ACCADEMIA DI AGRICOLTURA DI TORINO

FONDATA DA RE VITTORIO AMEDEO III NEL 1785
DECRETO PRESIDENTE DELLA REPUBBLICA 14 SETTEMBRE 1984

DAL BIOGAS AL BIOMETANO UN'OPPORTUNITA' PER L'AGRICOLTURA

Anna Maria Saracco
Massimiliano Antonini

INDICE

PREFAZIONE……...3

1 - IL RUOLO DELL'AGRICOLTURA PER PRODURRE ENERGIA ELETTRICA E TERMICA……..... 5
1.1 – Premesse…….....5
1.2 – Inquadramento normativo……...……5
1.3 – Alcuni progetti di ricerca in tema di valorizzazione dei sottoprodotti ai fini energetici e non solo……15

2 - LA PRODUZIONE DEL BIOGAS……. 18
2.1 – Le fasi del processo di digestione anaerobica…….…..18
2.2 – Gli stadi della digestione anaerobica……19
2.3 – Le biomasse in alimentazione nel digestore…….……20
2.4 - La produzione potenziale di biogas e metano di varie biomasse…….…….……22
2.5 – Il biogas agro zootecnico in Italia…….……23
2.6 – La situazione in Europa……24

3 - PRETRATTAMENTI DELLE BIOMASSE PER OTTIMIZZARE LA RESA IN BIOGAS…….. .26
3.1 – Introduzione……..26
3.2 – Tipologie di pretrattamento delle biomasse…….…….27
3.3. – Quale pretrattamento scegliere……....28
3.4 – Risultati sperimentali relativi ad alcune tipologie di pretrattamento delle biomasse….....29

4 - TRATTAMENTI DI RAFFINAZIONE DEL BIOGAS PER L'IMMISSIONE NELLE RETI DI GAS NATURALE……...… 32
4.1 – Introduzione…….…….32
4.2 – Trattamenti di DEPURAZIONE……..…….33
4.3 – Trattamenti di RAFFINAZIONE……...….. 35
4.4 - Confronto tra i sistemi di raffinazione attualmente disponibili per applicazioni commerciali……...42
4.5 – Approfondimento sulle attività di ricerca sulla raffinazione del biogas……...43

5 – PROSPETTIVA BIOMETANO, UN'OPPORTUNITA' DI BUSINESS ANCHE PER L'IMPRESA AGROZOOTECNICA…… 45
5.1 – Il biometano è un'alternativa competitiva……45
5.2 – L'innovazione negli impianti di raffinazione (upgrading)……...46

6 – CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE……... 50
6.1 - Principi di riferimento e condizioni ottimali per la fattibilità di una filiera agro energetica finalizzata alla produzione di biogas e di biometano…….…50
6.2 - Le opportunità derivanti dall'immissione del biometano nella rete del gas naturale per un utilizzo più efficiente dell'energia…….…52

BIBLIOGRAFIA…… 56

PREFAZIONE

Il biometano è metano (nel senso che presenta le stesse caratteristiche del gas naturale) non di origine fossile ma di origine biologica: il biometano deriva dalla raffinazione del biogas prodotto dalla digestione anaerobica di matrici di origine biologica (fonte rinnovabile).

Il biometano rappresenta una opportunità per l'azienda agricola perché oltre a garantire una sorta di autonomia energetica (elettrica e termica) fornisce anche carburante per i mezzi agricoli: il biometano, come il metano, può essere immagazzinato e utilizzato in loco ma soprattutto può essere venduto ed immesso in rete per arrivare in qualunque posto in cui arrivi la rete, ricordando che la nostra Nazione è una delle più metanizzate.

Il biometano è da considerarsi un contributo alla produzione di metano in Italia quindi, la sua produzione eviterebbe l'importazione di una percentuale significativa di metano dall'estero: consiste in un contributo favorevole al bilancio energetico nazionale ed anche a quello ambientale.

Si invita, poi, a riflettere su come talune aree nel nostro Paese, alcune delle quali già state a vocazione agricola, ora si trovino in condizioni di abbandono (al nord ma soprattutto al sud) e come potrebbero essere invece valorizzate ai fini della produzione di biometano.

Il biometano potrebbe aiutare a trovare occupazione: da una indagine del Consorzio Italiano Biogas risulterebbe già ad oggi un numero di 3500 occupati nel settore della produzione di biogas. Per il settore biometano questo numero potrebbe aumentare ulteriormente.

A vantaggio di una maggiore competitività delle nostre imprese, gioca il fatto che l'Italia è già leader nel settore della produzione della componentistica per la tecnologia che sfrutta il metano fossile e, quindi, lo sarebbe anche per il settore biometano.
Idem per lo specifico settore della trazione a metano (la prima auto a metano in Italia risale a 20 anni fa, la FIAT Regata).

In Italia, ostacolo allo sviluppo di questa opportunità è stata, sin verso la fine dell'anno 2013, l'assenza di normativa che riguardasse:

- le modalità e le regole per l'immissione in rete e la distribuzione del biometano,
- la definizione degli incentivi per la produzione del biometano così come sono stati definiti, a suo tempo, per l'utilizzo del biogas per la produzione dell'energia elettrica e termica.

Gli incentivi al biometano, se ben formulati, possono contribuire a ridurre la dipendenza energetica dalle fonti fossili: la politica di incentivazione dovrebbe essere chiara, stabile, non perturbata da eccessive modifiche che possano disorientare gli investimenti.
A titolo di esempio, la strategia di incentivazione del biogas in Germania è stata chiara e di lungo periodo fin da subito: il risultato è che la Germania è ai primi posti nello stato di avanzamento tecnologico, nella diffusione e nel numero di impianti non solo di produzione utilizzo del biogas ma anche già di quelli di raffinazione (ed utilizzo) del biometano!

Come ben riferito dal giornalista Boschetti nell'editoriale del supplemento n. 35/2013 de l'Informatore Agrario, i provvedimenti in favore delle fonti rinnovabili subiscono purtroppo l'attacco sia della potentissima industria dei carburanti tradizionali con il loro enorme peso economico, sia quello di talune organizzazioni non governative che di contro esercitano un fortissimo richiamo mediatico ("*no food for fuel*", "*biogas no a prescindere*", ecc.).
E, come spesso accade, gli interessi economici e collettivi, le ragioni tecniche e quelle scientifiche tendono a passare in secondo piano.

Dopo oltre 30 mesi di attesa è entrato in vigore il 18 dicembre 2013 il **DM Sviluppo Economico 5 dicembre 2013** recante "***Modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale"*** (pubblicato sulla Gu n. 295 del 17 dicembre 2013).
Il decreto in questione fornisce un indirizzo chiaro alla strategia nazionale sul biometano, favorendo la destinazione per autotrazione e gli impianti di tipo agricolo in particolare di piccola media dimensione.

Ci auguriamo, a questo punto, che si realizzi un collegamento efficace tra agricoltura, mondo industriale, ricerca (innovare significa aumentare la competitività delle imprese) e politica, un collegamento che sia in grado di guidare lo sviluppo di tecnologie e settori di attività che possano dare una prospettiva all'agricoltura italiana e non solo.

Il presente Elaborato riferisce al lettore il quadro normativo attualmente vigente, con la illustrazione della statistica aggiornata degli impianti nella situazione Italiana ed in quella Europea, descrive il principio di funzionamento degli impianti di produzione del biogas con approfondimenti sulla funzione dei pretrattamenti della biomassa per migliorare la redditività degli impianti e sulle tecnologie di raffinazione del biogas a biometano, ivi compresi i vantaggi economici che ne derivano.

In particolare, anche prendendo spunto dal caso pratico della prossima installazione di un innovativo impianto di raffinazione del biogas nella provincia di Torino, verranno evidenziate oltre alle caratteristiche dell'impianto, anche le ragioni per cui si ritiene che quella del biometano costituisca una significativa opportunità per l'agricoltura, opportunità da cogliere anche da parte di quelle aziende agricole che sono già in possesso di un impianto di cogenerazione alimentato dal biogas che esse stesse producono, impianto di cui potrebbero prevedere una miglioria, attraverso l'implementazione di uno specifico sistema di raffinazione ("*upgrading*").

1 - IL RUOLO DELL'AGRICOLTURA PER PRODURRE ENERGIA ELETTRICA E TERMICA

1.1 - Premesse

In questo capitolo, attraverso l'esame del contesto normativo di riferimento, si vuole dimostrare che produrre energia elettrica e termica e, in un immediato futuro, produrre biometano (come prodotto della raffinazione del biogas), all'interno di una filiera sostenibile, è un'occasione concreta per l'impresa agricola.

In sintesi, l'idea che si sostiene è che si può coniugare la produzione di alimenti e di energia, migliorando la sostenibilità e la competitività delle nostre aziende agricole.

1.2 – Inquadramento normativo

1.2.1 – L'Imprenditore agricolo

Il tessuto normativo civilistico e fiscale in Italia, attraverso l'Articolo 2135 del Codice Civile, estende la qualifica agricola anche all'attività di produzione e vendita dell'energia termica ed elettrica.

"Art. 2135 Codice Civile. Imprenditore agricolo.
È imprenditore agricolo chi esercita una delle seguenti attività: coltivazione del fondo, selvicoltura, allevamento di animali e attività connesse.
Per coltivazione del fondo, per selvicoltura e per allevamento di animali si intendono le attività dirette alla cura e allo sviluppo di un ciclo biologico o di una fase necessaria del ciclo stesso, di carattere vegetale o animale, che utilizzano o possono utilizzare il fondo, il bosco o le acque dolci, salmastre o marine.
Si intendono comunque connesse (*) le attività, esercitate dal medesimo imprenditore agricolo, dirette alla manipolazione, conservazione, trasformazione, commercializzazione e valorizzazione che abbiano ad oggetto prodotti ottenuti prevalentemente dalla coltivazione del fondo o del bosco o dall'allevamento di animali, nonché le attività dirette alla fornitura di beni o servizi mediante l'utilizzazione prevalente di attrezzature o risorse dell'azienda normalmente impiegate nell'attività agricola esercitata, ivi comprese le attività di valorizzazione del territorio e del patrimonio rurale e forestale, ovvero di ricezione ed ospitalità come definite dalla legge."
(*) Dalla finanziaria 2007, la produzione e la cessione di energia elettrica e calorica da fonti rinnovabili agroforestali e fotovoltaiche nonché di carburanti ottenuti da produzioni vegetali provenienti prevalentemente dal fondo e di prodotti chimici derivanti da prodotti agricoli provenienti prevalentemente dal fondo, effettuate dagli imprenditori agricoli, costituiscono **attività connesse** ai sensi dell'articolo 2135, terzo comma, del codice civile e si considerano **produttive di reddito agrario.**

Nel contesto della produzione di biogas da agrozootecnia e agroindustria per la produzione di energia termica ed elettrica, i ruoli imprenditoriali possibili[1] sono tre ma solo due possono essere riferibili alle attività considerate produttive di reddito agrario ai sensi dell'art 2135 del Codice Civile:

Imprenditore PRODUTTORE (produce biomassa): è qualificabile *imprenditore agricolo**;***
Imprenditore TRASFORMATORE (produce biomassa e la trasforma in energia), è qualificabile *imprenditore agricolo;*
Imprenditore ENERGETICO (trasforma solo la biomassa fornita da terzi in biogas e quindi in energia) ***non*** è qualificabile ***imprenditore agricolo.***

[1] "*BIOGAS Normativa e biomasse: le condizioni per fare reddito"*. Alessandro Ragazzoni. Edizioni L'Informatore Agrario 2011

Va precisato che l'evoluzione del comparto bioenergetico ha offerto e continuerà ad offrire un'interessante opportunità per il mondo agricolo: tuttavia, se non si vuole correre il rischio di perdere di vista il ruolo strategico che tradizionalmente occupa il settore primario, occorre ricordare che l'obiettivo principale dovrebbe essere quello di fornire **un'integrazione al reddito agricolo** e non di rappresentare l'unica attività aziendale.

1.2.2 - Le fonti rinnovabili

L'Unione Europea ha impostato una politica energetica che spinge gli Stati membri ad aumentare l'utilizzo delle fonti rinnovabili e ridurre le fonti fossili, per rendere l'Unione meno dipendente dalle fonti di energia tradizionali, quasi totalmente importate da Paesi terzi. La strategia dell'Unione si prefigge tre diversi principali obiettivi: la riduzione dell'entità dei consumi globali di fonti energetiche, la riduzione delle emissioni di gas capaci di alterare il clima e infine l'aumento della presenza di fonti rinnovabili nel totale delle fonti utilizzate.

La **Direttiva europea 28/2009 sulle energie rinnovabili** fissa per gli Stati membri i cosiddetti obiettivi 20-20-20 da raggiungersi entro il 2020:

- ridurre il consumo energetico globale del 20%,
- raggiungere una quota pari al 20% di energia da fonti rinnovabili sul consumo totale (usi elettrici, termici e per il trasporto),
- contenere le emissioni di gas climalteranti in atmosfera del 20%.

Uno studio dell'EWEA (European Wind Energy Association) presuppone che l'obbiettivo della produzione del 20% di energia da fonti rinnovabili sia raggiunto in molti Paesi europei ma nel caso dell'Italia si stanno incontrando maggiori difficoltà a raggiungere gli obiettivi comunitari e così l'Italia potrebbe vedersi costretta a importare energia rinnovabile da Nazioni non europee.
In Italia, il settore delle **fonti rinnovabili di energia**, grazie a una politica di generosi incentivi, in particolare negli ultimi 3 anni è decollato, sia come numero di impianti sia come potenza installata. Il Dlgs 387/2003 e il Dlgs 28/2011 sono le due disposizioni madre in materia di rinnovabili e hanno attuato nel nostro Paese, rispettivamente, le direttive 2001/77/Ce e 2009/28/Ce.
Le Politiche nazionali orientate allo sviluppo sostenibile hanno messo a disposizione, nell'ambito di "***regimi di sostegno"***, i seguenti strumenti:

- gli **"incentivi**" (strumento di politica energetica da valorizzare opportunamente con scelte progettuali sostenibili nel medio-lungo termine);
- Linee guida per le procedure di autorizzazione dei nuovi impianti;
- una innovativa norma sui **sottoprodotti**.

In materia di **incentivi**, il 27 agosto 2012 è entrato in vigore il cosiddetto "Quinto Conto energia" (Dm 5 luglio 2012) fino al raggiungimento di 6,7 miliardi di euro cumulati di incentivi (raggiunti il 6 giugno 2013). Il Quinto conto energia è finito dal 6 luglio 2013.
Con il DM 6 luglio 2012 sono stati disciplinati gli incentivi per le fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico a decorrere dal 2013.

Alcune **definizioni tecnico giuridiche** tratte testualmente dal Dlgs 3 marzo 2011, n. 28 (So n. 81/L alla Gu 28 marzo 2011 n. 71) "*Attuazione della direttiva 2009/28/Ce sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/Ce e 2003/30/Ce*" sono citate di seguito:

“Articolo 2 Definizioni:
***1.** Ai fini del presente decreto legislativo si applicano le definizioni della direttiva 2003/54/Ce del Parlamento Europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003. Si applicano inoltre le seguenti definizioni:*
*a) "**energia da fonti rinnovabili":** energia proveniente da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare, aerotermica, geotermica, idrotermica e oceanica, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas;*
…..omissis….
*e) "**biomassa":** la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, gli sfalci e le potature provenienti dal verde pubblico e privato, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani;*
…omissis…
*h) "**bioliquidi":** combustibili liquidi per scopi energetici diversi dal trasporto, compresi l'elettricità, il riscaldamento ed il raffreddamento, prodotti dalla biomassa;*
*i) "**biocarburanti**": carburanti liquidi o gassosi per i trasporti ricavati dalla biomassa;*
….omissis..
*o) "**biometano":** gas ottenuto a partire da fonti rinnovabili avente caratteristiche e condizioni di utilizzo corrispondenti a quelle del gas metano e idoneo alla immissione nella rete del gas naturale;*
*p) "**regime di sostegno":** strumento, regime o meccanismo applicato da uno Stato membro o gruppo di Stati membri, inteso a promuovere l'uso delle energie da fonti rinnovabili riducendone i costi, aumentando i prezzi a cui possono essere vendute o aumentando, per mezzo di obblighi in materia di energie rinnovabili o altri mezzi, il volume acquistato di dette energie. Comprende, non in via esclusiva, le sovvenzioni agli investimenti, le esenzioni o gli sgravi fiscali, le restituzioni d'imposta, i regimi di sostegno all'obbligo in materia di energie rinnovabili, compresi quelli che usano certificati verdi, e i regimi di sostegno diretto dei prezzi, ivi comprese le tariffe di riacquisto e le sovvenzioni;*
…omissis”.

Tornando all’obbiettivo della presente trattazione, si evidenzia come **un aspetto estremamente innovativo del dlgs 28/2011 riguardi l’incentivazione a 360°del biometano,** ovvero, sia in relazione allo sviluppo delle reti di distribuzione, sia in relazione alla sua previsione di utilizzo, a seconda che il biometano, una volta immesso in rete, sia poi trasformato in impianti di cogenerazione ad alto rendimento, oppure utilizzato come biocarburante per i trasporti oppure utilizzato alla stregua del gas naturale per le utenze tipiche (riscaldamento, acqua uso sanitario, ecc).

Si ritiene opportuno in questo paragrafo della trattazione, centellinare gli articoli che richiamano l’argomento biometano.

Il dlgs 28/2011, al Titolo II “*Procedure amministrative, regolamentazioni e codici*”, Capo I “*Autorizzazioni e procedure amministrative*” ed in particolare all’**Articolo 8,** recante **“***Disposizioni per la promozione dell'utilizzo del biometano*” prevede testualmente che:

***“1.** Al fine di favorire l'utilizzo del biometano nei trasporti, le Regioni prevedono specifiche semplificazioni per il procedimento di autorizzazione alla realizzazione di nuovi impianti di distribuzione di metano e di adeguamento di quelli esistenti ai fini della distribuzione del metano.*

2. *Al fine di incentivare l'utilizzo del biometano nei trasporti, gli impianti di distribuzione di metano e le condotte di allacciamento che li collegano alla rete esistente dei metanodotti sono dichiarati opere di pubblica utilità e rivestono carattere di indifferibilità e di urgenza."*

Gli articoli 20 e 21 del dlgs 28/2011 appartengono al Titolo IV "*Reti energetiche*", Capo II "*Rete del gas naturale".*

Il dlgs 28/2011 ed in particolare **l'Articolo 20,** recante *"Collegamento degli impianti di produzione di biometano alla rete del gas naturale",* prevede che l'**Autorità per l'energia elettrica e il gas** emani **specifiche direttive** relativamente alle condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale i cui gestori hanno l'obbligo di connessione di terzi. Nel dettaglio si consideri la citazione testuale dell'articolo in questione, con evidenziati in grassetto e con sottolineature, a cura dei redattori delle presenti note, i tratti salienti:

"Articolo 20: Collegamento degli impianti di produzione di biometano alla rete del gas naturale
1. Entro tre mesi *dalla data di entrata in vigore del presente decreto,* ***l'Autorità per l'energia elettrica e il gas emana specifiche direttive*** *relativamente alle* ***condizioni tecniche ed economiche*** *per l'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi.*
2. *Le direttive di cui al comma 1, nel rispetto delle esigenze di sicurezza fisica e di funzionamento del sistema:*
a) stabiliscono le ***caratteristiche chimiche e fisiche minime del biometano****, con particolare riguardo alla qualità, l'odorizzazione e la pressione del gas, necessarie per l'immissione nella rete del gas naturale;*
b) ***favoriscono un ampio utilizzo del biometano****, nella misura in cui il biometano possa essere iniettato e trasportato nel sistema del gas naturale senza generare problemi tecnici o di sicurezza; a tal fine l'allacciamento non discriminatorio alla rete degli impianti di produzione di biometano dovrà risultare coerente con criteri di fattibilità tecnici ed economici ed essere compatibile con le norme tecniche e le esigenze di sicurezza;*
c) ***prevedono la pubblicazione, da parte dei gestori di rete, degli standard tecnici per il collegamento*** *alla rete del gas naturale degli impianti di produzione di biometano;*
d) ***fissano le procedure, i tempi e i criteri per la determinazione dei costi*** *per l'espletamento di tutte le fasi istruttorie necessarie per l'individuazione e la realizzazione della soluzione definitiva di allacciamento;*
e) sottopongono a termini perentori le attività poste a carico dei gestori di rete, individuando sanzioni e procedure sostitutive in caso di inerzia;
f) ***stabiliscono i casi e le regole*** *per consentire al soggetto che richiede l'allacciamento di realizzare in proprio gli impianti necessari per l'allacciamento, individuando altresì i provvedimenti che il gestore della rete deve adottare al fine di definire i requisiti tecnici di detti impianti;*
g) ***prevedono la pubblicazione, da parte dei gestori di rete, delle condizioni tecniche ed economiche necessarie per la realizzazione delle eventuali opere di adeguamento*** *delle infrastrutture di rete per l'allacciamento di nuovi impianti;*
h) ***prevedono procedure di risoluzione delle controversie*** *insorte fra produttori e gestori di rete con decisioni, adottate dalla stessa Autorità per l'energia elettrica e il gas, vincolanti fra le parti;*

i) ***stabiliscono le misure necessarie affinchè l'imposizione tariffaria dei corrispettivi posti a carico del soggetto che immette in rete il biometano non penalizzi lo sviluppo degli impianti di produzione di biometano****."*

Il dlgs 28/2011, ed in particolare **l'Articolo 21 "***Incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale"* prevede, al comma 1, che **il biometano** immesso nella rete del gas naturale, alle condizioni e secondo le modalità di cui all'articolo 20 (di cui sopra) del predetto decreto legislativo, **sia incentivato**, su richiesta del produttore, secondo le modalità indicate ai punti a,b e c del medesimo comma. Nel dettaglio si consideri la citazione testuale dell'articolo in questione, con evidenziati in grassetto e sottolineature a cura dei redattori delle presenti note, i tratti salienti:

