da liquami zootecnici: la situazione in Italia*, Reggio Emilia.
- [11] CRPA, S. Piccinini, 2007, Presentazione *Le tecnologie di produzione del biogas*, Reggio Emilia.
- [12] De Castro P., 2007, Articolo tratto dalla rivista Elementi, *Il futuro dell'energia   nelle biomasse*, Roma.
- [13] Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387-“Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricit ”.
- [14] ENEA, 2005, *Rapporto Energie ed ambiente*.
- [15] GSE, 2007, *il nuovo conto energia*, Roma.
- [16] GSE, 2008, *rapporto 2007*, Roma.
- [17] ISES Italia, 2004, *Biomasse per l'energia*, Fondazione IDIS - Citt  della Scienza.
- [18] ITABIA, 2001, *Biomasse agricole e forestali, rifiuti e residui organici: fonti di energia rinnovabile. Stato dell'arte e prospettive di sviluppo a livello nazionale*, ANPA-Agenzia Nazionale per la Protezione dell'Ambiente

- [19] Lombardi M., Rubini L., Vivoli F.P., 1998, *Energia dalle biomasse, le tecnologie e le applicazioni*, ISES Italia.
- [20] Lorenzoni A., Bano L., 2007, *Presentazione I costi di generazione di energia da fonti rinnovabili*, Roma.
- [21] Notizie verdi, Anno II • n.243 • martedì 31 ottobre 2006, *Energie rinnovabili*.
- [22] Regione Marche, 2007, *Disposizioni incentivanti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili per l'anno 2008*, Ancona.
- [23] Vallini G., Briglia M., Bianchin L., 1987, *Metanogenesi: aspetti microbiologici e biochimici della degradazione anaerobica di substrati organici complessi*, *Acqua Aria*, **8**, 949-954.
- [24] www.rinnovabili.it
- [25] www.escoitalia.eu, *AEEG: ulteriori facilitazioni a sostegno delle fonti rinnovabili*