"Articolo 21: Incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale
1. Il biometano immesso nella rete del gas naturale *alle condizioni e secondo le modalità di cui all'articolo 20* ***è incentivato****, su richiesta del produttore,* ***secondo una delle seguenti modalità****:*
a) *mediante il rilascio* ***degli incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili****,* ***nel caso in cui sia immesso in rete ed utilizzato****, nel rispetto delle regole per il trasporto e lo stoccaggio del gas naturale,* ***in impianti di cogenerazione ad alto rendimento****;*
b) *mediante il rilascio* ***di certificati di immissione in consumo*** *ai fini dell'adempimento dell'obbligo di cui all'articolo 2-quater, comma 1, del decreto-legge 10 gennaio 2006, n. 2, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 marzo 2006, n. 81, e successive modificazioni,* ***qualora il biometano sia immesso in rete e****, nel rispetto delle regole per il trasporto e lo stoccaggio****, usato per i trasporti****;*
c) *mediante* ***l'erogazione di uno specifico incentivo di durata e valore definiti*** *con il decreto di cui al comma 2,* ***qualora sia immesso nella rete del gas naturale****. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas definisce le modalità con le quali le risorse per l'erogazione dell'incentivo di cui alla presente lettera trovano copertura a valere sul gettito delle componenti delle tariffe del gas naturale.*
2. Con decreto del Ministro dello sviluppo economico, *da adottare, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali,* ***entro 120 giorni*** *dall'entrata in vigore del presente decreto legislativo, sono stabilite le direttive per l'attuazione di quanto previsto al comma 1, fatto salvo quanto previsto all'articolo 33, comma 5."*

Il dlgs 28/2011, nell'ambito del Titolo V "*Regimi di sostegno*", Capo IV dedicato ai " *Regimi di sostegno per l'utilizzo delle fonti rinnovabili nei trasporti*" ed in particolare l'Articolo 33 *"Disposizioni in materia di biocarburanti",* al comma 5 prevede che il contributo dei biocarburanti, incluso il biometano, per i quali il soggetto che li immette in consumo dimostri, che essi sono stati prodotti a partire da rifiuti e sottoprodotti, che non presentino altra utilità produttiva o commerciale al di fuori del loro impiego per la produzione di carburanti o a fini energetici, materie di origine non alimentare, ivi incluse le materie cellulosiche e le materie ligno-cellulosiche, alghe, è equivalente all'immissione in consumo di una quantità pari a due volte l'immissione in consumo di altri biocarburanti (quelli del comma 4). Per i dettagli si consideri la citazione testuale dell'articolo 33 al comma 5, con evidenziati in grassetto e sottolineature a cura dei redattori delle presenti note, i tratti salienti:

*"**Articolo 33** Disposizioni in materia di biocarburanti*
….omissis…
***5.** Ai fini del rispetto dell'obbligo di cui all'articolo 2-quater del decreto-legge 10 gennaio 2006, n. 2, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 marzo 2006, n. 81, come modificato dal comma 1 del presente articolo, il contributo dei **biocarburanti, incluso il biometano**, per i quali il soggetto che li immette in consumo dimostri, mediante le modalità di cui all'articolo 39, **che essi sono stati prodotti a partire da rifiuti e sottoprodotti**, entrambi prodotti e trasformati in biocarburanti nel territorio Comunitario, che non presentino altra utilità produttiva o commerciale al di fuori del loro impiego per la produzione di carburanti o a fini energetici, come definiti, individuati e tracciati ai sensi del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, **materie di origine non alimentare**, ivi incluse le materie cellulosiche e le materie lignocellulosiche, **alghe**, è equivalente all'immissione in consumo di una quantità pari a due volte l'immissione in consumo di altri biocarburanti, diversi da quelli di cui al comma 4.*
Al biocarburante prodotto da materie cellulosiche o lignocellulosiche, indipendentemente dalla classificazione di queste ultime come materie di origine non alimentare, rifiuti, sottoprodotti o residui, si applica sempre la maggiorazione di cui al periodo precedente.
….omissis…"

Per chiarezza, si precisa che i biocarburanti di "prima generazione" sono quelli ottenuti da cereali e da altre colture amidacee, zuccherine, oleaginose, nonché da altre colture energetiche coltivate sul suolo. I biocarburanti di "seconda" e "terza generazione" sono quelli derivati da materie prime che non implicano una domanda supplementare di terreni, come ad esempio le alghe, la paglia e **vari tipi di rifiuti.**
Nell'intento di ridurre la presenza dei biocarburanti da alimenti per spingere a sfruttare meno il terreno con coltivazioni dedicate alla produzione di biocarburanti, si offrono in pratica **incentivi di mercato** per quei biocarburanti che hanno un impatto basso o nullo sulle emissioni derivanti dal cambiamento indiretto della destinazione dei terreni.[2]

Dopo oltre 30 mesi di attesa è entrato in vigore il 18 dicembre 2013 il **DM Sviluppo economico 5 dicembre 2013** (d'ora in poi DM 5/12/2013), recante "***Modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale"*** (Gu n. 295 del 17 dicembre 2013) di cui vengono di seguito riassunti i punti principali[3] mentre per i dettagli si rimanda alla lettura integrale del testo del decreto.

Chiariti gli specifici ambiti di applicazione, la definizione di "*biometano*" e di "*rete del gas naturale*" (definizione di un concetto ampio e che include anche le reti di trasporto e

[2] Articoli di Edizioni Ambiente, Rete Ambiente, Milano, "*Più biocarburanti da rifiuti, primo via libera Ue a nuove regole*", (Francesco Petrucci) 25 settembre 2013 e "*Commissione Ue: più biocarburanti da rifiuti***"** (Francesco Petrucci) Milano, 18 ottobre 2012

[3] Fonti:
"Il decreto sul biometano in Gazzetta Ufficiale (Filippo Franchetto) 18 Dicembre 2013 (http://www.nextville.it/news/1541)
Atti Conferenza Marco Pezzaglia Direttore CIB "*Il decreto Biometano DM 5 Dicembre 2013. Principali Contenuti ed applicazioni*" 16 dicembre 2013 Bologna in occasione del Convegno "*Il Decreto per il biometano italiano: Prospettive di mercato e tecnologie disponibili".*

distribuzione del gas naturale i cui gestori hanno l'obbligo di connessione di terzi), i punti principali del decreto riguardano:

- la connessione degli impianti di produzione del biometano alle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale e agli impianti di distribuzione del metano per autotrazione (nelle more della emanazione delle norme della Aeeg ex art 20 del dlgs 28/2011, il DM 5/12/2013 indica quali norme tecniche, intanto, seguire),
- l'incentivazione del biometano immesso nelle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale,
- l'incentivazione del biometano immesso nelle rete del gas naturale ed utilizzato nei trasporti,
- l'incentivazione del biometano immesso nelle rete del gas naturale ed utilizzato in impianti di cogenerazione ad alto rendimento,
- la riconversione alla produzione di biometano di impianti a biogas esistenti,
- procedure di qualifica per accedere agli incentivi,
- disposizioni transitorie, finali e varie.

In base testo del DM 5/12/2013, entro il **16 febbraio 2014** (60 giorni dalla data di entrata in vigore del DM 5/12/2013) dovranno essere emanati alcuni **provvedimenti attuativi** del decreto medesimo da parte dell' **Autorità per l'energia elettrica e il gas** (Aeeg) e da parte **Comitato Termotecnico Italiano (CTI)**.
Da parte della **Aeeg**, essi saranno relativi:

- alle modalità di misurazione della quantità di biometano immesso nella rete del gas naturale (come definito all'art 1 comma 3),
- alle modalità di misurazione della quantità di biometano incentivabile (ai sensi degli artt. 3, 4, 5) con l'individuazione del relativo soggetto responsabile della certificazione,
- alla modalità di determinazione della data di entrata in esercizio per i casi di cui all'articolo 4 (biometano nei trasporti),
- alle modalità con cui le risorse per l'incentivo di cui all'art 3 (biometano immesso nelle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale) troveranno copertura sulle tariffe di trasporto del gas naturale,
- alle modalità per la determinazione degli autoconsumi per il calcolo del biometano incentivabile (incentivazione al netto dei consumi necessari all'impianto).

Da parte del **CTI** il provvedimento atteso sarà relativo alle **linee guida per il biometano** (per il caso della sostenibilità del biometano da utilizzarsi nei trasporti).
A sua volta, entro 60 giorni dalla data di uscita del provvedimento con cui verranno indicate le modalità con cui le risorse per l'incentivo troveranno copertura ovvero dalla data di pubblicazione – qualora successiva – delle linee guida per il biometano da parte Comitato Termotecnico Italiano, il **Gse** pubblicherà le **procedure applicative** per la richiesta e il rilascio degli incentivi di sua competenza.
Si ricorda, poi, come l'articolo 4 comma 6 del decreto indichi che il **Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali** debba emanare una **procedura** per la verifica dei requisiti per la materia prima per il "*double counting"* (verifica delle quantità di prodotto e di sottoprodotto utilizzato per produrre biometano per essere utilizzato nei trasporti).

L'impostazione del DM 5/12/13 conferma quella tracciata dal Dlgs 28/2011: il quadro sintetico che deriva, a parere degli scriventi del presente Elaborato, è che il legislatore ha inteso promuovere l'uso del biometano prioritariamente nei trasporti come biocarburante, privilegiando quello ottenuto principalmente dai sottoprodotti e con una considerazione **particolarmente favorevole per gli impianti più piccoli e più alla portata delle imprese agro zootecniche** (in

virtù delle modulazioni e delle maggiorazioni degli incentivi ed in virtù delle disposizioni transitorie e finali riportate sul testo del decreto in esame).

Il testo del decreto contempla, inoltre, la possibilità di **riconvertire** in tutto o in parte alla produzione di biometano un impianto a biogas già esistente a fronte però di una corrispondente riduzione degli incentivi.

Occorre segnalare che, se è ben vero che dopo tanta attesa, siamo giunti alla pubblicazione del decreto che regolamenta la incentivazione e gli ambiti di utilizzo del biometano, tuttavia occorrerà prevedere ancora l'attesa:

- dei provvedimenti attuativi del citato decreto (con le tempistiche indicate dal decreto stesso),
- della disponibilità delle "***norme europee*** *per le specifiche di qualità del biometano per uso autotrazione e delle* ***specifiche tecniche europee*** *per l'immissione del biometano nelle reti, da emanarsi da parte del Cen in attuazione del mandato M/475 C"* (richiamate nelle disposizioni transitorie di cui l'art 8 comma 9 del decreto in esame),
- delle norme della Aeeg ex art 20 comma 1 del dlgs 28/2011,

e prevedere anche, caso per caso, le fisiologiche tempistiche per il rilascio delle autorizzazioni alla installazione e gestione dei sistemi di "upgrading" (raffinazione), così come, a titolo di esempio, di quelle di apertura e gestione dei distributori di biocarburante.

In conclusione a questo paragrafo, si riferisce che **solo con la definizione di specifiche regole per il settore** sarà possibile sfruttare appieno tutte le **potenzialità** della filiera stimata in **7-8 miliardi di metri cubi di metano, dal solo comparto agricolo** (stima entro il 2030, vedere Capitolo 6), creando nel nostro Paese migliaia di nuovi posti di lavoro soprattutto in aree depresse come il Sud Italia.

Il DM 5/12/2013 rappresenta un importante primo passo verso questa direzione.

1.2.3 – Normativa vigente in materia di rifiuti, sottoprodotti e sottoprodotti di origine animale

La tipologia della biomassa è sicuramente l'elemento che più condiziona il costo della dieta di un digestore anaerobico e, in buona misura, la redditività degli impianti: a tal fine è di grande interesse l'impiego delle biomasse di recupero prodotte dall'industria agricola.
La verifica preliminare delle caratteristiche tecniche delle biomasse ai fini del loro utilizzo energetico non può trascurare la verifica dell'ambito normativo in cui il loro utilizzo ricade: l'utilizzo di biomasse definibili giuridicamente come rifiuti è più onerosa dell'utilizzo di biomasse qualificabili giuridicamente come sottoprodotti.
Le colture energetiche sono veri e propri prodotti e rappresentano, per un verso, fonte di reddito, per altro verso, anche un costo.
La normativa vigente in tema di gestione di rifiuti è la parte IV del dlgs 152/2006 (Codice Ambientale).
La forma consolidata ad oggi (gennaio 2014) delle definizioni di rifiuto e di sottoprodotto è riportata testualmente di seguito.

Cosa è "rifiuto" (Articolo 183, comma 1, lettera a): *"qualsiasi sostanza od oggetto di cui il detentore si disfi, abbia l'intenzione o abbia l'obbligo di disfarsi*".

Cosa è un sottoprodotto (e non un rifiuto) (Articolo 184-bis del dlgs 152/2006), con sottolineature a cura dei redattori delle presenti note:

"Sottoprodotto

1. È un sottoprodotto e non un rifiuto ai sensi dell'articolo 183, comma 1, lettera a), qualsiasi sostanza od oggetto che soddisfa tutte le seguenti condizioni:

a) la sostanza o l'oggetto è originato da un processo di produzione, di cui costituisce parte integrante, e il cui scopo primario non è la produzione di tale sostanza od oggetto;

b) è certo che la sostanza o l'oggetto sarà utilizzato, nel corso dello stesso o di un successivo processo di produzione o di utilizzazione, da parte del produttore o di terzi;

c) la sostanza o l'oggetto può essere utilizzato direttamente senza alcun ulteriore trattamento diverso dalla normale pratica industriale;

d) l'ulteriore utilizzo è legale, ossia la sostanza o l'oggetto soddisfa, per l'utilizzo specifico, tutti i requisiti pertinenti riguardanti i prodotti e la protezione della salute e dell'ambiente e non porterà a impatti complessivi negativi sull'ambiente o la salute umana.

2. Sulla base delle condizioni previste al comma 1, possono essere adottate misure per stabilire criteri qualitativi o quantitativi da soddisfare affinché specifiche tipologie di sostanze o oggetti siano considerati sottoprodotti e non rifiuti. All'adozione di tali criteri si provvede con uno o più decreti del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, ai sensi dell'articolo 17, comma 3, della legge 23 agosto 1988, n. 400, in conformità a quanto previsto dalla disciplina comunitaria.

…..omissis"

In relazione al digestato, ottenuto in impianti aziendali o interaziendali dalla digestione anaerobica, si veda l'articolo 52, comma 2-bis, Dl 22 giugno 2012, n. 83 che riferisce che ai sensi dell'art 184 bis del dlgs 152/2006 **è considerato sottoprodotto il digestato** ottenuto in impianti aziendali o interaziendali dalla digestione anaerobica, eventualmente associata anche ad altri trattamenti di tipo fisico meccanico, di effluenti di allevamento o residui di origine vegetale o residui delle trasformazioni o delle valorizzazioni delle produzioni vegetali effettuate dall'agroindustria, conferiti come sottoprodotti, anche se miscelati fra loro **e utilizzato a fini agronomici.** Con apposito decreto verranno definite caratteristiche e modalità di impiego di tale digestato come concime e le modalità di trattamento, essiccazione, centrifugazione ecc.

Cosa non è definibile rifiuto (Dlgs 152/2006 Articolo 185), con sottolineature a cura dei redattori delle presenti note:

"Esclusioni dall'ambito di applicazione

1. *Non rientrano nel campo di applicazione della Parte quarta del presente decreto:*

….omissis..

*f) le materie fecali, se non contemplate dal comma 2, lettera b), **paglia, sfalci e potature, nonché altro materiale agricolo o forestale naturale non pericoloso** utilizzati in agricoltura, nella selvicoltura o per la produzione di energia da tale biomassa mediante processi o metodi che non danneggiano l'ambiente né mettono in pericolo la salute umana.*

2. *Sono esclusi dall'ambito di applicazione della Parte quarta del presente decreto, in quanto regolati da altre disposizioni normative comunitarie, ivi incluse le rispettive norme nazionali di recepimento:*

…omissis..

b) i sottoprodotti di origine animale ***(ndr: SOA),*** *compresi i prodotti trasformati, contemplati dal* regolamento (Ce) n. 1774/2002*, eccetto quelli destinati all'incenerimento, allo smaltimento in discarica o all'utilizzo in un impianto di produzione di biogas o di compostaggio;*
c) le carcasse di animali morti per cause diverse dalla macellazione, compresi gli animali abbattuti per eradicare epizoozie, e smaltite in conformità del regolamento (Ce) n. 1774/2002;
…omissis..”

Si fa presente che il Regolamento n. 1774/2002 è stato abrogato dal Regolamento n. 1069/2009/Ce “*Regolamento recante norme sanitarie relative ai sottoprodotti di origine animale e ai prodotti derivati non destinati al consumo umano e che abroga il regolamento (Ce) n. 1774/2002 (regolamento sui sottoprodotti di origine animale)”* con effetto 4 marzo 2011: pertanto il riferimento deve ora ritenersi al regolamento 1069/2009/Ce che ha abrogato e sostituito il regolamento 1774/2002/Ce.

Nel caso delle macrocategorie di materiali riconducibili alle **attività agricole** e che possono essere considerate biomasse utilizzabili ai fini energetici (per la produzione di biogas in impianti di digestione anaerobica), si può riassumere quanto segue[4]:

- paglia, sfalci e potature, palesemente esclusi dall’art 185 comma 1 lettera f del dlgs 152/2006, non sono da gestire come rifiuti ma come sottoprodotti;

- i reflui zootecnici (così come i SOA) utilizzati per produrre biogas non escono dall’ambito di applicazione del Dlgs 152/2006 e restano rifiuti: tuttavia, nulla vieta che possano essere qualificati come sottoprodotti ai sensi dell’articolo 184-bis del Dlgs 152/2006, ma di questo l’interessato deve fornire apposita prova[5]. I reflui zootecnici, in ambito agricolo, anche quando utilizzati per produrre biogas sono, in effetti, ordinariamente esclusi dall’ambito di applicazione della parte IV del dlgs 152/2006: si evidenzia, poi, come i reflui zootecnici siano soggetti ad altre specifiche discipline normative (come il regolamento 10/R della Regione Piemonte, sull’utilizzo agronomico degli effluenti zootecnici), secondo le quali essi sono pacificamente esclusi dalla normativa rifiuti. Su questo argomento, oggetto di frequenti disquisizioni, si consiglia di interpellare gli Enti di controllo locali e di riceverne un puntuale parere;

- gli scarti di origine agroindustriale (buccette di pomodoro, marco frutta, ecc.), hanno la opportunità di essere gestiti come sottoprodotti e non come rifiuti a patto che rispettino i requisiti di cui l’art. 184 bis del dlgs 152/2006.

Anche il digestato ottenuto a valle del processo di digestione anaerobica è da considerarsi un sottoprodotto, purchè rientrante nelle caratteristiche ex dl 83/2012 art 52.

A riprova del rapporto esistente tra produttore del sottoprodotto e utilizzatore dello stesso, e quindi a garanzia dell’effettivo reimpiego, deve essere stipulato uno specifico contratto di fornitura tra i due soggetti coinvolti.

Come conclusione al presente paragrafo, si riferisce che l’opportunità per le imprese agricole (fornita dalla normativa vigente in tema di sottoprodotti e rifiuti) derivabile dalla filiera del

[4] Milano, 9 gennaio 2012 “*Rifiuti”, definizione e confini ex Dlgs 152/2006*” (Redazione Reteambiente)

[5] Edizioni Ambiente Srl, Milano *"Rifiuti — Bollettino di informazione normativa"* n. 192 — 2/12, Paola Ficco

biogas e del biometano è data dalla possibilità di valorizzare (in termini di fatturato) ogni sottoprodotto aziendale.
Per in tendersi:

- in codigestione si possono utilizzare una molteplicità di biomasse che oggi non costituiscono reddito per le imprese agricole, e che, se non utilizzate, rappresentano talvolta solamente un costo; nel merito, ai fini delle codigestione si suggerisce anche l'utilizzo di biomasse di integrazione quali[6] secondi raccolti in precessione o successione a colture food/feed, perennanti su terreni marginali, colture annuali in rotazione (sulla al posto del maggengo per esempio);
- nella fertilizzazione dei terreni, il digestato prodotto (che contiene solfato di ammonio, fonte di azoto) può essere utilizzato entro certi limiti al posto di concimi di sintesi (come la urea che viene acquistata apposta da terzi) con l'ulteriore vantaggio di riciclare i nutrienti prodotti nell'azienda agricola nell'ambito dei propri o di altri terreni.

1.3 – Alcuni progetti di ricerca in tema di valorizzazione dei sottoprodotti ai fini energetici e non solo

1.3.1 – Premesse

In agricoltura innovare è strategico per uscire dalla crisi.
E' necessaria la collaborazione di tutti: industria, agricoltori, ricercatori e politici.
La ottimizzazione delle tecnologie di produzione e di raffinazione del biogas renderà più competitive le aziende agricole appartenenti alla filiera agroenergetica perché, in concreto, costerà meno a tali aziende produrre carne, latte, cereali.
Si citano, pertanto ed a titolo di esempio, prestigiosi progetti di ricerca e rispettivi obbiettivi.

1.3.2 - In tema di valorizzazione energetica delle biomasse (in generale) si segnalano:
- il **progetto EU AGROBIOGAS,** conclusosi nel gennaio 2010. Questo progetto è nato per lo sviluppo e l'ottimizzazione dell'intero processo di produzione di biogas dalla produzione di substrati, alla generazione e depurazione del biogas alla produzione di energia elettrica e termica. Tutte le innovazioni e le strategie elaborate sono state testate e dimostrate in condizioni di reale esercizio.
Il Dipartimento di Economia e Ingegneria Agraria, Forestale e Ambientale (DEIAFA) dell'Università di Torino ha partecipato a questo progetto;
- il progetto CEP REC (Central Europe Programme Regional Energy Concepts).
Ha l'obiettivo di sostenere l'uso delle fonti rinnovabili di energia ed aumentare l'efficienza energetica in Europa centrale: vi partecipano 9 Regioni pilota presenti all'interno di 8 Paesi Europei (Italia, Germania, Austria, Repubblica Ceca, Ungheria, Polonia, Slovacchia, Slovenia). Alcuni Paesi e Regioni hanno già acquisito molta esperienza nell'ambito delle energie rinnovabili, altre sono ancora in fase iniziale: questo progetto di ricerca, fra i cui partners coinvolti vi sono la provincia di Torino (Environment Park di Torino) e la regione Friuli Venezia Giulia, promuove la permeazione di competenze tecniche ed il mutuo supporto, in prospettiva, per quanto riguarda l'approvvigionamento di biomasse;
- il progetto **CEP SEBE** (all'interno del Programma Central Europe, Sustainable ad Innovative European Biogas Environment).

[6] "*IL BIOGAS FATTO BENE*" CIB - Consorzio Italiano Biogas e Gassificazione, Conferenza Gattoni, presso Buonconvento 18/3/2013

Vede coinvolti il CRPA (Centro Ricerche Produzioni Animali) di Reggio Emilia ed Environment Park di Torino insieme ad altri 12 partners provenienti da Austria, Slovenia, Polonia, Slovacchia, Germania, Repubblica Ceca e Ungheria (www.sebe.eu). Ha l'obiettivo far sviluppare il settore della produzione di energia rinnovabile da biogas con l'intento di rendere i Paesi coinvolti meno dipendenti dalle importazioni estere per quanto riguarda l'approvvigionamento energetico, riducendo, al contempo, l'emissione di gas a effetto serra;
- il progetto **GreenGasGrids** (all'interno del programma IEE Intelligent Energy for Europe).
Fra i partners del progetto il CIB (Consorzio Italiano Biogas). Ha l'obiettivo di promuovere la produzione e l'uso di biometano in Europa, sia nei Paesi precursori sia in quelli in cui questa tecnologia è in fase di avviamento (www.greeengasgrids.eu).
- il progetto "**BIOGASMAX**" (nell'ambito del 6° Programma Quadro). Questo Progetto è partito nel gennaio 2006 ed è terminato nel 2010 (http://www.biogasmax.co.uk).
L'obbiettivo generale del progetto (che ha coinvolto 31 partners pubblici e privati in Europa, fra cui l'Azienda Municipale Ambiente di Roma e la Regione Lombardia) è stato quello di ridurre la dipendenza dal petrolio e le emissioni di gas a effetto serra migliorando la produzione, la distribuzione e l'uso del biometano attraverso attività di ricerca e dimostrative nei siti di Lille (Francia), Göteborg e Stoccolma (Svezia), Roma (Italia), Berna (Svizzera), Zielona Gora e Torun (Polonia).

1.3.3 - In tema di valorizzazione dei sottoprodotti agroindustriali in generale (anche a prescindere dalla valorizzazione energetica), a titolo di esempio, si citano:
- il progetto **AGER VALORVITIS,** il quale ha la finalità di sviluppare una strategia integrale di recupero dei sottoprodotti dei processi di vinificazione e distillazione (raspi e vinacce pre e post distillazione), per ridurne l'impatto ambientale e ottenerne derivati ad alto valore aggiunto (zuccheri, fibre composti fenolici, olio, ecc.), con conseguente significativo profitto per le aziende di vinificazione. Fra i Partners anche l'Università degli studi di Torino, DISAFA (Dipartimento di Scienze Agrarie, Forestali e Alimentari);
- il progetto **"EcoFood**", finalizzato a promuovere la sostenibilità ambientale ed energetica di alcune filiere agroalimentari regionali, avendo cura di coniugare la maggiore attenzione all'impatto ambientale con la salvaguardia dei valori di Tipicità, Sicurezza Alimentare e Qualità dei prodotti delle Aziende piemontesi coinvolte, grazie alle opportunità offerte dallo sviluppo scientifico e dalle più moderne tecnologie. Il risultato finale sarà lo sviluppo di soluzioni tecnologiche innovative in grado di migliorare la sostenibilità ecoambientale ed economica dei processi e dei prodotti coinvolti, con un significativo beneficio di competitività e immagine delle diverse filiere agroalimentari piemontesi. Fanno parte del raggruppamento anche il Politecnico di Torino (Dipartimento di Scienza Applicata e Tecnologia- DISAT, Dipartimento di Ingegneria dell'Ambiente, del Territorio e delle Infrastrutture- DIATI; Dipartimento Energia – DENERG), l'Università degli studi di Torino (Dipartimento di Scienze Agrarie, Forestali e Alimentari – DISAFA ed il Dipartimento di Scienza e Tecnologia del Farmaco)**.**

1.3.4 - Si citano ancora i seguenti programmi di sviluppo della filiera agro energetica italiana, curati da Confagricoltura, dal Consorzio Italiano Biogas ed altri:
- il progetto "**Il biogas fatto bene"**, un programma di sviluppo agroenergetico che punta all'integrazione del reddito aziendale delle imprese tramite la filiera delle biomasse. Il corrispondente **documento programmatico** "*Il biogas fatto bene*" elaborato dal CIB – Consorzio Italiano Biogas e Gassificazione – è stato sottoscritto dalle principali associazioni del settore agro energetico (Agroenergia, AIEL, APER, CIA, CIB, Confagricoltura, CRPA, DAEL, FIPER e ITABIA) e traccia le linee guida per il raggiungimento degli obiettivi fissati dal PAN, garantendo, allo stesso tempo, uno sviluppo equilibrato e duraturo del settore;

- il progetto **"Biometano fatto bene"** ha la finalità dello sviluppo di una filiera bioenergetica italiana: il documento intitolato "*Il biometano fatto bene: una filiera ad elevata intensità di lavoro Italiano*", datato marzo 2012 è stato realizzato da un gruppo di lavoro a cui aderiscono, oltre al CIB, anche Agroenergia-Confagricoltura, AIEL, Confederazione Italiana Agricoltori, Assogasmetano, Ngv System Italia, Cogena, CRPA e ITABIA e mira ad evidenziare le opportunità derivanti dall'immissione del biometano nella rete del gas naturale per un utilizzo più efficiente dell'energia.

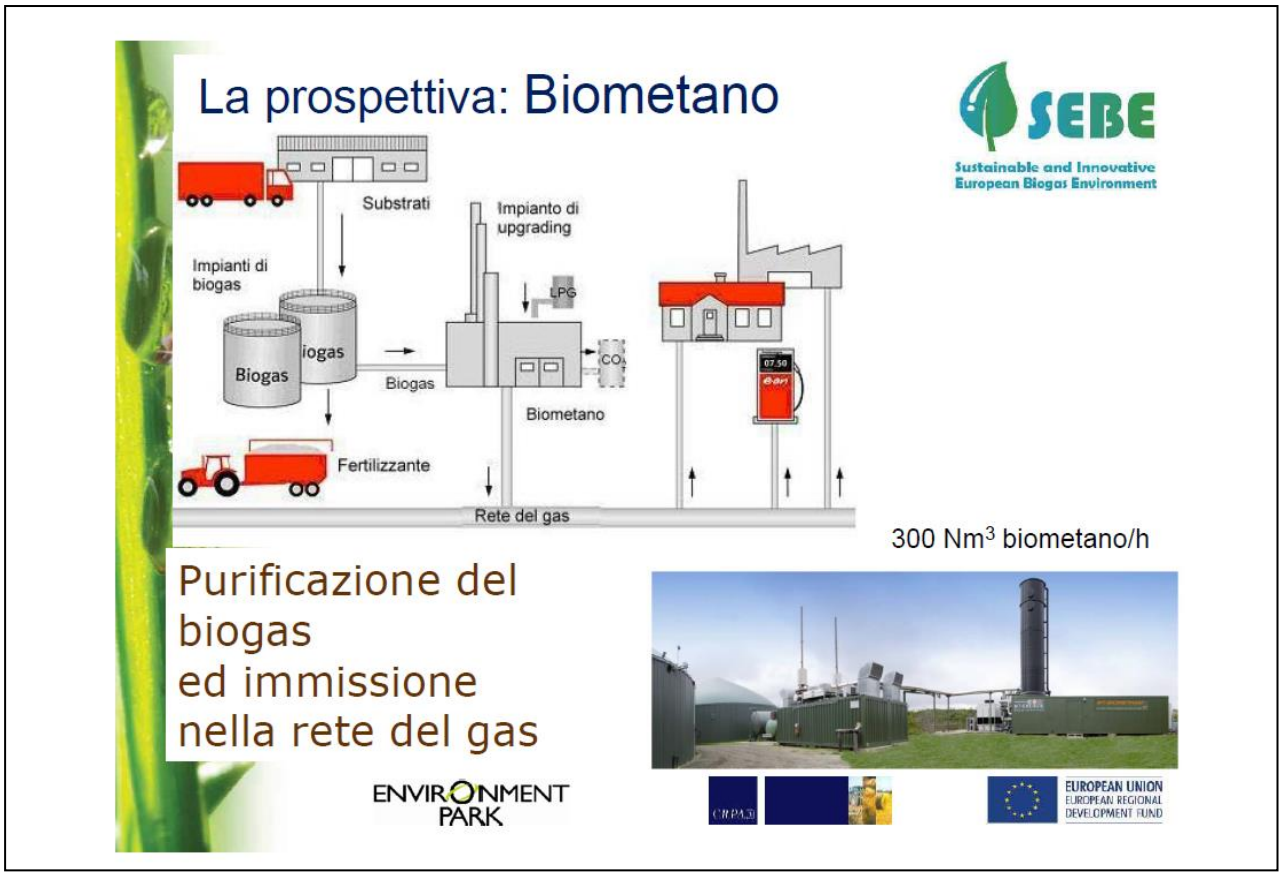


Figura 1.1: Rappresentazione della Prospettiva Biometano, dagli atti della 2a GIORNATA NAZIONALE SUL BIOMETANO tenutasi il 10 maggio 2013; stralcio dalla presentazione del CRPA (Relatore S. Piccinini).

2 - LA PRODUZIONE DEL BIOGAS

2.1 – Le fasi del processo di digestione anaerobica.

Le tecniche di digestione anaerobica si diversificano principalmente in base al contenuto solidi totali del materiale in digestione ed in base alla temperatura di processo.
La sostanza secca (ss), anche espressa con il termine "Solidi Totali" (ST), rappresenta il complemento a 100, a meno dell'acqua, delle sostanze presenti nella biomassa.
La sostanza organica, anche espressa con il termine "Solidi Volatili" (SV), è una frazione percentuale dei Solidi Totali: la sostanza organica è costituita da composti caratterizzati da differenti degradabilità in ambiente anaerobico e produttività in termini di biogas e metano.

Componente organica	Produzione **teorica** di biogas (Nm^3/t s.v.)
carboidrati	750
grassi	1390
proteine	800

Tabella 2.1: Produzione teorica di biogas di alcuni composti organici (dati pubblicati su VDI 4630 (2003)).

Si possono presentare due tipologie di digestione anaerobica:

- digestione a umido, caso in cui il substrato ha un contenuto in Solidi Totali (sostanza secca) minore del 10%; tale tipologia risulta la più utilizzata in Italia per impianti agricoli (substrato pompabile e miscelabile);
- digestione a secco: caso in cui il substrato ha un contenuto in solidi totali (sostanza secca) maggiore del 20%; prevede sistemi discontinui oppure "*plug flow*" (funzionamento a pistone).

Il processo di digestione può essere sviluppato in:

- *mesofilia* (temperatura 38-40°C), la tecnologia più usata per più facile conduzione e stabilità;
- *termofilia* (temperatura 55-57°C), tecnologia connotata da tempi di residenza dimezzati rispetto ai processi in mesofilia;
- *psicrofilia* (impianti a freddo): tecnologia non interessante per la produzione di energia, ma per altri aspetti di tipo ambientale.

In estrema sintesi, lo schema a blocchi di un impianto di produzione di biogas cui abbinare un sistema di raffinazione per l'ottenimento di biometano prevede le seguenti fasi:

- Pretrattamento (su BIOMASSA)
- Alimentazione
- Digestione
- Miscelazione
- Riscaldamento
- Raccolta in gasometro
- Monitoraggio e controllo (sensoristica e supervisione)
- Depurazione e Raffinazione (su BIOGAS GREZZO per ottenere BIOMETANO)

I massimi livelli di efficienza degli impianti (maggiore produzione di energia per unità di biomassa utilizzata) si realizzano attraverso l'armonizzazione delle caratteristiche costruttive con le condizioni ambientali ideali per la vita e le funzioni dei microrganismi.

2.2 – Gli stadi della digestione anaerobica

Affinchè il processo di digestione anaerobica abbia luogo è necessaria l'azione di diversi gruppi di microorganismi in grado di trasformare la sostanza organica in composti intermedi - principalmente acido acetico (CH_3COOH), anidride carbonica (CO_2) ed idrogeno (H_2)- utilizzabili dai microorganismi metanigeni che concludono il processo producendo metano (CH_4).

Il complesso processo di digestione anaerobica riguarda **diverse fasi** che avvengono sia simultaneamente sia in modo sequenziale nella biomassa e che richiedono differenti condizioni operative. Le **quattro fasi biochimiche principali**, ciascuna caratterizzata da un proprio metabolismo e da ottimali condizioni in termini di temperatura o pH, sono le seguenti:

idrolisi, nella quale i composti originari quali i polimeri (carboidrati) e le molecole complesse (proteine, grassi) sono degradati a monomeri (monosaccaridi) o a molecole più semplici (aminoacidi, acidi grassi a lunga catena), solubili e quindi in grado di attraversare la membrana cellulare;
acidogenesi, nella quale le sostanze organiche prodotte dall'idrolisi vengono trasformate in acetato, acidi grassi volatili, idrogeno e anidride carbonica;
acetogenesi, nella quale gli acidi grassi volatili vengono trasformati in acido acetico, idrogeno e anidride carbonica;
metanogenesi, nella quale viene prodotto **metano,** partendo sia **dall'acido acetico** (è il processo dominante, chiamato *metanogenesi acetoclastica)* sia **dall'idrogeno** (*metanogenesi idrogenotrofa).*

La composizione del biogas grezzo, dunque, sarà la seguente.
Costituienti principali:

- metano (**CH_4**, 53-70% in funzione della matrice organica, tipo di impianto, ecc),
- ed anidride carbonica (**CO_2**),

Costituenti minori:

- acido solfidrico (H_2S),
- ammoniaca (NH_3),
- azoto (N_2),
- monossido di carbonio (CO),
- idrogeno (H_2),
- ed ossigeno (O_2) .

2.3 – Le biomasse in alimentazione nel digestore

La razione è l'elemento che più influenza (per il suo costo) la redditività dell'impianto agricolo: in questo contesto, l'agroindustria è la fonte più interessante di biomasse di recupero.
Come già riferito al paragrafo 1.2.3 delle presenti note, altro aspetto che privilegia l'industria agro-zootecnica è che il digestato ottenibile dalla digestione anaerobica delle relative biomasse (prodotti e sottoprodotti) è sottoprodotto compatibile con l'utilizzo agronomico quale ammendante e fertilizzante (salvi i requisiti della direttiva nitrati).
Le macrocategorie di biomasse agricole sono le seguenti:

- effluenti di allevamento,
- residui colturali,
- colture energetiche (prodotte espressamente per il loro utilizzo in codigestione),
- scarti organici della lavorazione industriale di prodotti agricoli.

BIOMASSE in ALIMENTAZIONE	**VANTAGGI di tipo tecnico**	**SVANTAGGI di tipo tecnico**
effluenti di allevamento liquami suinicoli (sostanza secca 3-6%) liquami bovini (sostanza secca= 7-8 sino al 14-15%) deiezioni avicole (pollina) (sostanza secca=18-20%)	apporto di microorganismi (inoculo) apporto di microelementi funzionale alla vita dei microorganismi buon apporto di sostanza secca	Nel caso delle deiezioni avicole, elevato apporto di azoto (ammoniaca) ed elevato contenuto di inerti da rimuovere.
residui colturali foraggi, percolati dei sili, paglia, frutta di scarto (sostanza secca 15-35%)	buon apporto di sostanza secca	Nel digestore tendenza a formazione di strati galleggianti da destrutturare.
colture energetiche (Codigestione) mais, sorgo, triticale, frumento, segale	elevato apporto di sostanza secca, sono veri e propri prodotti	Nel digestore tendenza a formazione di strati galleggianti da destrutturare.
scarti organici da lavorazioni industriale di prodotti agricoli siero di latte, "marco frutta", buccette di pomodoro, residui di macellazione	elevata potenzialità energetica	Possibile stagionalità, emissioni maleodoranti Opportuna verifica di coerenza con i requisiti dei sottoprodotti (art 184 bis dlgs 152/2006), altrimenti qualifica di rifiuti e relativi oneri ed incombenze. Per i SOA necessarie specifiche autorizzazioni ex Regolamento n. 1069/2009/Ce

Tabella 2.2 : biomasse in alimentazione nel digestore anaerobico, vantaggi e svantaggi
Fonte delle informazioni "*BIOGAS Normativa e biomasse: le condizioni per fare reddito*". Alessandro Ragazzoni. Edizioni L'Informatore Agrario 2011 pag 10-11.

Gli effluenti zootecnici, in ambito agricolo, sono disponibili in quantità elevate e sono relativamente semplici da trattare ma possono non essere sufficienti a garantire la necessaria sostenibilità economica all'impianto. L'incremento della resa produttiva può essere perseguito verificando in primo luogo la disponibilità di altri flussi sempre "di scarto", quali i sottoprodotti agro-industriali nel comprensorio di riferimento, sapendo quali sono le problematiche connesse alle diverse tipologie (stagionalità di produzione, igienizzazione, impatto odorigeno, umidità, acidità, ecc.).
Le colture dedicate hanno elevata resa energetica ma costi di approvvigionamento elevati.
La codigestione di biomasse diverse, ben calibrate per ottenere una miscela che assicuri rese energetiche elevate e durature nel tempo, è la strada da seguire[7].
In ambito agricolo, la frazione organica dei **rifiuti** solidi urbani (FORSU), data l'origine e data la classificazione come "rifiuto", pur non presentando particolari controindicazioni dal punto di vista tecnico (richiedendo, in ogni caso, una particolare competenza nel settore del trattamento rifiuti), tuttavia può presentare controindicazioni sulla gestione del digestato (che diventa rifiuto) e comporta un quadro autorizzatorio adeguato.

[7] "*Biogas da agro zootecnia e agroindustria*". Vismara, Canziani, Malpei, Piccinini. Dario Flaccovio Editore. Edizione 2011 pag 121

2.4 - La produzione potenziale di biogas e metano di varie biomasse

2.4.1 - La produzione di metano varia a seconda della biomassa, dai 6 m^3/t di biomassa tal quale per il liquame suino a 372 m^3/t di biomassa tal quale del melasso: si deduce come la composizione della razione sia, come detto, l'elemento che più condiziona la redditività degli impianti.

BIOMASSA	**SOLIDI TOTALI %**	**SOLIDI VOLATILI (%ST)**	**BIOGAS (m^3/tSV)**	**METANO %**	**METANO (m^3/t tal quale)**
Liquami di vacche da latte	10.5	83	325	65	18
Liquami bovini da carne	12	80	280	65	17
Liquame suino	2.5	85	450	67	6
Letame fresco	23	78	290	63	33
Letame maturo	45	60	240	62	40
Lettiera avicola	60	68	350	65	93
Contenuto ruminale	16	85	360	65	32
Melasso	81	90	850	60	372
Scarti di frumento	80	92	490	55	198
Siero di latte	11	90	700	60	42
Residuo distillazione frutta	3	92	470	58	8
Residuo distillazione patate	7	90	580	60	22
Residuo produzione succo di mele	35	92	630	60	122
Residuo produzione succhi di frutta	23	92	635	60	72
Scarti ortofrutticoli	13	92	450	55	30
Grasso di flottazione	15	96	960	65	90
Pane di scarto	73	96	790	56	310
Silomais	35	95	640	52	111
Insilato triticale	30	92	550	52	79
Insilato di frumento	30	92	520	52	75
Insilato di segale	30	92	535	54	80
Insilato di sorgo zuccherino	20	95	510	52	50

Tabella 2.3: Produzione potenziale di biogas e metano di varie biomasse

Fonte dei dati "*BIOGAS Normativa e biomasse: le condizioni per fare reddito"*. Alessandro Ragazzoni. Edizioni L'Informatore Agrario 2011 pag 12

I dati sono ricavati da misure dirette su specifici campioni di biomasse. Vista la notevolissima variabilità delle loro caratteristiche, sono da considerarsi a livello generale di orientamento

Solidi Totali= S.T.; Solidi Volatili= S.V.; tal quale= t.q.

2.4.2 – Recenti approfondimenti sperimentali sulla produttività di biogas di talune categorie di biomasse

L'area di ricerca Waste Management del Dipartimento di Scienze Agrarie Forestali e Alimentari di Torino, con il supporto dei responsabili della gestione rifiuti di alcune tra le maggiori catene di supermercati del Piemonte, ha recentemente pubblicato (Informatore Agrario Supplemento al n. 34/2013) i risultati della produzione di biogas dagli scarti della Grande Distribuzione Organizzata.

I canali di vendita della GDO sono generalmente gli ipermercati, i supermercati, libero servizio, discount, self service specialisti drug, "cash &carry" (vendita all'ingrosso).

Dall'indagine è emerso che la GDO produce due principali categorie di rifiuti che potrebbero essere destinati alla digestione anaerobica:

- **i rifiuti organici:** residui del banco frutta e verdura, pane, prodotti di IV gamma, prodotti freschi e confezionati ma in scadenza, ecc.; generalmente la GDO oggi conferisce tali rifiuti (assimilabili alla Frazione Organica dei Rifiuti Solidi Urbani) a ditte specializzate che a loro volta li destinano al compostaggio;
- **i sottoprodotti di terza categoria**: sono sottoprodotti di origine animale (regolamento 1069/2009/Ce) che avrebbero le caratteristiche di idoneità al consumo umano, ma che sono destinati ad altri impieghi. Questa biomassa (connotata da potenziale metanigeno elevato) è costituita dalla carne, dal pesce, latte e derivati (non sono avviabili alla digestione anaerobica invece le ossa). In Italia tradizionalmente questi sottoprodotti vengono destinati alla produzione di mangimi, di fertilizzanti (previa sanificazione ad elevate temperature) oppure, in minore misura, all'incenerimento.

Si è stimato che in Piemonte la produzione di rifiuti della GDO ammonti a 36860 tonnellate annue, cui potrebbero corrispondere, se sottoposte a digestione anaerobica, a 10.600.000 m^3 di metano all'anno.

Tale quantitativo di metano potrebbe soddisfare il consumo medio per il riscaldamento, l'uso per la cottura e la produzione di acqua calda sanitaria di 5800 abitazioni.

La pubblicazione in questione dimostra come con tale quantitativo di metano si possano produrre, in cogenerazione, circa 41 GWh di energia elettrica e 43 GWh di energia termica, sufficienti a soddisfare il fabbisogno elettrico annuo di circa 10100 abitazioni e termico annuo di 3500 abitazioni "medie" (area 100 m^2).

In sintesi, si stima che le potenzialità energetiche degli scarti della Grande Distribuzione Organizzata siano consistenti e che l'impiego di queste biomasse come alimenti per gli impianti di digestione anaerobica dovrebbe essere maggiormente favorito.

2.5 – Il biogas agro zootecnico in Italia

Il 10 maggio 2013, presso la Fiera di Milano Rho, nell'ambito della piattaforma espositiva Innovation Cloud, sezione B>>Energy, il CRPA (Centro Ricerche Produzioni Animali) in collaborazione con il CIB (Consorzio Italiano Biogas) ed Environment Park hanno presentato i progetti SEBE e GreenGasGrids (*2° Giornata Nazionale sul Biometano*). La CRPA ha illustrato i risultati dell'Analisi della situazione italiana del settore biogas agro zootecnico.

E' emerso che in Italia a fine 2012 sono stati costruiti 994 Impianti a Biogas, con circa 750 MWelettrici installati: la regione più virtuosa si è dimostrata essere la Lombardia con 374 impianti e 271 MWe installati, mentre il Piemonte ha visto la costruzione di 106 impianti.

Il numero degli impianti a biogas è triplicato dal 2010 al 2012 mentre la potenza installata è quadruplicata (v. Figure 2.1 e 2.2 nella pagine seguenti).

Nell'ambito del biogas agro-zootecnico in Italia valutato a fine 2012, la statistica condotta da CRPA sulla base di 59,4% degli impianti censiti, indica la seguente ripartizione per tipologia di alimentazione:

44,7% biomasse: effluenti zootecnici+ colture energetiche
20,1% biomassa: colture energetiche e/o sottoprodotti agroindustriali
17,7% biomassa: solo effluenti zootecnici (liquame suino e/o bovino)
12,3 % biomassa: effluenti zootecnici + sottoprodotti agroindustriali + colture energetiche
5,2% biomassa: effluenti zootecnici + sottoprodotti agroindustriali

Una stima della potenzialità del biogas in Italia curata dal CRPA e CIB ha portato al calcolo di circa 8 Miliardi di metri cubi di metano all'anno (stima al 2030, v. al Cap. 6 delle presenti note).

2.6 – La situazione in Europa

Nell'ambito del seminario "*Biogas e biometano: una filiera bioenergetica sostenibile*" tenutosi a Ravenna il 14 Marzo 2013, CRPA ha riferito che, in base ai dati forniti dalla Associazione Biogas Tedesca, nel 2010 in **Germania** sono stati installati 5905 impianti (di cui 45 destinati alla produzione di biometano) con previsioni al 2012 dell'ordine di 7470 impianti (di cui 80 da destinarsi alla produzione di biometano).
La CRPA ha riferito inoltre che effettivamente la diffusione degli impianti di produzione del biometano in Germania al gennaio 2012 (fonte DENA, Deutsche Energy Agency, gennaio 2012) ammontava già a 77: entro la fine del 2012, circa 133 impianti dovrebbero essersi collegati alla rete con capacità di 86000 m3/ora di biometano, con una crescita a 147 impianti e 94000m3/ora alla fine del 2013. Obiettivo 2020: 6 miliardi m3/anno. Obiettivo 2030: 10 miliardi m3/anno
In **Svezia** sono segnalati 38 impianti di "upgrading" (raffinazione a biometano), circa il 65% del metano usato per autotrazione è biometano e sono operative oltre 100 stazioni di rifornimento per autoveicoli e circa 20 per camion ed autobus.

Figura 2.1: dagli atti della 2a GIORNATA NAZIONALE SUL BIOMETANO tenutasi il 10 maggio 2013; stralcio dalla presentazione del CRPA (Relatore S. Piccinini).

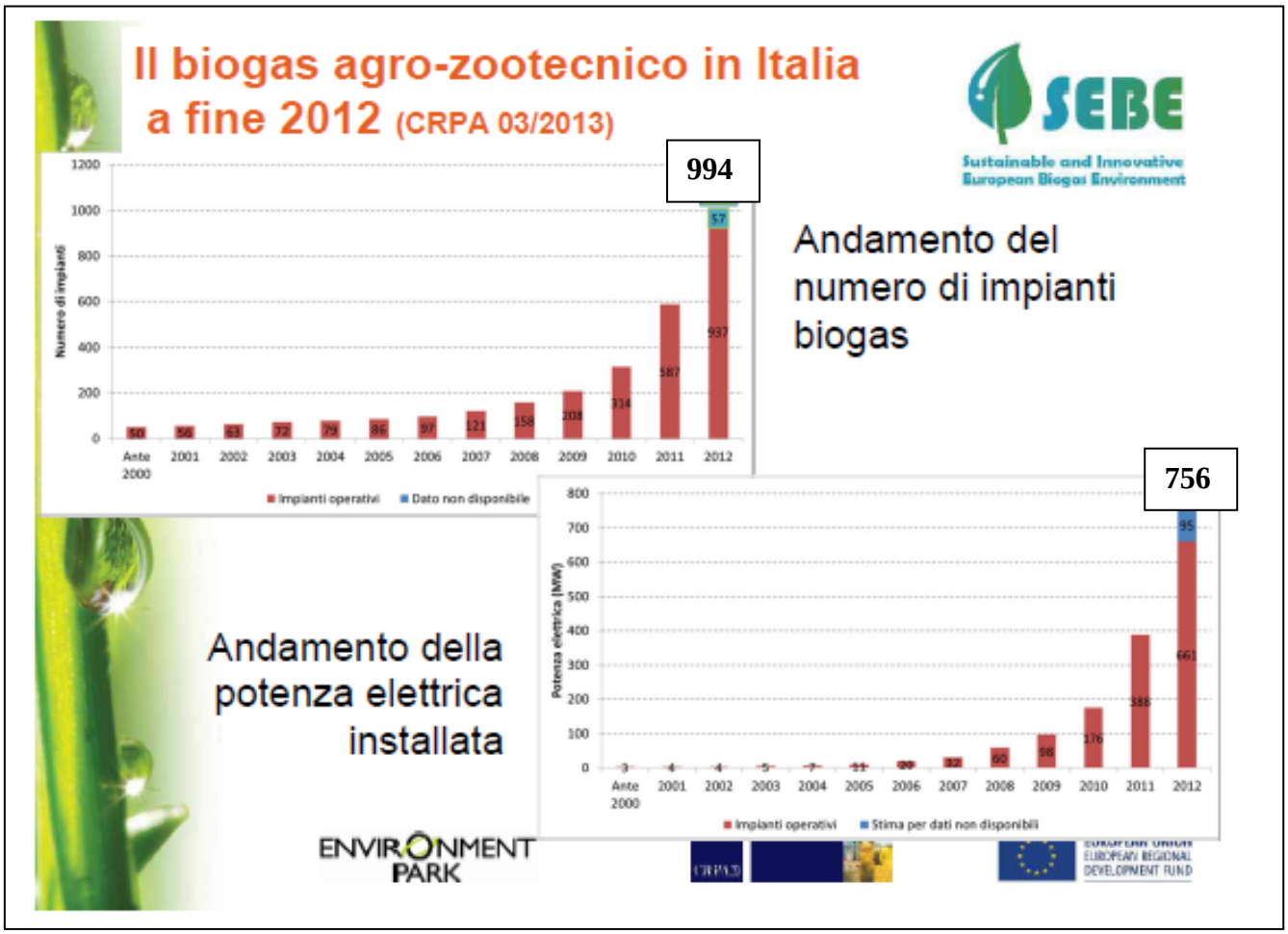


Figura 2.2: dagli atti della 2a GIORNATA NAZIONALE SUL BIOMETANO tenutasi il 10 maggio 2013; stralcio dalla presentazione del CRPA (Relatore S. Piccinini).

3 - PRETRATTAMENTI DELLE BIOMASSE PER OTTIMIZZARE LA RESA IN BIOGAS[8] [9]

3.1 – Introduzione

3.1.1 - Al fine di migliorare la digeribilità della matrice organica delle biomasse occorre realizzare, su queste, opportuni trattamenti preliminari: tale accorgimento permetterà di ottenere, in pratica, una maggiore quantità di energia specifica per unità di biomassa, con evidenti vantaggi energetici ed ambientali.
In fase di progettazione occorrerà, pertanto, prevedere spazi adibiti a tale funzione.
Il pretrattamento delle biomasse, peraltro, permetterà di rendere più agevole la fase di alimentazione e di miscelazione e permetterà di ridurre la formazione di croste superficiali all'interno dei reattori, con conseguente riduzione anche dei correlabili consumi energetici.
La questione del miglioramento della produttività delle biomasse in termini di biogas e metano, peraltro, è posta a fronte della opportunità:

- di sostituire le colture energetiche (costose) con i sottoprodotti del settore agroindustriale (più vantaggiosi dal punto di vista economico);
- di evitare la competizione tra colture alimentari ed energetiche.

3.1.2 - Si ricorda che i **solidi volatili** sono composti organici (carboidrati, grassi, proteine) caratterizzati da diverse degradabilità in ambiente anaerobico e produttività in termini di biogas e biometano (quanto più complesse sono le molecole di tali composti, maggiore sarà la difficoltà ad essere degradate).
I composti ligno-cellulosici sono costituiti prevalentemente da 3 tipi di polimeri: cellulosa, emicellulosa e lignina, legati tra loro in forma di gomitolo, la cui parte esterna è rappresentata dalla lignina.

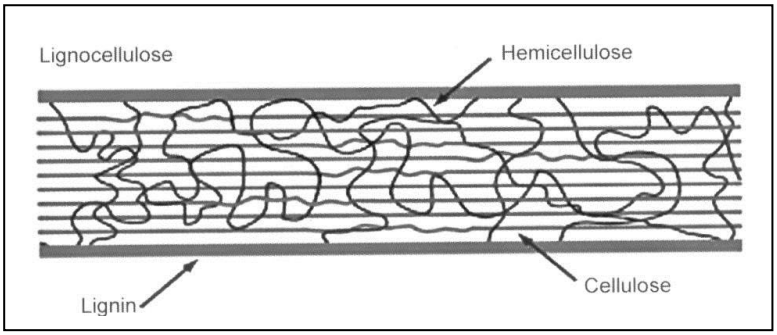


Figura 3.1: Rappresentazione grafica di un composto lignocellulosico.
Fonte: "*Biogas da agrozootecnia e agroindustria"*. Vismara, Canziani, Malpei, Piccinini. Dario Flaccovio Editore Edizione 2011, Figura 12.1 pag 184.

La vasta gamma dei **sottoprodotti di origine agro-zootecnica** presenta una comune caratteristica, ovvero, il contenuto in lignina, sostanza praticamente indigeribile da parte dei microorganismi preposti alla digestione anaerobica.
La lignina è una molecola complessa (complesso polimero organico amorfo, non idrosolubile) che si lega intimamente alla frazione fibrosa vegetale costituita da cellulosa ed emicellulosa (che sono polisaccaridi appartenenti alla classe dei composti organici dei carboidrati).

[8] "*BIOGAS Normativa e biomasse: le condizioni per fare reddito"*. Alessandro Ragazzoni. Edizioni L'Informatore Agrario 2011 capitolo Balsari, Menardo, Gioelli Pag 113 –121

[9] "*Biogas da agrozootecnia e agroindustria"*. Vismara, Canziani, Malpei, Piccinini. Dario Flaccovio Editore Edizione 2011, pag 183-202.

Le strutture ligno-cellulosiche rendono le fibre inaccessibili dai microrganismi: i pretrattamenti servono a spezzare i legami ligno-cellulosici, aumentano la produttività di biogas e migliorano la efficienza generale del processo di digestione anaerobica.

3.2 – Tipologie di pretrattamento delle biomasse

3.2.1 - Trattamenti BIOLOGICI

Sfruttano l'azione di microrganismi, di additivi probiotici, di enzimi idrolitici della cellulosa (quali ß-glucosidasi, eso-ß-glucanasi, endo-ß-glucanasi) che hanno la funzione di idrolizzare le catene organiche complesse in composti più semplici, favorendo ed accelerando la fase idrolitica del processo anaerobico.
Fattori importanti sono il dosaggio dell'additivo, i tempi di attivazione e la temperatura oltre alle caratteristiche chimico fisiche della biomassa.
In generale, i pretrattamenti biologici presentano costi contenuti, ridotte richieste energetiche ma tempi di condizionamento lunghi, elevate superfici di contatto tra i microorganismi di pretrattamento e la biomassa e necessitano, ovviamente, di un controllo accurato sulle condizioni di sviluppo dei microorganismi.

3.2.2 - Trattamenti FISICO-MECCANICI

Questi trattamenti incrementano la superficie specifica della biomassa, attuano la riduzione delle dimensioni e della complessità delle molecole organiche che compongono le biomasse.
Essi sono la trinciatura o triturazione, l'estrusione, la molitura (su biomasse secche), la ultrasonicazione.
Gli ultrasuoni a bassa frequenza inducono a livello intracellulare la formazione di bolle gassose di cavitazione nella fase liquida, che tendono ad esplodere determinando in corrispondenza della superficie di separazione tra la fase liquida e quella gassosa incrementi di temperatura e pressione: il risultato è l'attesa diminuzione del grado di polimerizzazione delle molecole organiche che così saranno maggiormente biodegradabili.
Il trattamento ad ultrasuoni può indurre un aumento della frazione organica solubile di circa 6 volte e quindi un aumento della produzione di biogas del 10-60% (Perez Elvira 2006).
Inoltre si segnalano tecniche di pretrattamento che sfruttano forze elettrocinetiche che si creano in un campo magnetico ad alto voltaggio e sono in grado di destabilizzare le membrane cellulari della biomassa.
In generale, i pretrattamenti fisico-meccanici presentano costi contenuti (funzione della dimensione dello sminuzzamento), semplicità operativa e tempi brevi di pretrattamento.

3.2.3 -Trattamenti TERMICI

Sottoponendo le biomasse ad alte temperature (150°C-180°C) in ambiente umido, la emicellulosa e la lignina cominciano a solubilizzarsi, con ovvi benefici dal punto di vista della resa produttiva in biogas. La emicellulosa, con il pretrattamento termico, si idrolizza in parte e forma acidi che appaiono essere catalizzatori della sua ulteriore idrolisi.
Con le tecniche ***"Pressure cooking"*** (con acqua calda, in autoclave portata sino a 200°C) e **"*Steam explosion*"**(con vapore saturo ad elevata temperatura) si agisce su pressione e temperatura.
La *"Steam explosion"*, in particolare, sfrutta in una prima fase l'impiego di vapore saturo ad alta pressione (maggiore di 10 bar) e alla temperatura dell'ordine di 180-230°C e oltre, inducendo l'idrolisi della emicellulosa; in una seconda fase, portando repentinamente la pressione al valore atmosferico, questa tecnica provoca una decompressione esplosiva delle cellule.

La "*Steam explosion"* può aumentare la digeribilità della biomassa di 6 volte (Grous et al. 2003) ma è una tecnica energeticamente costosa e richiede personale specializzato.
In generale, i pretrattamenti termici condotti a temperature inferiori a 100°C presentano costi contenuti: in questi casi è vantaggioso poter utilizzare il calore prodotto dal cogeneratore.
I trattamenti termici presentano tempistiche più dilatate di quelli meccanici: occorre infatti prevedere la fase di raggiungimento della temperatura, il tempo necessario per il trattamento e il tempo necessario alla realizzazione del raffreddamento della biomassa che, una volta pretrattata, deve procedere alla digestione anaerobica.

3.2.4 - Trattamenti CHIMICI

Prevedono il trattamento delle biomasse con acidi (solforico, nitrico), basi (idrossidi di sodio, idrossido di calcio, ammoniaca) che spezzano legami ligno-cellulosici a beneficio della biodegradabilità della sostanza organica.
Il pH indotto dai trattamenti con acidi o con basi va corretto prima di inserire la biomassa pretrattata nel digestore.
Esistono anche trattamenti di tipo ossidativo (in particolare con perossido di idrogeno o con acido per acetico): in molti casi, non essendo selettivi, taluni ossidanti possono causare perdite di emicellulosa e cellulosa e formazione di prodotti secondari inibenti la metanogenesi.
Taluni **additivi** minerali intesi come pretrattanti chimici, agiscono sulla composizione del biogas finale e riducono il contenuto di idrogeno elementare e di idrogeno solforato (H_2 e H_2S).

3.3. – Quale pretrattamento scegliere

I fattori che condizionano la scelta del trattamento idoneo per aumentare la produzione di biogas e la concentrazione del metano in impianti a scala reale sono:

1. il costo del trattamento,
2. la semplicità del trattamento (quindi anche la relativa sicurezza gestionale),
3. i tempi operativi necessari allo svolgimento efficace del trattamento,
4. il bilancio energetico complessivo per il trattamento.

Nella scelta dei diversi trattamenti della biomassa destinata all'alimentazione del digestore vanno considerati non solo gli incrementi della produzione di biogas ma anche i tempi necessari per il trattamento e le conseguenze sull'operatività e sui costi economici dell'intero processo.

TRATTAMENTI	Produzione di biogas	% metano	Tempi di trattamento	Operatività	Costo
Additivi probiotici	☺	☺	😐	☺	n.d.
Triturazione macinazione	☺	☺	☺	☺	😐
Estrusione	☺	n.d.	☺	☺	☹
Chimico-termico	☺	n.d.	n.d.	☹	😐
Termico	☺	☺	☺	☺	☺

Figura 3.2:Principali fattori che incidono sulla scelta del tipo di trattamento delle biomasse.
Per ogni fattore è stato affiancato un parere indicativo positivo ☺, negativo☹, medio😐. oppure n.d.= dato non disponibile.
Fonte dei dati figura 12.15, pag 201 del testo "*Biogas da agrozootecnia e agroindustria"*. Vismara, Canziani, Malpei, Piccinini. Dario Flaccovio Editore Edizione 2011, rielaborata dai redattori delle presenti note e confrontata con la tabella 2 del testo "*BIOGAS Normativa e biomasse: le condizioni per fare reddito"*. Alessandro Ragazzoni. Edizioni L'Informatore Agrario 2011 capitolo Balsari, Menardo, Gioelli pag 120.

3.4 – Risultati sperimentali relativi ad alcune tipologie di pretrattamento delle biomasse

Nell'ambito del progetto di ricerca EU AGROBIOGAS, sono state esaminate le produzioni specifiche di metano e biogas di campioni di biomasse ligno-cellulosiche sottoposte a pretrattamenti meccanici, termici, biologici e chimici.

In questa sede vengono presentati i risultati delle sperimentazioni relative solo ai trattamenti meccanici e termici da considerarsi di più semplice applicazione in un impianto di digestione anaerobica di tipo agricolo.

Le prove di digestione anaerobica sono state condotte in reattori ad alimentazione discontinua (reattori batch), secondo la normativa standard VDI 4630 (2006) e in condizioni di mesofilia.

Le prove illustrate in questa trattazione sono state eseguite dal DEIAFA dell'Università di Torino (Dipartimento di Economia e Ingegneria Agraria Forestale e Ambientale).

3.4.1 - Risultati di pretrattamenti MECCANICI

Le prove di **trinciatura** sono state condotte:

- su campioni di paglia di frumento trinciata a 5-6 cm,
- su paglia di orzo trinciata a 5-6 cm, 2 cm, e 0,5 cm,
- su e stocchi di mais trinciati a 2 cm.

Le produzioni specifiche di biogas (misurate in litri di biogas per ogni kg di solidi volatili che vorrebbe anche dire m^3 di biogas per tonnellata di solidi volatili) di ognuna di queste biomasse sono state confrontate con quelle delle biomasse tali e quali, quindi non trattate.

La prova di digestione anaerobica è durata circa 60 giorni.

La trinciatura ha prodotto un incremento della produzione di biogas e metano per ciascuna delle biomasse analizzate, con l'esclusione degli stocchi di mais (v. Grafico 3.1).

Considerando il caso specifico della paglia di orzo (trinciata a 3 livelli di pezzatura) si è registrato un aumento della produzione di biogas con l'aumentare della intensità trinciatura: più le dimensioni della biomassa vengono ridotte più si incrementa la produzione di biogas.

Infatti rispetto alla produzione della biomassa tal quale, l'incremento della produzione di biogas della biomassa trinciata è stato del 20%, del 43% e del 63%, rispettivamente per il campione trinciato a 5 cm, 2 cm e 0,5 cm.

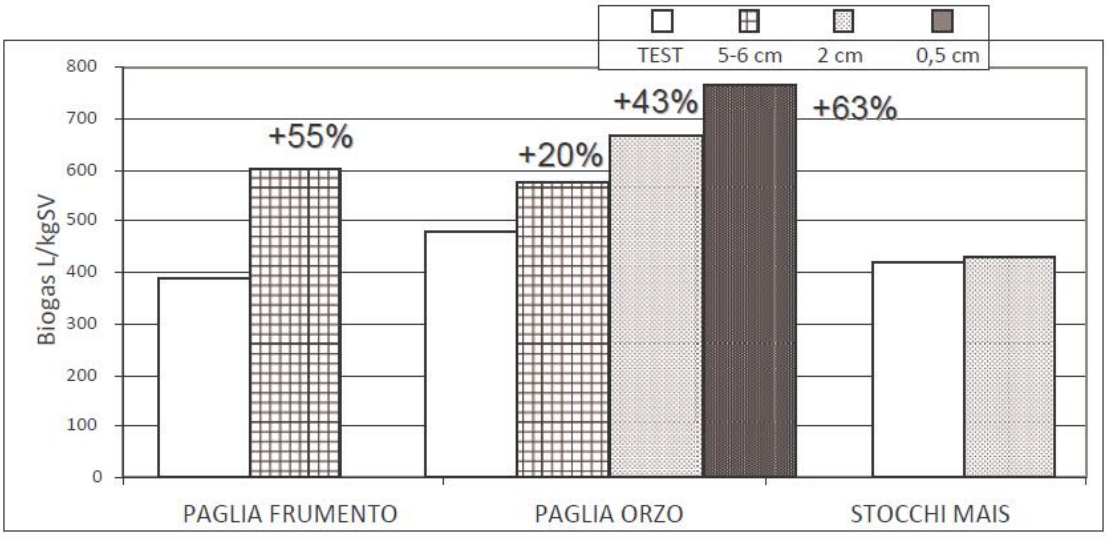


Grafico 3.1: PRETRATTAMENTI MECCANICI

Confronto tra le rese in biogas di biomasse non trattate (area bianca nel grafico) e biomasse trinciate con diversa pezzatura. Prova condotta dal DEIAFA dell'Università di Torino.

3.4.2 - Risultati di pretrattamenti TERMICI

Presso il DEIAFA dell'Università di Torino sono state condotte prove su diverse tipologie di biomasse di scarto trattate per mezzo di una specifica autoclave, impiegando temperature di 60°C, 90°C, 120°C e tempi di trattamento di 30 minuti.

Un esperimento è stato realizzato utilizzando temperature di pretrattamento inferiori a 100°C (prove a 60° e 90°C), impiegando come biomasse di riferimento:

- paglia di riso caratterizzata da un contenuto in solidi totali pari al 30%,
- paglia di orzo con un contenuto di ST pari al 90%,
- paglia di orzo con un contenuto di ST pari al 20%, ottenuta immergendo il medesimo campione di paglia di orzo per 1 ora in acqua.

I campioni pretrattati termicamente non hanno mostrato un incremento nella produzione di biogas rispetto alle biomasse non pretrattate: solamente il campione di paglia di orzo caratterizzato da una elevata umidità, quindi con meno sostanza secca (ST=20%) e pretrattato a 90°C ha evidenziato un significativo incremento produttivo (+48%) in termini di biogas, rispetto al campione non trattato (v. Grafico 3.2).

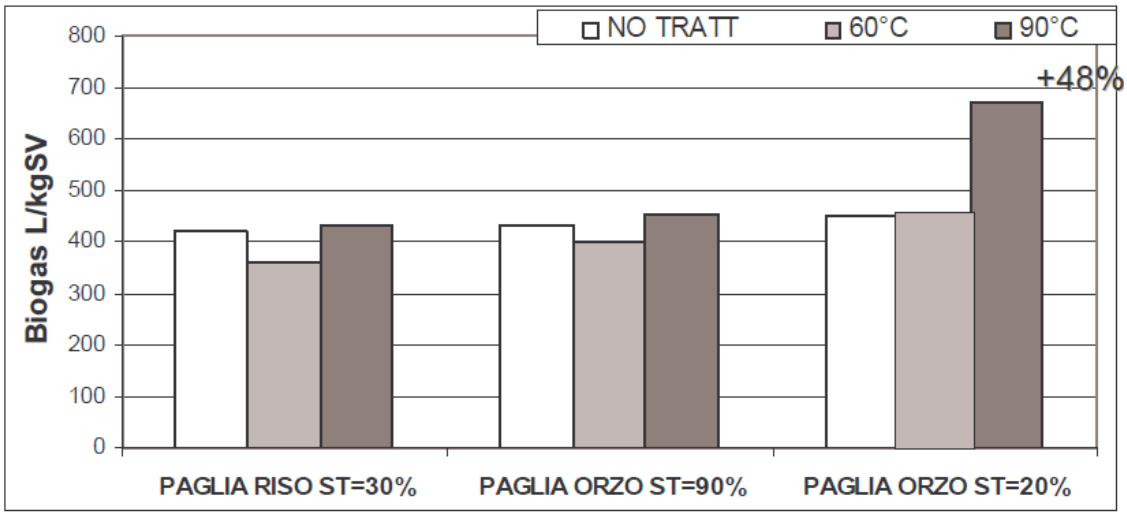


Grafico 3.2: PRETRATTAMENTI TERMICI

Confronto tra le rese in biogas di biomasse non trattate (aree in bianco) e biomasse trattate termicamente a 60°C e a 90 °C (aree in diversa scala di grigio). Prova condotta dal DEIAFA dell'Università di Torino.

Altro esperimento è consistito nel pretrattamento a 120°C (quindi sopra i 100° C) sempre per 30 minuti, impiegando le seguenti biomasse:

- residui colturali (stocchi di mais, paglia di frumento, paglia di riso, pula di riso, paglia di orzo)
- biomasse di origine zootecnica (frazione solida di liquame suino fresco, frazione solida di liquame suino co-digerito in impianto con tempo di ritenzione idraulico (HRT) pari a 40 giorni e frazione solida di liquame bovino co-digerito in impianto con HRT pari a 100 giorni) .

Il pretrattamento termico a 120°C dei residui colturali ha permesso di ottenere un incremento produttivo compreso tra il 13% (stocchi di mais) e il 53% (paglia di orzo umida) (v. Grafico 3.3).
I campioni di pula di riso e di paglia di orzo pretrattati termicamente hanno mostrato produzioni di biogas pressoché identiche ai rispettivi campioni non trattati: si tratta degli unici due campioni, tra quelli analizzati, caratterizzati da un livello di umidità decisamente ridotto (10% di

umidità, ST 90%). Ciò fa presumere che l'effetto positivo del trattamento termico sulla componente lignocellulosica delle biomasse si manifesti grazie ad una azione combinata della temperatura e della pressione e quindi solo in presenza di un certo livello di umidità della biomassa.

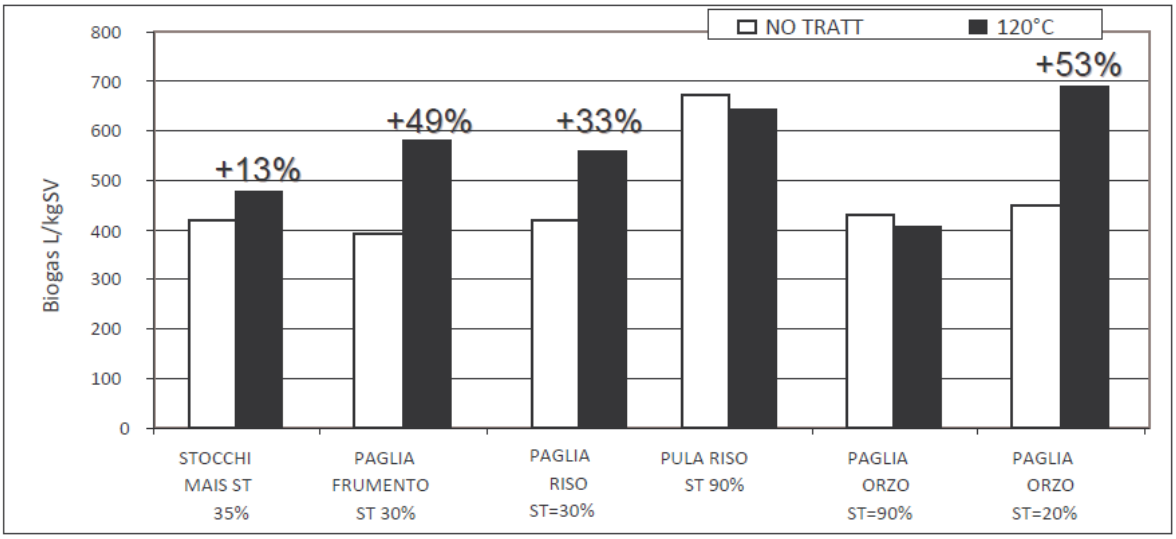


Grafico 3.3: PRETRATTAMENTI TERMICI

Confronto tra le rese in biogas di residui colturali non trattati (rappresentate con area bianco) e trattati termicamente a 120°C per 30 minuti (area in nero). Prova condotta dal DEIAFA dell'Università di Torino.

L'effetto del pretrattamento termico a 120°C sulla produttività delle biomasse di origine zootecnica, come atteso, è risultato più contenuto nei campioni composti da sostanza organica meno digeribile dalla flora batterica: l'incremento produttivo, in termini di biogas indotto dal trattamento, è stato infatti notevole (+90%) nel caso della frazione solida separata di liquame suino fresco, minore ma comunque consistente (+68%) in quello della frazione solida separata ottenuta da liquame suino prelevato dall'impianto con tempo di ritenzione di 40 giorni; è stato invece nullo nel caso della frazione solida separata ottenuta da liquame bovino prelevato dall'impianto con tempo di ritenzione di 100 giorni (Grafico 3.4).

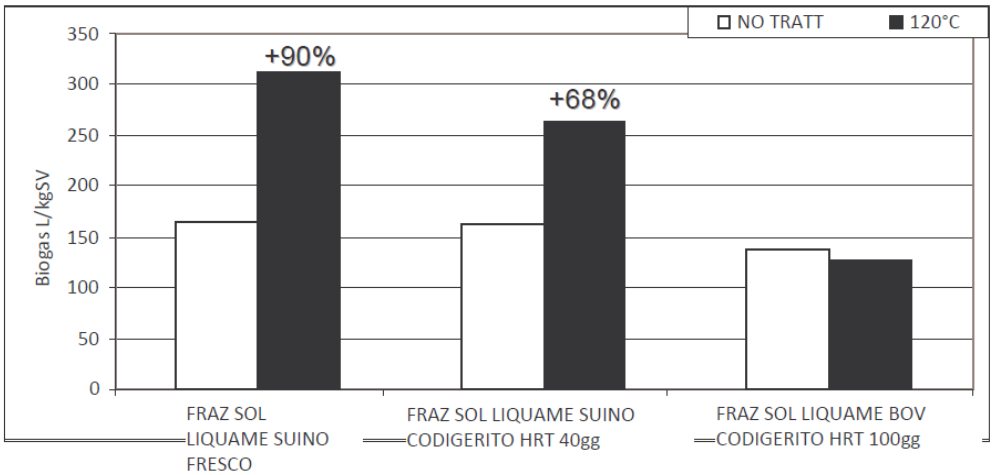


Grafico 3.4: PRETRATTAMENTI TERMICI

Confronto tra le rese in biogas di biomasse di origine zootecnica non trattate (area bianca nel grafico) e pretrattate termicamente a 120°C per 30 minuti (area in nero nel grafico). Prova condotta dal DEIAFA dell'Università di Torino.

4 - TRATTAMENTI DI RAFFINAZIONE DEL BIOGAS PER L'IMMISSIONE NELLE RETI DI GAS NATURALE[10]

4.1 – Introduzione

4.1.1 – La composizione biogas grezzo

Come già riferito al Capitolo 2.2, il biogas prodotto da digestione anaerobica di materiale organico contiene essenzialmente:

- metano (**CH_4**)
- ed anidride carbonica (**CO_2**),

con i rimanenti costituenti (minori di importanza per l'utilizzo energetico) e rappresentati da:

- acido solfidrico (H_2S),
- ammoniaca (NH_3),
- azoto (N_2),
- monossido di carbonio (CO),
- idrogeno (H_2)
- ed ossigeno (O_2) .

I dati di letteratura (fonte Persson et al. 2006) permettono di effettuare un confronto tra le specifiche caratteristiche (in termini di composizione) del biogas da discarica, del biogas da digestione anaerobica, del gas naturale del Mare del Nord.

Parametri	**Biogas da discarica**	**Biogas da digestione anaerobica**	**Gas naturale del mare del nord**
Potere calorifico inferiore (MJ/Nm^3)	16	23	40
CH_4 (%vol)	45 (35-65)	63 (53-70)	87
CO_2 (% vol)	40 (15-50)	47 (30-47)	1,2
H_2S (ppm)	<100	<1000	1,5 (1-2)
Indice di Wobbe superiore (MJ/Nm^3)	18	27	55

Tabella 4.1: confronto tra le caratteristiche del biogas da discarica, del biogas da digestione anaerobica e di quelle del gas naturale del mare del nord (fonte Persson et al. 2006).

Le specifiche che Snam Rete Gas attualmente impone per la immissione nelle reti di distribuzione sono:

- Potere Calorifico Superiore: 34,95 ÷ 45,28 MJ/Sm3
- Indice di Wobbe: 47,31 ÷ 52,33 MJ/Sm3
- Acido solfidrico: ≤ 6,6 mg/ Sm3
- $CO_2 \leq 3$ % mol

Nm^3, Metro cubo normale: corrisponde alla quantità di sostanza gassosa che occupa un metro cubo in condizioni normali ovvero a pressione atmosferica e alla temperatura di 0 °C.
Sm^3, Metro cubo standard: corrisponde alla quantità di sostanza gassosa che occupa un metro cubo in condizioni "standard", ossia a pressione atmosferica e alla temperatura di 15 °C.

[10] "*Biogas da agrozootecnia e agroindustria"*. Vismara, Canziani, Malpei, Piccinini. Dario Flaccovio Editore Edizione 2011, CAP 14 pag 233 e successive e CAP 15 pag 247 e successive

Le normative vigenti in Germania, in Francia, in Svizzera, in Svezia, in Austria, in Olanda hanno permesso e regolamentato già da anni la definizione di standard di qualità del biometano per la immissione nella rete del gas naturale: in Italia questo tipo di riferimento non è ancora ben definito!

Le caratteristiche del biogas grezzo sono tali da richiedere interventi depurativi e di raffinazione finalizzati ad innalzarne il livello qualitativo per ottenere il cosiddetto "*biometano"*.
In particolare, i trattamenti devono riguardare:

1. la **rimozione di componenti indesiderate** (ai fini ambientali e di tutela delle componenti impiantistiche di veicolazione e di utilizzo del biometano stesso) quali H_2S e composti solforati, ammoniaca (dalla demolizione delle proteine), microinquinanti (in genere assenti se il biogas proviene dalla digestione anaerobica di biomasse di origine agricola), particolato solido ed umidità;
2. il **miglioramento delle caratteristiche termiche del combustibile** (PCS, PCI, Indice di Wobbe) attraverso tecniche di raffinazione del gas, sostanzialmente indirizzate all'incremento del tenore di metano ottenibile tramite la rimozione della CO_2.

I singoli processi sono integrati in **linee multistadio di depurazione e raffinazione** del biogas grezzo che, secondo le configurazioni di processo adottabili e la qualità del biometano richiesta all'utilizzo finale, possono essere più o meno articolate.

4.1.2 - Si precisa che nei processi di degradazione anaerobica di biomasse agricole, le presenze di NH_3 sono normalmente tali da non richiedere trattamenti specifici di rimozione (Persson, 2003). L'ammoniaca può, in ogni caso, essere rimossa indirettamente durante i processi di trattamento applicati per la depurazione del gas da altre componenti.
Nel caso delle biomasse di origine agricola e zootecnica, non si segnalano generalmente situazioni di contaminazione tali da richiedere trattamenti specifici per il controllo inquinanti in traccia quali idrocarburi alogenati e silossani**.**
Così come per il gas naturale, per motivi di sicurezza, anche il biometano deve essere sottoposto ad interventi di odorizzazione prima dell'immissione in rete, ottenibile attraverso analoghi processi di additivazione di composti odorigeni, quali il THT (tetraidrotiofene).

4.2 – Trattamenti di DEPURAZIONE

I trattamenti di depurazione del biogas grezzo sono essenzialmente tre e prevedono:

- la rimozione dell'H_2S,
- la rimozione dell'umidità,
- la rimozione del particolato.

4.2.1 - Rimozione dell'H_2S

La rimozione di tale costituente è necessaria per evitare corrosioni e accumuli nelle condotte e nei sistemi di utilizzo del biometano.
L'acido solfidrico, nel biogas della digestione anaerobica, deriva dalla degradazione delle proteine contenute nella biomassa.
Le tecnologie disponibili alla soluzione di questo problema possono essere di tipo diretto (trattamenti che riducono la formazione di H_2S direttamente nella biomassa presente nel digestore) oppure consistere nel trattamento del gas grezzo in uscita dal digestore.

Direttamente nel reattore, si puo' ridurre la formazione di H_2S attraverso l'utilizzo di:

- microorganismi autotrofi (come i Thiobacilli) che trasformano l'acido solfidrico in zolfo elementare e solfati già dentro la biomassa: è richiesta per la realizzazione di questa trasformazione una insufflazione di aria in modo controllato. Lo zolfo potrà essere segregato con apposite griglie poste sotto la copertura dei digestori;
- dosaggio nella biomassa di cloruro ferrico, il quale provoca la precipitazione di solfuro ferrico (il sale insolubile dell'acido solfidrico).

Quanto ai **trattamenti del biogas grezzo** finalizzati alla segregazione dell'H_2S, si possono annoverare i seguenti trattamenti:

- **assorbimento fisico con solventi come l'acqua e come miscele di acqua e glicoli**. Il processo è condotto in colonna in cui il biogas grezzo viene fatto fluire in controcorrente con il mezzo solvente. Tale trattamento permette l'allontanamento contestuale anche della CO_2;
- **assorbimento chimico**: l'H_2S presente nel biogas reagisce chimicamente con una soluzione acquosa di NaOH e forma solfuro di sodio insolubile (Na_2S). Si genera così una soluzione esausta contenente solfuro di sodio, non suscettibile di rigenerazione ma di smaltimento;
- **adsorbimento fisico con carboni attivi** impregnati di reattivi catalizzatori (ioduro o permanaganato di potassio o ossidi di zinco). In pratica si realizza una reazione "redox" (in presenza di ossigeno O_2 insufflato nel biogas prima del trattamento a carboni attivi) per cui l'acido solfidrico viene trasformato in zolfo elementare che andrà a saturare i carboni attivi (suscettibili di rigenerazione con aria, oppure, di smaltimento);
- **conversione chimica** dell'acido solfidrico in solfuro di ferro, ottenuta trattando a idonea temperatura (25-50°C) il biogas contenente l'H_2S con ossido di ferro, opportunamente distribuito su apposito supporto;
- **conversione biologica** dell'acido solfidrico a zolfo con l'utilizzo di biofiltri che sono sistemi in plastica con microfilm costituito da microflora batterica ossidante, in cui il biogas grezzo (miscelato con opportuna quantità di aria) viene fatto passare in controcorrente con un flusso di acqua.

4.2.2 - Rimozione dell'umidità

La rimozione umidità presente nel biogas grezzo è finalizzata ad evitare problemi legati alla formazione di soluzioni acide corrosive nonché di condense in rete e nei sistemi di pressurizzazione/depressurizzazione.
Nel biogas grezzo si può ridurre il contenuto di acqua attraverso le seguenti tecnologie:

- **raffreddamento** (con scambiatore di calore) del flusso di gas, per cui l'acqua viene condensata e raccolta in apposite trappole;
- **adsorbimento** selettivo su agenti disidratanti: si utilizzano gel di silice o ossidi di alluminio impaccati in colonne in cui viene fatto passare il biogas grezzo;
- **assorbimento** in glicole o sali igroscopici impaccati in colonne in cui viene fatto passare il biogas grezzo.

4.2.3 - Rimozione del particolato

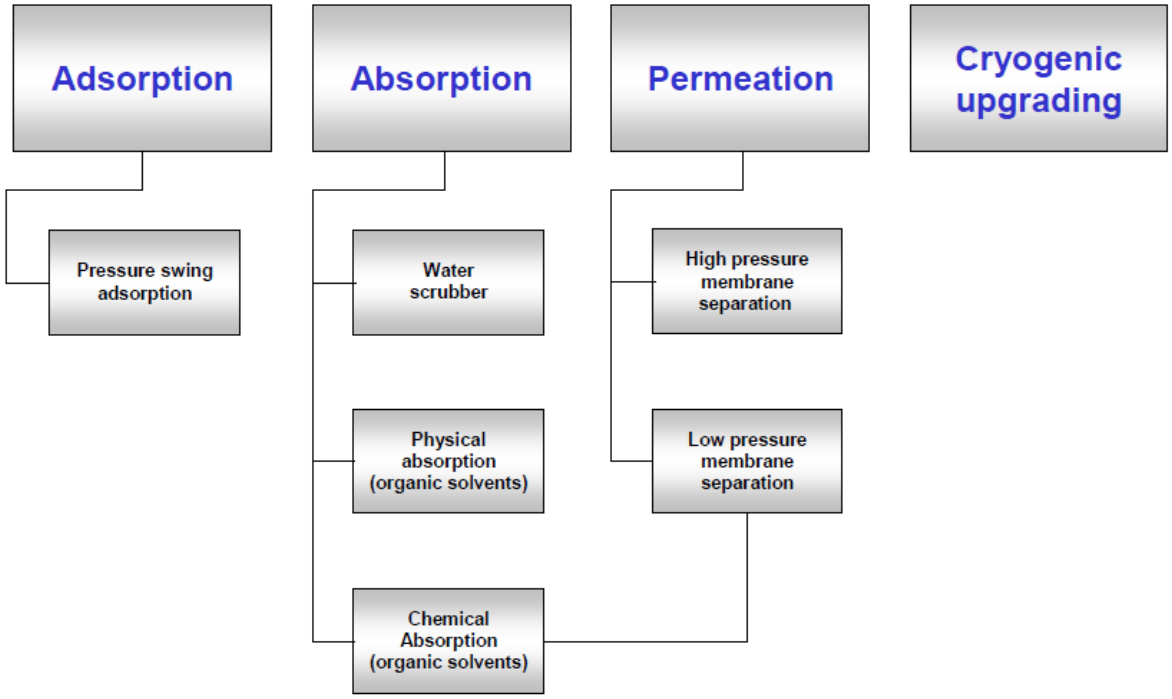
La rimozione delle polveri trascinate dal flusso di biogas è necessaria per evitare problemi operativi nelle successive unità di trattamento e nei sistemi di convogliamento ed utilizzo del gas: trattasi di polveri, particolato e goccioline olio dei compressori.
Si utilizzano **tecniche di filtrazione meccanica** quali trappole, filtri di vario tipo.

4.3 – Trattamenti di RAFFINAZIONE

I trattamenti di raffinazione del biogas (***upgrading***) sono fondamentalmente finalizzati alla rimozione della **CO_2** e sfruttano i seguenti processi:

- Adsorbimento (*Adsorption: Pressure Swing Adsorption),*
- Assorbimento fisico con acqua (*Absorption*: *Water Scrubber*)
- Assorbimento fisico con solventi organici *(Physical Absorption*)
- Assorbimento chimico con soluzioni amminiche *(Chemical Absorption*)
- Processi a membrana *(Permeation)*
- Processi criogenici (*Cryogenic upgrading*)

Come detto, la rimozione della CO_2 è necessaria per migliorare le proprietà termiche del gas e per raggiungere caratteristiche qualitative compatibili con quelle del gas naturale.



[ISET, 2008]

Figura 4.1: Panoramica delle tecnologie di raffinazione del biogas per la rimozione della CO_2.

Fonte "*Guidelines for the implementation and operation of biogas upgrading systems, semptember 2010 Fraunhofer IWES "*.

4.3.1 - Adsorbimento

Il biogas grezzo, preventivamente disidratato e pretrattato per la rimozione dell'H_2S, viene fatto passare attraverso colonne a carboni attivi in condizioni di alta pressione (margine dei 4 -7 bar): la tecnica PSA (*Pressure Swing Absorption*) segrega la CO_2, ma anche O_2 e N_2 e, dal sistema, esce biogas raffinato a biometano (97% di CH_4).

La colonna a carboni attivi viene rigenerata agendo su temperatura e pressione e, con opportuni sistemi di aspirazione, vengono così ripristinate le capacità adsorbenti del carbone.

Per le esigenze di operatività e di rigenerazione in situ, la configurazione impiantistica tipica prevede più colonne in parallelo per garantire la continuità di trattamento.

Questa tecnologia ed il lavaggio con acqua (*water scrubber*) rappresentano i sistemi di raffinazione di maggior diffusione.

La figura che segue descrive il processo PSA e mostra le fasi in cui H_2S, H_2O e CO_2 sono separate.

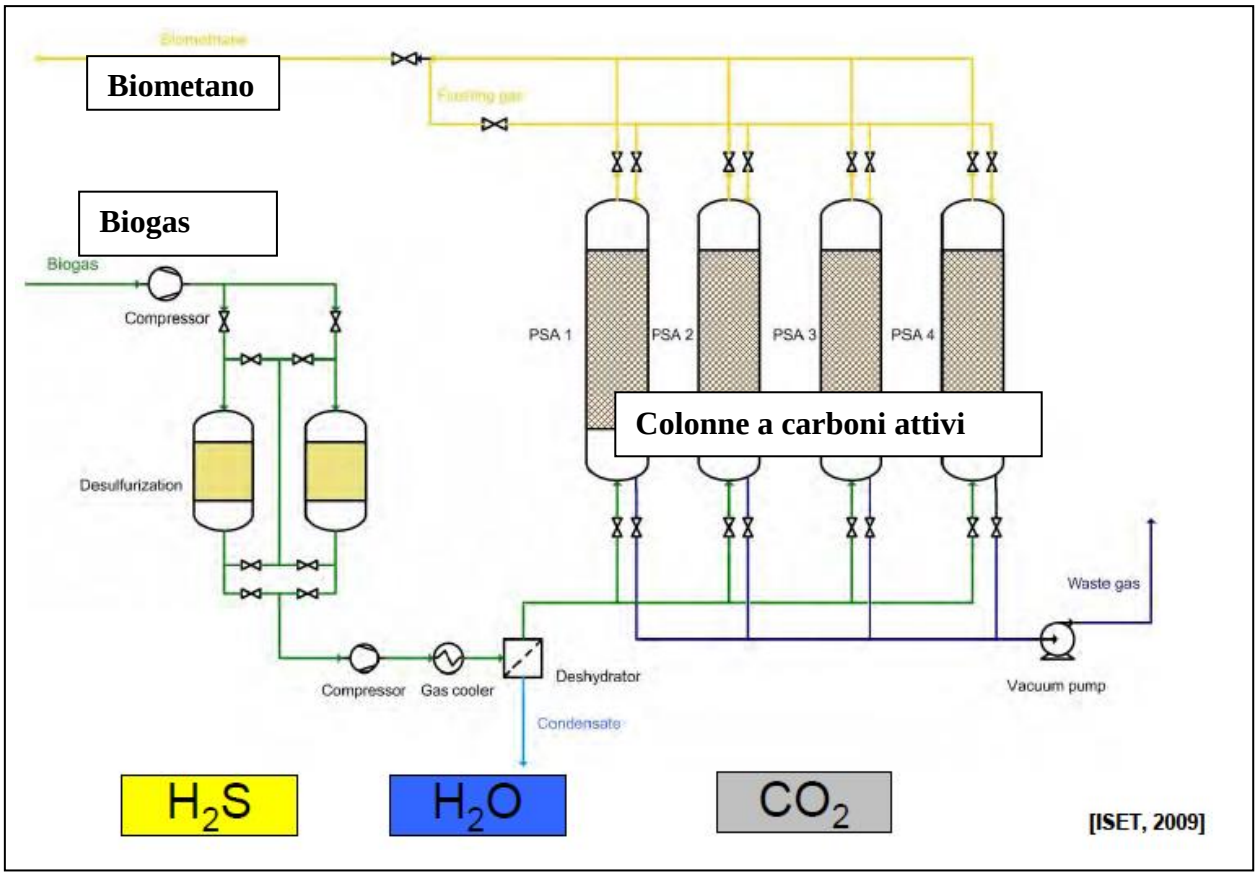


Figura 4.2: Diagramma di flusso della tecnologia PSA (adsorbimento su carboni attivi)
Fonte: *"Guidelines for the implementation and operation of biogas upgrading systems, semptember 2010 Fraunhofer IWES"*.
Annotazioni a cura dei redattori delle presenti note.

4.3.2- Assorbimento fisico con acqua

Questa tecnologia (*Water scrubber technology*) sfrutta la differente solubilità "gas-liquido" che intercorre tra la CO_2 ed il CH4 gassosi e l'acqua (liquido): attraverso una colonna attrezzata *(Scrubber*) con materiale di supporto che aumenta l'interfaccia di scambio tra liquido e gas, l'acqua viene inserita dall'alto e il biogas compresso (7-10 bar) viene spinto in controcorrente.
L'acqua "cattura" la CO_2 e contestualmente anche l' H_2S ma trattiene molto poco il CH_4.
Dalla colonna esce così un biometano (un biogas arricchito in metano) che dovrà essere ancora disidratato e privato ancora di un po' di H_2S e, in coda, uno spurgo liquido arricchito in CO_2 ed H_2S con pochissimo CH_4.
Gli spurghi liquidi possono essere recuperati (con riferimento ai gas disciolti ed in particolare al prezioso metano) con colonne "flash" (*flash tank*) che, per decompressione, favoriscono lo strippaggio ed il ricircolo del gas disciolto che viene quindi reinviato al lavaggio: si riducono così le perdite di metano in linea.
Esistono sistemi senza ricircolo di acqua, come quello brevemente descritto, e sistemi con ricircolo di acqua che prevedono una ulteriore torre di strippaggio (*Stripper*) per l'ottenimento di acqua rigenerata da reinserire in testa alla torre di lavaggio.
Questa metodologia è vantaggiosa perché attua la separazione contestuale di CO_2 ed H_2S.
La figura che segue descrive il processo di lavaggio assorbitivo con acqua e mostra le fasi in cui H_2S, H_2O e CO_2 sono separate.

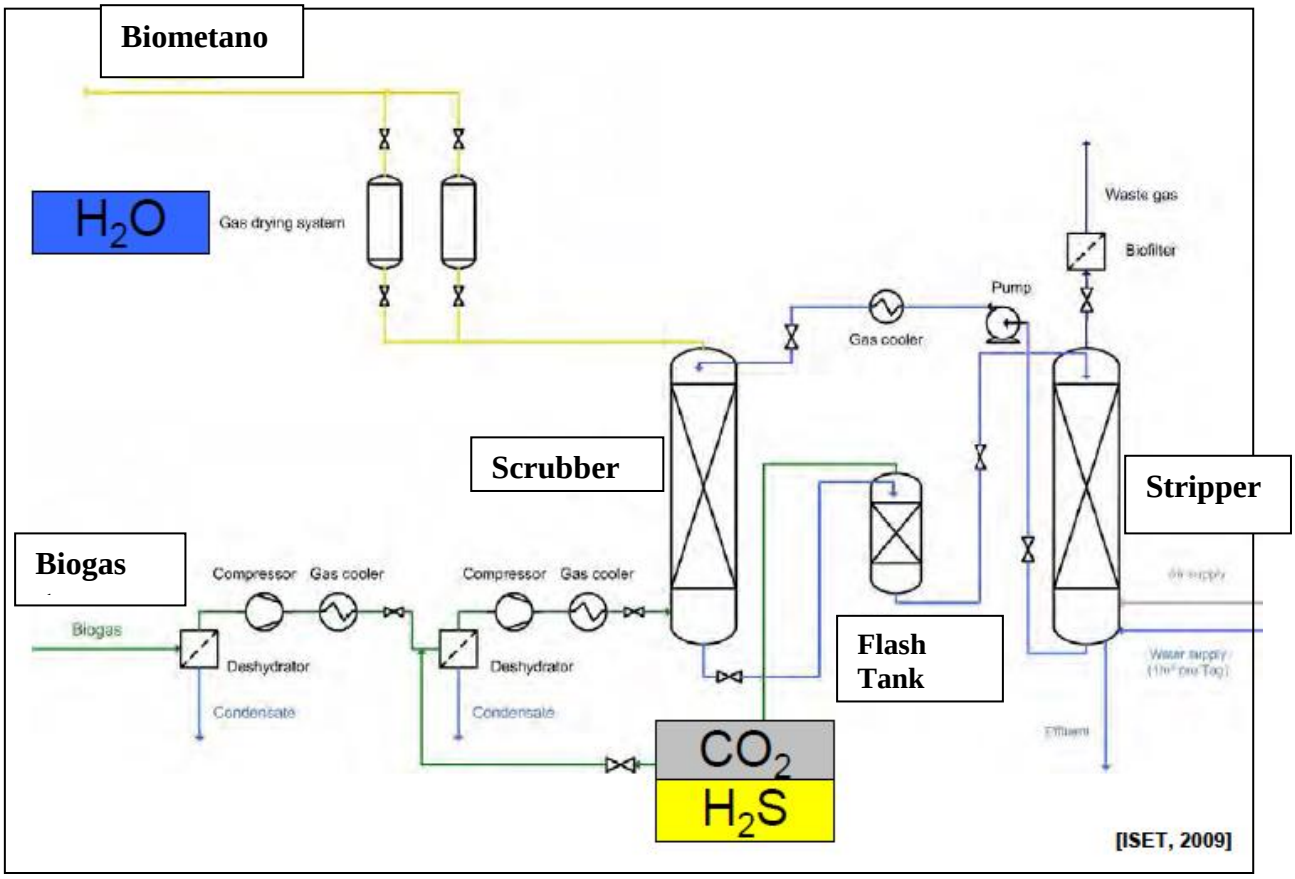


Figura 4.3: Diagramma di flusso della tecnologia di lavaggio assorbitivo con acqua (in questa configurazione è previsto a valle il sistema di rigenerazione dell'acqua).
Fonte: "*Guidelines for the implementation and operation of biogas upgrading systems, semptember 2010 Fraunhofer IWES*". Annotazioni a cura dei redattori delle presenti note.

4.3.3 - Assorbimento fisico con solventi organici

I solventi organici come i glicoli hanno una capacità di assorbimento nei confronti della CO_2 gassosa molto maggiore rispetto a quella svolta dall'acqua.

Con la tecnologia di assorbimento fisico (*Physycal absorption*) condotta in colonna (*Absorption column*) con il solvente organico polietilenglicole (P.E.G.), in sostituzione dell'acqua, si attua un più efficace "*upgrading"* in impianti più compatti: le tecnologie di assorbimento fisico con solventi sono essenzialmente comparabili con quella descritta al paragrafo precedente e la pressione nella colonna di assorbimento è dell'ordine di circa 8 bar.

I glicoli assorbono efficacemente anche l'H_2S: tuttavia, per facilitare la rigenerazione del solvente organico (de-assorbimento a 105°C per strippaggio con aria), si rende opportuno un trattamento preliminare del biogas grezzo per allontanare l'H_2S e l'umidità prima del trattamento di raffinazione. La "sgrossatura" preliminare dell' H_2S e dell'umidità permetterà di rigenerare il solvente a temperature di soli 60°C anziché di 105°C, con beneficio dei consumi energetici.

Questa metodologia presenta una criticità, ovvero la presenza di sostanze indesiderate nel biogas grezzo (come l'acido formico) che rendono irreversibile la contaminazione del solvente.

La figura che segue descrive il processo di assorbimento fisico con solvente organico e mostra le fasi in cui H_2S, H_2O e CO_2 sono separate.

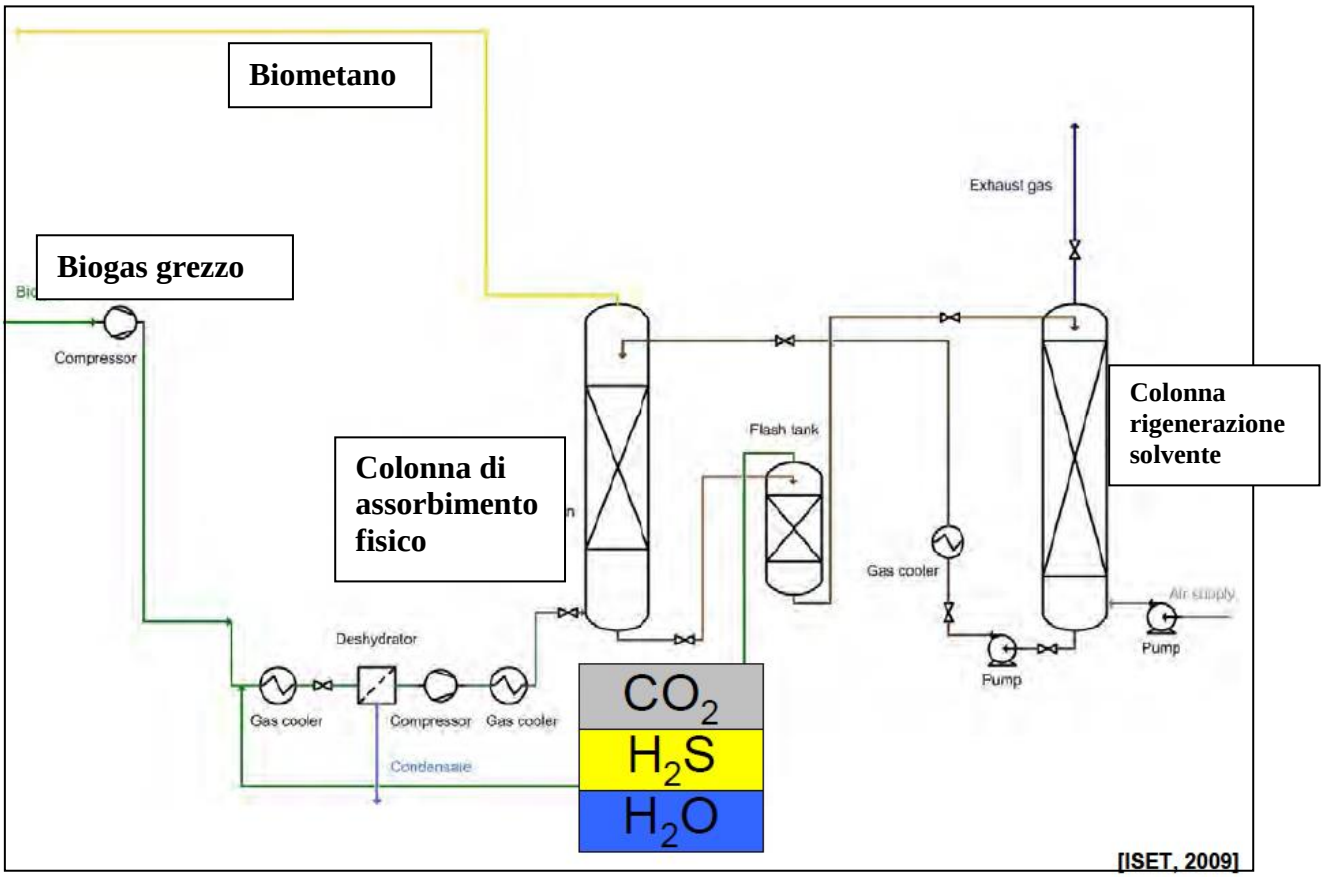


Figura 4.4: Diagramma di flusso della tecnologia di assorbimento fisico con solvente organico.

Fonte: "*Guidelines for the implementation and operation of biogas upgrading systems, semptember 2010 Fraunhofer IWES"*. Annotazioni a cura dei redattori delle presenti note.

4.3.4 - Assorbimento chimico con soluzioni amminiche (*Chemical Absorption*)

La CO_2 reagisce con la mono-etanol-ammina (M.E.A) e con la di-etanol-ammina (D.E.A) in ambiente alcalino per formare idrogeno carbonato (bicarbonato) e il carbammato dell'ammina.

Il biogas grezzo e la soluzione chimica reagente sono alimentati in controcorrente in una colonna di assorbimento dove a 40°C e bassa pressione (con configurazione impiantistica del tutto analoga alle torri di lavaggio fisico con acqua o con solventi) avviene la rimozione della CO_2.

Pretrattamenti di rimozione preliminare dell'H_2S e dell'umidità garantiranno la qualità della soluzione di ammine che verrà rigenerata con calore e vapore (120°-160°C).

La soluzione di ammine degrada con la rigenerazione, quindi, saltuariamente va sostituita: inoltre presenze di ossigeno e di composti ossidanti nel biogas grezzo causeranno, per ossidazione delle ammine, la formazione di aldeidi volatili e acidi organici ad alto peso molecolare che contamineranno la soluzione reagente.

La reazione chimica in questione è altamente selettiva quindi permette di ottenere elevate concentrazioni di metano in uscita.

Il biometano in uscita dalla colonna va usualmente disidratato prima della immissione in rete.

La figura che segue descrive il processo di assorbimento chimico e mostra le fasi in cui H_2S, H_2O e CO_2 sono separate.

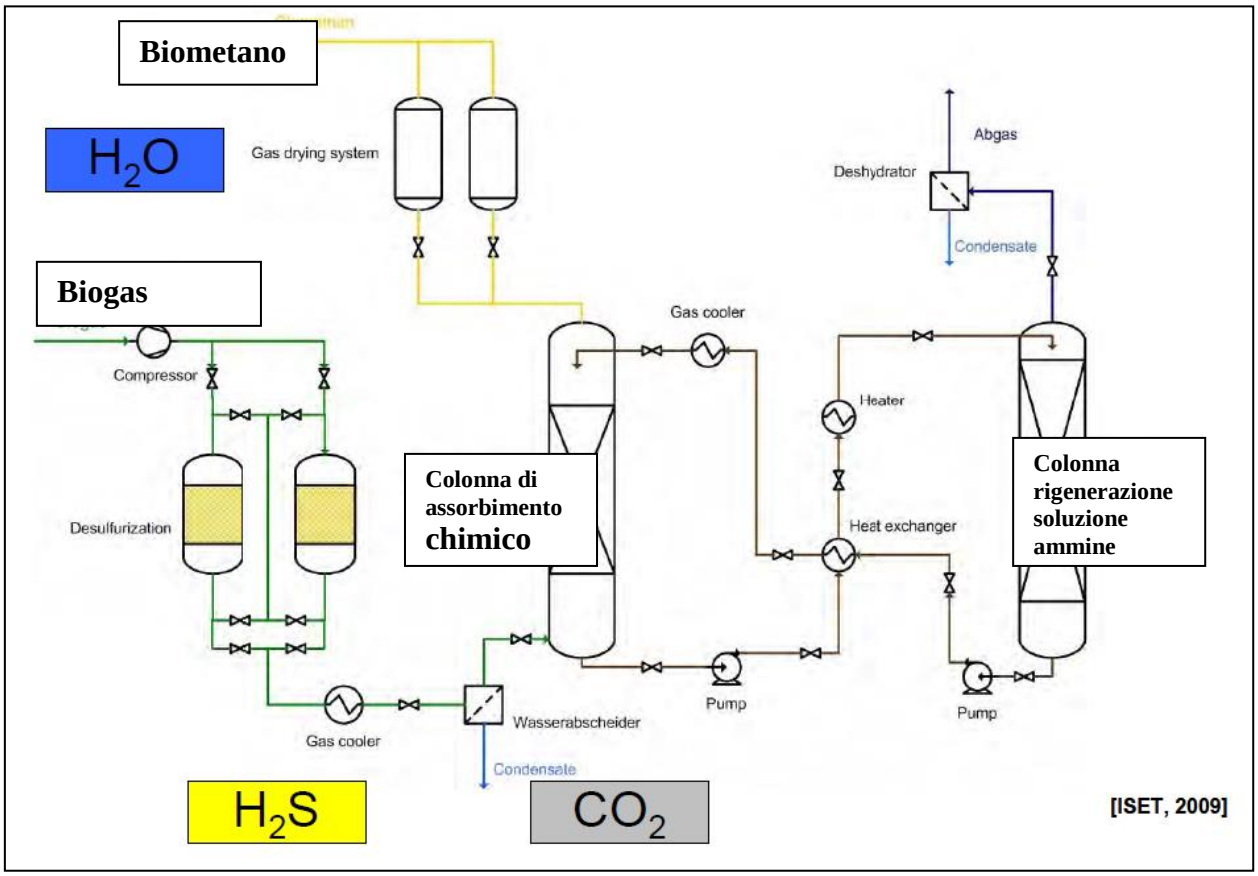


Figura 4.5: Diagramma di flusso della tecnologia di assorbimento chimico.
Fonte: "*Guidelines for the implementation and operation of biogas upgrading systems, semptember 2010 Fraunhofer IWES"*. Annotazioni a cura dei redattori delle presenti note.

4.3.5 - Processi a membrana (*Gas Permeation o Membrane separation*)

Sono prevalentemente tecnologie in fase sperimentale, valutate in impianti pilota che necessitano pretrattamenti del biogas grezzo per la eliminazione di H_2S e dell'acqua.

Sfruttano la maggiore permeabilità attraverso particolari membrane delle molecole gassose di CO_2, H_2S e H_2O rispetto a quella del metano, per cui dal biogas grezzo in ingresso al sistema a membrane (*feed*) si otterranno un biogas retentato (ricco in metano) ed un permeato arricchito in CO_2, H_2S e H_2O.

Nei sistemi ad alta pressione (> 20 bar) le membrane sono in acetato di cellulosa e la separazione è condotta in fase gassosa da entrambi i lati della membrana.
La separazione ottimale della CO_2 e dell'H_2S contestualmente ad una elevata qualità del gas prodotto, richiede la realizzazione del processo su più stadi in serie, in configurazioni che prevedono il ricircolo del permeato più ricco in metano o il suo utilizzo in caldaia per ridurne le perdite in atmosfera.

Nei sistemi a bassa pressione (pressione atmosferica) si utilizza una membrana microporosa idrofobica.
Lambiscono la membrana da una parte il biogas grezzo e dall'altra, in direzione opposta, una soluzione liquida che reagisce chimicamente con le molecole gassose permeate.
I gas che permeano vengono allontanati dall'azione della soluzione liquida: si tratta di soluzioni specifiche che separano selettivamente H_2S (es. soluzione di soda) e CO_2 (soluzione di ammine) da rigenerale in loco. I solventi esausti vanno poi alla rigenerazione.

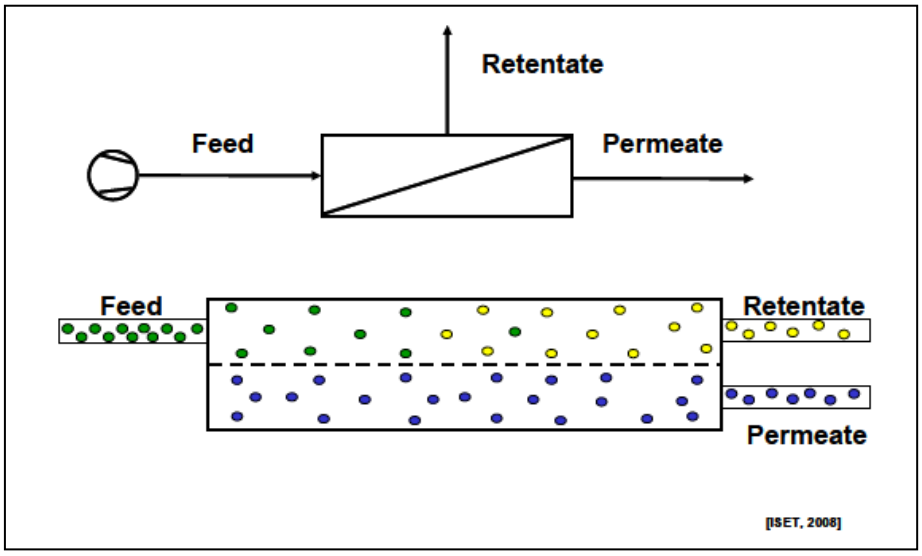


Figura 4.6: Descrizione della separazione della CO_2 nel processo a membrane.

Fonte: *"Guidelines for the implementation and operation of biogas upgrading systems, semptember 2010 Fraunhofer IWES".*

4.3.6 - Processi criogenici *(Cryogenic upgrading)*

Sono prevalentemente tecnologie in fase sperimentale, valutati in impianti pilota e anche in questo caso necessitano di pretrattamenti del biogas grezzo per la eliminazione di H_2S e dell'acqua.

Sfruttano la diversa temperatura di ebollizione della CO_2 (-78°C a pressione atmosferica) rispetto a quella del CH_4 (-160°C a pressione atmosferica).

Raffreddando il biogas grezzo, ad elevate pressioni, si separa CO_2 liquida che può essere indirizzata all'utilizzo industriale (Persson et al. 2006).

Un esempio di raffinazione con processo criogenico operata dalla compagnia tedesca GtS è schematizzabile in 5 fasi:

Step 1: Disidratazione del biogas grezzo
Step 2: Compressione
Step 3: Pulitura del gas-rimozione dei silossani
Step 4: Desolforizzazione
Step 5: **Rimozione della CO_2**

La figura che segue descrive il processo sopra schematizzato.

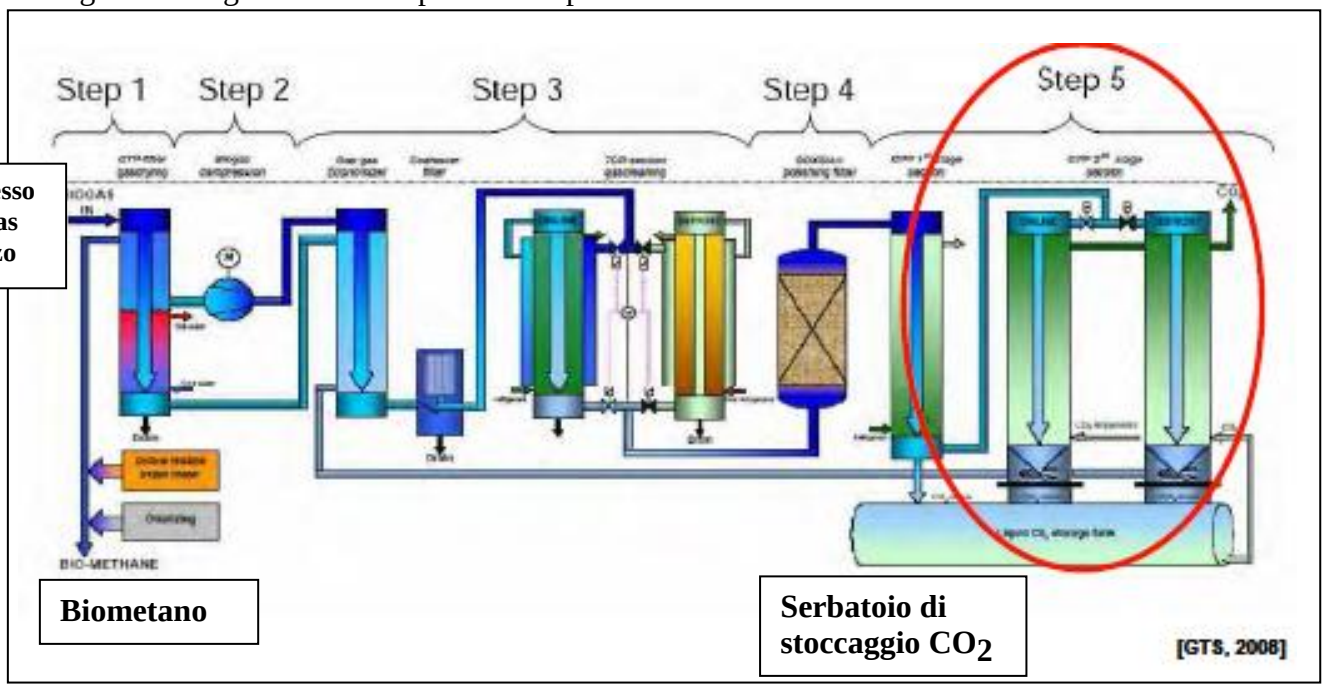


Figura 4.7: Panoramica del sistema di raffinazione con processo criogenico (esempio: GPP® di GtS).

Fonte: *"Guidelines for the implementation and operation of biogas upgrading systems, semptember 2010 Fraunhofer IWES"*.

Annotazioni a cura dei redattori delle presenti note.

4.4 - Confronto tra i sistemi di raffinazione attualmente disponibili per applicazioni commerciali.

Sono riportati in tabella 4.2 i principali elementi di carattere tecnico ed operativo dei sistemi di depurazione e raffinazione disponibili, adottabili quali indicatori delle loro prestazioni generali.
I parametri utilizzati:

- sintetizzano i principali aspetti impiantistici convenzionali (condizioni operative generali, prestazioni, consumi di energia, di calore e di reagenti);
- rivelano le implicazioni ambientali, sostanzialmente associabili alle perdite atmosferiche di metano;
- considerano talune caratteristiche intrinseche dei processi quali la possibilità di rigenerazione dei reagenti, la produzione di flussi gassosi riutilizzabili, la complessità delle linee e la loro diffusione commerciale.

Fattori di valutazione	**Assorbimento con acqua**	**Assorbimento con solventi organici**	**Lavaggio con ammine**	**PSA (adsorbimento con carboni attivi)**
CH_4 nel gas prodotto (%)	**>97**	**>96**	**>99**	**>96**
Perdite CH_4 (%)	1-3	2-4	<0,1	1-4
Consumo di energia elettrica (kWh/Nm^3 biogas grezzo)	<0,25-0,29	<0,33	<0,12-0,15	<0,25-0,30
Richieste termiche	No	55-80°C	160°C	no
Pressione di esercizio (bar)	7-10	7-10	ambiente	4-7
Diffusione commerciale	++	+	++	++
Complessità impianto	no	si	si	si
Utilizzo reagenti chimici	no	si	si	no
Necessità dei pretrattamenti	no	si	si	si
Possibilità rimozione contestuale (CO_2, H_2S)	si	no	no	no
Rigenerazione reagenti	si	si	si	-

Tabella 4.2: confronto tra tecnologie di raffinazione.
Fonte dei dati: "*Biogas da agrozootecnia e agroindustria"* Vismara, Canziani, Malpei, Piccinini. Dario Flaccovio Editore Edizione 2011, tabella 15.10 e relativi commenti presenti nel Capitolo 15 alle pagine 263 e successive del medesimo testo

Le metodologie di assorbimento ad acqua o a solventi e della PSA (Persson 2003, Jonsson 2009, Fraunhofer UM SICHT 2009), hanno valori dei **consumi di energia elettrica** allineati (intervallo 0,25-0,33 kWh/Nm^3 di biogas grezzo), valutati al netto delle richieste per l'eventuale

compressione del gas per l'immissione in rete: tali esigenze energetiche sono dovute, ad esempio, ai sistemi di ricircolazione del liquido, ai sistemi di ventilazione per lo strippaggio, ai sistemi di raffreddamento oppure alle esigenze di compressione e di vuoto per la rigenerazione delle colonne; la tecnica di lavaggio (assorbimento) chimico presenta consumi elettrici inferiori dell'ordine di 0,012-0,15 (kWh/Nm^3 di biogas grezzo) (Persson 2003).

Tutte le tecnologie disponibili di raffinazione del biogas attualmente disponibili comportano inevitabili **perdite atmosferiche di metano**: a fianco della valutazione della efficienza e delle prestazioni del sistema, occorre riflettere anche sulle ripercussioni sul bilancio ambientale relativo al processo di raffinazione a biometano (il metano comporterebbe un effetto serra più di venti volte maggiore rispetto alla CO_2).

Le fughe di metano nei sistemi di trattamento sono di due diverse tipologie:

- fughe dirette in atmosfera dalle apparecchiature della linea (valvole, connessioni e compressori): a queste si ovvia con la manutenzione degli impianti;
- perdite di metano direttamente attribuibili al processo (es. solubilità del metano nei solventi di assorbimento destinati alla segregazione della CO_2 o H_2S; affinità del metano con i carboni attivi; permeabilità della membrana nei confronti del metano) cui porre rimedio con opportune misure di riduzione.

La **diffusione commerciale** a livello europeo delle diverse alternative tecnologiche disponibili per la depurazione e purificazione del biogas da digestione anaerobica sino a qualche anno fa (Petersson et al 2009) vedeva come le più utilizzate la tecnologia di assorbimento ad acqua e la tecnologia di adsorbimento su carbone attivo PSA.

4.5 – Approfondimento sulle attività di ricerca sulla raffinazione del biogas

4.5.1 - L'Unione europea ha iniziato a investire in maniera decisa nella ricerca sul biometano con il progetto "**BIOGASMAX**" partito nel gennaio 2006 e terminato nel 2010.

L'obbiettivo generale del progetto è stato quello di ridurre la dipendenza dal petrolio e le emissioni di gas a effetto serra migliorando la produzione, la distribuzione e l'uso del biometano attraverso attività di ricerca e dimostrative.

All'interno del progetto BIOGASMAX, la ISET (Institut für Solare Energieversorgungstechnik), insieme con NOVA, hanno avuto l'incarico di monitorare, valutare, scambiare esperienze in materia di impianti di produzione di biogas, così come di raffinazione del biogas.

La ISET ha dimostrato la applicabilità di differenti sistemi di raffinazione e ha fornito consigli pratici per l'attuazione e la gestione delle unità di raffinazione da costruire.

Scaricabili dal link internet (http://www.biogasmax.co.uk/downloads/secure/):

- in merito al successo tecnico dei metodi di raffinazione del biogas applicati, la pubblicazione "*Technical success of the applied biogas upgrading methods* " (Michael Beil and Uwe Hoffstede, Fraunhofer IWES - Novembre 2010*)"*
- in merito alle linee guida per l'attuazione e il funzionamento dei sistemi di raffinazione del biogas, la pubblicazione "*Guidelines for the implementation and operation of biogas upgrading systems*", (Michael Beil and Uwe Hoffstede, Fraunhofer IWES – Settembre 2010*)"*.

Questi elaborati costituiscono la fonte delle figure impiantistiche riportate in questo Capitolo.

4.5.2 - La ricerca e l'approfondimento in ambito universitario su queste tematiche continuano.

Ne è un esempio la tesi di dottorato intitolata: *"Produzione di BIOMETANO ECOSOSTENIBILE e fertilizzanti mediante co-digestione anaerobica di deiezioni animali e colture energetiche"* conclusasi a febbraio 2012, presso il Dipartimento di Scienza Applicata e Tecnologia DISAT del

Politecnico di Torino, nel contesto del XXIII corso di Dottorato di Ricerca in Ingegneria Chimica, essendo autore l'ing. E. Brizio, supervisore il Prof. G. Genon, revisore esterno il Prof. P. Navarotto, Coordinatore il Prof. V. Specchia.
Il lavoro ha permesso un confronto tra gli schemi di funzionamento, i bilanci di materia, i costi e le prestazioni (in termini di qualità del biometano e dei flussi di emissioni nell'ambiente) delle diverse tecnologie di raffinazione.

4.5.3 - Come detto, dal 18 dicembre 2013 è in vigore il DM 5 dicembre 2013 "*Modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale".*
Il CRPA sta già attivamente lavorando per dimostrare la fattibilità tecnica e la sostenibilità della produzione e dell'uso del biometano, in particolare con il progetto comunitario **Life+ Biomether.**
Il progetto, cofinanziato dalla Regione Emilia-Romagna, vede coinvolti, oltre al CRPA (responsabile scientifico), Aster (coordinatore), HerAmbiente, Iren e Safe.
Iniziato nell'ottobre 2013, Biomether terminerà nel marzo 2018; in questo lasso di tempo verranno realizzati due impianti dimostrativi con tecnologia innovativa di upgrading di biogas e biometano per l'utilizzo in rete e per autotrazione e verranno studiati scenari e linee guida per favorire la nascita di una filiera del biometano.
Il progetto Biomether è stato presentato il 6 novembre 2013 a Ecomondo-KeyEnergy.

5 – PROSPETTIVA BIOMETANO, UN'OPPORTUNITA' DI BUSINESS ANCHE PER L'IMPRESA AGROZOOTECNICA

5.1 - Il Biometano è un'alternativa competitiva

5.1.1 - Il biogas è una risorsa di energia rinnovabile coerente con le dinamiche agricole e con il fabbisogno energetico del Paese.
Il metano è presente nel biogas in misura variabile, dal 30 al 70% (Tabella 4.1 al Capitolo 4), in funzione delle matrici di alimentazione, del processo di digestione, ecc.
Il biogas viene tradizionalmente utilizzato come combustibile per la produzione di energia elettrica, recuperandone una frazione come energia termica non sempre usufruibile.
In alternativa, il biogas può essere trasformato in biometano, ottenendo un gas equivalente al gas naturale che offre dei vantaggi energetici superiori al biogas.

5.1.2 - Il biogas rappresenta una quota significativa dell'energia rinnovabile prodotta nel Paese.
Negli ultimi anni, il numero di impianti costruiti e in funzionamento ha subito un forte incremento, grazie alla tariffa incentivante vigente di cui l'attività beneficia.
Come si è visto al Capitolo 2, la maggior concentrazione degli impianti (>80%) è localizzata in Lombardia, Veneto, Piemonte ed Emilia Romagna, di cui più del 85% con una potenza inferiore a 1 MW_e. Il numero totale di impianti destinati alla generazione di biogas in Italia offre una portata complessiva superiore a 1,4 miliardi Sm^3/anno (Sm^3 ovvero standard metri cubi è la quantità di gas naturale contenuta in un metro cubo a condizioni standard: 15 °C e 1,013 bar).

5.1.3 - Il biometano può sfruttare l'alta capillarità della rete nazionale di distribuzione del gas naturale; la produzione di energia distribuita in vari siti produttivi è potenzialmente più efficiente grazie al minore impatto della logistica ed alla maggior probabilità di sfruttamento dei cascami termici.
Altrimenti, il biometano potrebbe essere utilizzato come combustibile per le autovetture attrezzate (circa 720.000 autovetture in Italia a gennaio 2013): se un terzo del biogas prodotto venisse raffinato a biometano per autotrazione sarebbe possibile alimentare 1.100.000 city car (come la Fiat Panda) intorno al 3% del parco totale.

5.1.4 - Il biogas è prodotto in maniera omogenea in nord Italia attraverso biodigestori utilizzanti principalmente matrici agro-zootecniche e si stima un suo ulteriore rapido sviluppo. Anche il gas di discarica contribuisce alla produzione di un biogas con caratteristiche leggermente diverse sia come contenuto energetico (più basso) che come presenza di sostanze derivanti dalla sua origine che può essere anche molto variabile.
La tendenza attuale dei produttori di biogas è di alimentare un motore a combustione interna a gas (MCI) per produrre energia elettrica (con rendimento intorno al 40%) ed ottenere i relativi incentivi economici statali. Il cogeneratore MCI produce anche in maggiore quantità energia termica che spesso non viene sfruttata in maniera ottimale; ciò dipende in particolare dal fatto che non è possibile trasportare il calore per lunghi tragitti e solo pochi impianti a biogas sono situati direttamente in una zona industriale o artigianale con potenziali utenze di calore.
La trasformazione del biogas in energia elettrica direttamente presso l'impianto di produzione, per quanto detto sopra, non riesce a valorizzare la quota di energia termica e pertanto in molti casi l'impianto risulta meno efficiente.

5.1.5 - Per poter sfruttare in maniera ottimale anche il calore, oltre all'energia elettrica, è preferibile la produzione centralizzata di energia nel luogo del suo consumo. Come mezzo di trasporto del vettore energetico biometano si presta la rete del gas naturale.

La tendenza consolidata a livello europeo è di privilegiare gli impianti e le soluzioni ad alto rendimento energetico per accedere ai sostegni economici all'investimento.

5.1.6 – Come riferito al Capitolo 4, il biogas deve essere trattato al fine di raggiungere la stessa qualità del gas naturale.
Un impianto di purificazione, di taglia adeguata all'utilizzo nelle aziende agricole di medio-piccole dimensioni, consentirà appunto l'immissione del biometano nella rete nazionale del gas naturale, aprendo la possibilità di sfruttare con maggior efficienza energetica i flussi generati, rispetto alla produzione in loco di energia elettrica da immettere in rete.
Le principali barriere in Italia, come detto, sono:
- la non ancora completa definizione normativa (il fondamentale fattore "contro");
- la preoccupazione degli operatori rispetto alle caratteristiche fisico-chimiche del biometano (presenza di sostanze corrosive come H_2S, silossani, composti alogenati, ecc.) rispetto al gas naturale;
- la consapevolezza che il costo specifico di purificazione con la tecnologia ordinaria è di poco inferiore al costo dell'impianto per la produzione del biogas di biodigestione.

Gli studi effettuati mostrano che anche con il processo industriale di raffinazione per assorbimento chimico con ammine, che fornisce buone prestazioni ma che di contro presenta degli evidenti svantaggi legati al contesto agricolo-ambientale, il tempo di ritorno dell'investimento (payback) di un impianto per la purificazione sarebbe paragonabile a quello per installare un MCI per la produzione di EE.

5.2 – L'innovazione negli impianti di raffinazione (upgrading)
5.2.1 - Il progetto globale punta quindi ad individuare una soluzione competitiva per rispondere ai requisiti di un'applicazione in grado di elevare l'efficienza energetica dello sfruttamento del biogas, consentendone l'utilizzo presso utenze distribuite nella rete, quindi laddove serva anche l'energia termica, compreso l'utilizzo in autotrazione come bio-carburante.
Su questo ha lavorato Hysytech srl, una società di ingegneria e realizzazione impianti fondata nel 2003 che opera con una particolare specializzazione su processi chimici, sulla generazione d'energia da fonti rinnovabili e tradizionali, sull'efficienza energetica nei processi industriali e sui trattamenti ambientali. Gli studi di fattibilità condotti da Hysytech in collaborazione con aziende pubbliche e private dimostrano che, se il 20% dei nuovi impianti di biodigestione producesse biometano, sarebbe soddisfatto il fabbisogno di circa il 10% delle attuali stazioni di servizio per metano da autotrazione nel Nord Italia.
Va anche detto che la attuale normativa italiana consente ai grandi Operatori di mantenere un sostanziale monopolio nel trasporto e nella distribuzione di gas naturale: certamente, invece, uno sviluppo tecnologico "italiano" di un prodotto che nel settore della depurazione affidabile sia di costo adeguato e facile da gestire potrebbe catalizzare il processo di liberalizzazione del mercato del gas, voluto e sponsorizzato dalla Commissione Europea.
Vale come riferimento la direttiva europea cosiddetta "20-20-20" che prevede l'utilizzo del 20% di energie rinnovabili entro il 2020 ed il 10% di biocarburanti nel campo dei trasporti.

In sintesi, la filiera biogas - biometano è in continua crescita. I numerosi impianti a digestione anaerobica sia in Italia che in Europa offrono un bacino d'utenza molto ampio su cui la Tecnologia Biometano HST è destinata a fare la differenza.

5.2.2 - La Tecnologia Biometano HST

La raffinazione efficiente del biogas richiede una tecnologia innovativa ma comunque redditizia. La Tecnologia Biometano HST, elaborata da Hysytech, consente, ad esempio, di produrre un biometano in piena soddisfazione delle specifiche stabilite dal Codice della rete di distribuzione.
La Tecnologia Biometano HST è un sistema innovativo, risultato della combinazione delle più avanzate tecnologie: essa non richiede reagenti chimici ed esige minimi sforzi operativi e di manutenzione. In breve, è una tecnologia robusta e competitiva, ideale, peraltro, in ambito agricolo.
Il processo alla base della Tecnologia Biometano HST avviene in due fasi.
Nel primo stadio di depurazione si prevede la disidratazione, la rimozione delle polveri, impurità e contestualmente anche della maggior parte dell'anidride carbonica dal biogas grezzo.
Nel secondo stadio il gas viene raffinato ulteriormente, al fine di soddisfare le esigenze della rete nazionale del gas naturale.
Normalmente, come spiegato al Capitolo 4, nel "trattamento di purificazione" complessivo del biogas si distingue la fase di "depurazione" del biogas (eliminazione di composti indesiderati, il più importante dei quali è l'acido solfidrico, la rimozione dell'acqua e l'eventuale rimozione di ossigeno ed azoto) da quella di "up-grading" cioè di miglioramento delle caratteristiche energetiche attraverso la separazione dell'anidride carbonica.
Tutte le tecnologie esistenti sul mercato sono di concezione industriale per applicazioni su taglie decisamente maggiori rispetto ai casi in oggetto.
Molte di esse non sono adatte a trattare quantità relativamente piccole di biogas a causa dei costi sia di investimento che di gestione, non sono semplici e si presentano "estranee" al mondo agro-zootecnico, poiché provengono da impegnative applicazioni industriali.
La Tecnologia Biometano HST sfrutta più in dettaglio la tecnologia a membrane che si presenta promettente, perché consente un contenimento dei costi di investimento.
La tecnologia Biometano HST utilizza una soluzione ibrida (rispetto alle tecnologie elencate in precedenza) e modulare, che consente di ridurre i costi e raggiungere le prestazioni attese.

Hysytech ha sviluppato la progettazione di un impianto da 100 Nm^3/h in collaborazione con ACEA Pinerolese Industriale spa, azienda multi servizi di Pinerolo (TO) che, tra le altre attività, produce biogas da discarica e distribuisce gas naturale. La taglia è stata definita sulle specifiche dell'utilizzatore finale e sulle indicazioni derivanti dal Progetto di ricerca Green-NG cofinanziato dalla Regione Piemonte e dalla Comunità Europea.
L'impianto è stato autorizzato a ottobre 2013 (autorizzazione unica ex art 208 del dlgs 152/2006 n 177-39210/2013, Provincia di Torino) ed è in fase di installazione presso il sito di Pinerolo di ACEA.
L'autorizzazione riguarda l'attività di purificazione del biogas a biometano come attività di recupero di sostanze organiche R3 (ai sensi dell'allegato C alla Parte IV del Dlgs 152/2006 e s.m.i.) e di recupero energetico R1 negli stessi motori già in uso per il recupero energetico del biogas.
Ad oggi, infatti, non è possibile effettuare altra attività se non l'uso cogenerativo del biometano, in quanto tutto il comparto è in attesa delle norme per l'utilizzo in rete e/o per autotrazione (norme tecniche europee il cui iter dovrebbe chiudersi entro il 2014) e delle disposizioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (attese anch'esse in coerenza con i tempi del CEN Comitato Europeo Normazione): è nei programmi di ACEA infatti l'immissione nella rete del gas territoriale o l'utilizzo anche per l'autotrazione del biometano ottenuto, appunto, con la tecnologia HST.

La Tecnologia Biometano HST, offre un'efficienza volumetrica intorno al 50 % v/v e un recupero della portata di metano in ingresso (CH_4) superiore al 95%.
Il Biometano ottenuto ha una concentrazione di metano (CH_4) superiore al 90% v/v ed un potere calorifico inferiore (LHV) intorno a 30 MJ/Sm^3.

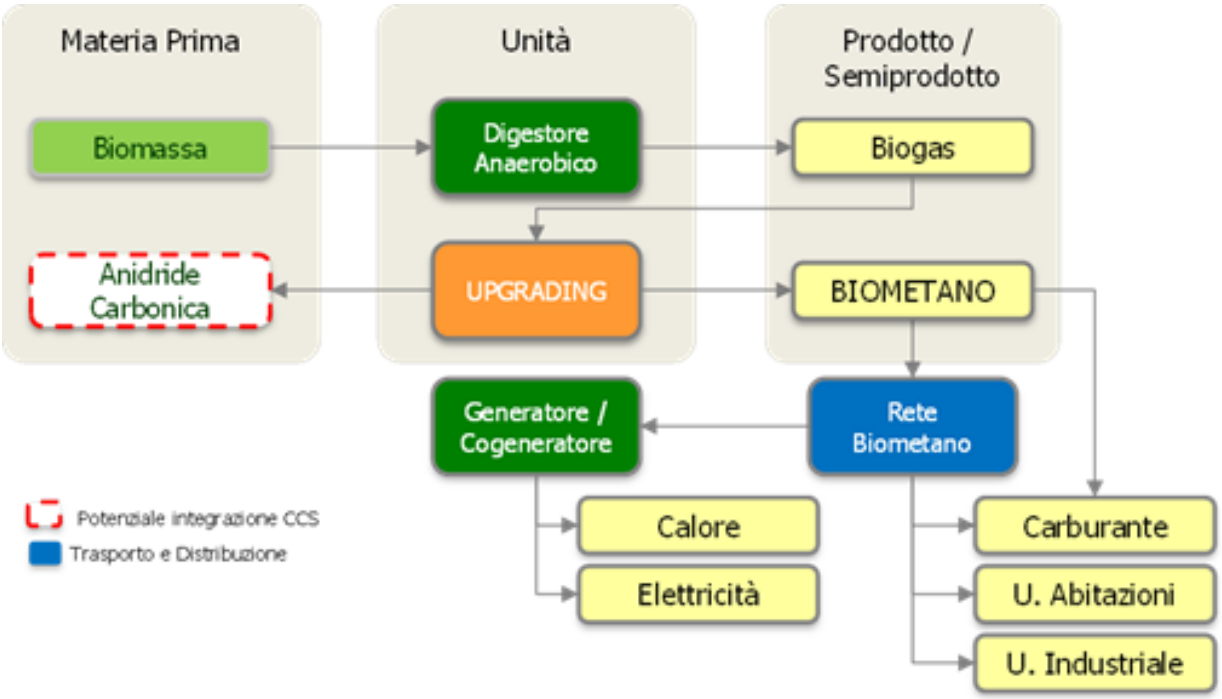


Figura 5.1 – Schema funzionale della produzione di biometano.

5.2.3- Modello di Business a vantaggio dei Clienti

Il modello di business individuato per la Tecnologia Biometano HST consiste nella creazione di una nuova azienda (NewCo) che sarà responsabile della commercializzazione e manutenzione degli impianti. La vendita degli impianti di upgrading sarà svolta da una struttura commerciale dedicata e concentrata sull'area centro-nord dell'Italia. Hysytech sarà la responsabile della costruzione degli impianti in modalità chiavi-in-mano (Turn-key).

La Tecnologia Biometano HST offre vantaggi appetibili per i potenziali clienti, **anche in un mercato non incentivato.** E' una tecnologia che per la sua semplicità è in grado di concorrere con l'alternativa tradizionale del gruppo elettrogeno.
La tabella sotto riportata mette a confronto i meriti economici delle due tecnologie:

	Tecnologia Biometano HST	Gruppo Elettrogeno
Ricavi	EUR 688,153	EUR 584,000
CAPEX	EUR 1,000,000	EUR 1,150,000
Costi Operativi	EUR 191,397	EUR 127,651
Margine Operativo Lordo (MOL) EBITDA	EUR 496,756	EUR 456,349
Risultato ante oneri finanziari EBIT	EUR 396,756	EUR 341,349
TIR Investimento (10 years)	57%	43%
TIR Equity (10 years)	120%	84%
Payback (years)	3	4

[1] Equity pari al 50% per entrambe le opzioni

Figura 5.1 – Confronto tra meriti economici delle tecnologie Biometano HST e Gruppo Elettrogeno.

Definizioni:
CAPEX (CAPital EXpenditure – spese per capitale),
EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization - utile prima degli interessi passivi, imposte e ammortamenti su beni materiali e immateriali),
TIR (Tasso Interno di Rendimento),
PAYBACK (tempo di ritorno dell'investimento)

5.2.4 - Il vantaggio economico per l'investitore

La valutazione economica di questa tecnologia è stata elaborata considerando un profilo di crescita basso moderato, sia in termini di obiettivi di crescita del mercato (~5% anno su anno), sia come percentuale di penetrazione della tecnologia Biometano HST (~2% anno su anno). Sotto questo scenario, l'investitore otterrà una percentuale di rendimento pari a 29%. Il tempo di ritorno dell'investimento si aggira intorno a 4 anni di attività.

6 – CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

6.1 - Principi di riferimento e condizioni ottimali per la fattibilità di una filiera agro energetica finalizzata alla produzione di biogas[11] e di biometano

6.1.1 - In questo paragrafo si riferiscono, in modo molto sintetico, i principi di riferimento per la realizzazione di un sistema integrato della filiera agro energetica.

Per meglio intendersi, nell'ambito degli studi di fattibilità prodromici alla realizzazione degli impianti a biogas e/o biometano, vengono riassunte le condizioni e le **scelte strategiche** che possono garantire la **redditività degli impianti**.

Di fatto, tali progetti di investimento sono caratterizzati:

- da fenomeni di interdipendenza e di incertezza,
- da fenomeni di irreversibilità poiché comportano ingenti esborsi di capitale e
- da immobilizzazioni tecniche che richiedono un lungo periodo di ammortamento.

Gli elementi da considerare negli studi di fattibilità sono indubbiamente i seguenti:

- **scrupoloso aggiornamento normativo**, per evitare errori di strategia: ci si riferisce alla normativa rifiuti (analisi della opportunità di considerare sottoprodotti e non rifiuti le biomasse), alla normativa vigente su sottoprodotti di origine animale, alla normativa vigente sugli incentivi, alla normativa sulla gestione del digestato e direttiva nitrati, ecc. A titolo di esempio, dall'analisi della normativa vigente, ne deriva che potrebbe essere strategico valorizzare la presenza di imprese produttrici di ingenti volumi di sottoprodotti agroalimentari, come attualmente definiti dall'art 184 bis del dlgs 152/2006, i quali potrebbero essere trasformati in energia o in biometano ed eventualmente ipotizzare la progettazione di consorzi produttori;
- **individuazione dei potenziali imprenditori**, in base alla potenziale disponibilità di capitale e di materia prima e individuazione del ruolo che possono assumere di "*produttore, trasformatore o energetico*" (come definiti al Capitolo 1 delle presenti note);
- **individuazione e studio delle aree geografiche e dei potenziali bacini di approvvigionamento** della materia organica (si auspica, nel merito, la organizzazione, vigilata dagli Enti di Controllo, di una diffusione territoriale adeguata a tutela del paesaggio e della sostenibilità);
- **previsione dei costi di approvvigionamento delle biomasse** (in base alle relative fonti) e previsione dei costi dei processi di trasformazione: si consiglia, nel merito, di privilegiare una dimensione strategica dei progetti e il loro livello di flessibilità. Espandere il sistema in maniera modulare e per fasi successive garantirebbe una maggiore elasticità rispetto alle modalità di approvvigionamento della "razione" (input) ed una capacità di adattamento all'andamento dei consumi e degli incentivi;
- definizione del **dimensionamento** dell'impianto di produzione;
- individuazione della tipologia di **flusso in entrata** (*input*): **scelta mix produttivo**;
- individuazione della tipologia di **flusso in uscita** (*output*): fertilizzante, energia (cogenerazione, biometano).

Le **strategie imprenditoriali** possono essere due:

A: stabilita come costante la potenza dell'impianto, reperire all'esterno dell'azienda la biomassa

B: stabilita come costante la disponibilità di biomassa per un periodo medio-lungo, dimensionare la massima potenza dell'impianto: **questa è la strategia meno rischiosa.**

[11] "*BIOGAS Normativa e biomasse: le condizioni per fare reddito*". Alessandro Ragazzoni. Edizioni L'Informatore Agrario 2011 pag 107-111 CAP 6

6.1.2 - Come già riferito nel Capitolo 1, se non si vuole correre il rischio di perdere di vista il ruolo strategico che tradizionalmente occupa il settore primario, occorre ricordare che l'obbiettivo principale dell'impresa agricola che attiva una filiera agro energetica sostenibile dovrebbe essere quello di garantirsi **un'integrazione al reddito agricolo** e che la produzione di energia non dovrebbe altresì rappresentare l'unica finalità aziendale.
Con questo presupposto, preso atto dei dati statistici oggettivi ed a valle di una attenta valutazione tecnica ed economica di tutti gli scenari possibili, vengono riepilogate le **condizioni ottimali** che possono favorire l'attivazione e la rimunerativà di una filiera agro-energetica finalizzata alla produzione di biogas e/o di biometano.
Tali condizioni sono le seguenti:

1. l'imprenditore dovrebbe essere "*trasformatore*", ovvero autonomo dalla produzione della biomassa alla gestione del digestato: tale imprenditore manterrebbe peraltro i benefici fiscali relativi alla qualifica di "*imprenditore agricolo"* (Capitolo 1 delle presenti note);
2. l'impianto dovrebbe essere dimensionato in relazione alla disponibilità di materia prima effettiva per un periodo medio lungo e non viceversa;
3. la dieta del digestore dovrebbe valorizzare soprattutto i sottoprodotti organici e in primis **i reflui zootecnici**, al bisogno, integrando con le colture dedicate (insilati vegetali) o altri prodotti;
4. la disponibilità dei terreni per lo spandimento finale del digestato dovrebbe essere sufficiente per adempiere alle indicazioni applicative della direttiva nitrati (DM 7/4/2006);
5. la Pubblica Amministrazione preposta alle autorizzazioni ed ai controlli dovrebbe avere la cura di armonizzare e coordinare la capacità del territorio rurale di garantire l'approvvigionamento di biomassa al fine di non determinare distorsioni nel mercato dei prodotti agricoli;
6. il tempo di ritorno del capitale dovrebbe essere il più contenuto possibile ed entro il periodo di erogazione degli **incentivi.**

6.1.3 - Il **biogas** è una risorsa energetica rinnovabile molto flessibile (ma sottoutilizzata): la **raffinazione in biometano** ed il relativo utilizzo, per le ragioni indicate al Capitolo 1 delle presenti note, ha uno **sviluppo bloccato** da una normativa non ancora completa e non abbastanza esaustiva, contro la cogenerazione che gode di decreti attuativi oltre che di incentivi.
Indubbiamente (e banalmente) allo stato attuale, la condizione ottimale per la fattibilità di una filiera agro-energetica finalizzata alla immissione in rete del biometano è dunque la pubblicazione completa delle direttive previste dal dlgs 28/2011 agli articoli 20 *"Collegamento degli impianti di produzione di biometano alla rete del gas naturale"* e 21 "*Incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale".*
Come già evidenziato, dopo tanta attesa, il 17 dicembre 2013 siamo giunti alla pubblicazione del decreto che regolamenta la incentivazione e gli ambiti di utilizzo del biometano (DM 5 dicembre 2013 "*Modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale"*).
Tuttavia, occorrerà prevedere ancora l'attesa dei **provvedimenti attuativi** del citato decreto (con date tempistiche) e, soprattutto, della disponibilità delle **norme europee** per le specifiche di qualità del biometano per uso autotrazione e delle **specifiche tecniche europee** per l'immissione del biometano nelle reti, da emanarsi da parte del CEN in attuazione del mandato M/475 CE e prevedere anche, caso per caso, le fisiologiche tempistiche per il rilascio delle autorizzazioni alla installazione e gestione dei sistemi di "upgrading" (raffinazione), così come, a titolo di esempio, di quelle di apertura e gestione dei distributori di biocarburante.

6.2 - Le opportunità derivanti dall'immissione del biometano nella rete del gas naturale per un utilizzo più efficiente dell'energia

6.2.1 - Come riferito al Capitolo 1 delle presenti note, il documento intitolato "*Il biometano fatto bene: una filiera ad elevata intensità di lavoro Italiano*", datato marzo 2012 detto anche "***position paper***" è stato realizzato da un gruppo di lavoro denominato "Gruppo di Lavoro Biometano (**GLB**)" a cui aderiscono: Consorzio Italiano Biogas, AIEL, Assogasmetano, BTS, COGENA, Confagricoltura, Carbotech – Schmack Viessmann, CRPA, IES Biogas, Malmberg, MT – Energie, NGV System Italia, Sebigas.
La redazione del ***position paper*** ha visto una partecipazione intensa non solo di operatori del settore agricolo, come evidente, ma di un ampio novero di soggetti imprenditoriali e della ricerca: dalle associazioni agricole alle industrie del biogas, dalle società della cogenerazione a quelle dell'"*upgrading*", dai principali operatori della filiera industriale del metano per i trasporti ai ricercatori del settore.
Il ***position paper*** mira ad evidenziare le opportunità derivanti dall'immissione del biometano nella rete del gas naturale per un utilizzo più efficiente dell'energia.
Il documento è frutto delle attività del GLB ed il suo principale scopo è quello di fornire iniziali indicazioni al Legislatore al fine di dare rapida attuazione al progetto biometano italiano.

Si ritiene opportuno valorizzare al massimo i contenuti di questo prezioso ed autorevole documento, riportandone di seguito in riassunto e, talvolta, testualmente i tratti fondamentali.

6.2.2 – ***Il biometano e la green economy: una filiera ad elevata "intensità" di lavoro italiano"***
(rif. Pag 55, capitolo 10 del *Position paper*)
Nell'ambito delle tecnologie per lo sviluppo sostenibile, le fonti rinnovabili sono una grande opportunità:
- sia in termini di adesione agli obbiettivi europei per i quali esistono i vincoli stabiliti nel Pacchetto Clima;
- sia in termini di sviluppo industriale ed agricolo
- e di maggiore indipendenza energetica del Paese.

A pag 55 del *position paper*, nel merito, viene riferito che:
"*Lo sviluppo del biometano avviene tramite un sostegno richiesto al consumatore del gas naturale. E' essenziale pertanto che tale crescita avvenga non solo in termini di energia prodotta ma anche di ricaduta sull'economia italiana intera. Il sistema degli incentivi per il biometano deve essere visto pertanto come uno strumento per la crescita della economia (verde) italiana e non solo come un modo per promuovere la produzione di energia rinnovabile*".

Il sostegno agli investimenti nella filiera biogas–biometano determina potenziali ricadute economiche in tre settori:
- la filiera dei rifiuti,
- la filiera agricola,
- la filiera industriale.

"*Occorre quindi supportare con un sistema tariffario lo sviluppo di un mercato interno ma anche stimolare l'innovazione industriale per permettere a dette industrie di esportare il "know how" nei mercati emergenti in particolare in quelli vicini dell'Est Europa e Nord Africani ove il biogas presenta importanti potenzialità di sviluppo*".

Secondo il GLB, lo sviluppo della filiera biometano ha molteplici effetti sul comparto agricolo (**ricadute sulla filiera agricola**). Questi sono:

- incremento della PLV (Produzione Lorda Vendibile) delle aziende agricole;
- diversificazione degli sbocchi di mercato con rafforzamento della posizione competitiva dei grandi seminativi a fronte della volatilità dei prezzi;
- riduzione dei costi di produzione delle filiere agricole tradizionali in ragione di:
    - riduzione del costo di fertilizzazione dei seminativi,
    - riduzione del costo di produzione delle aziende zootecniche in relazione alla riduzione dei costi di trattamento ed alla valorizzazione energetica delle lettiere,
    - riduzione dei costi di essiccazione dei foraggi e delle colture cerealicole,
    - riduzione dei costi di adeguamento agli obblighi ambientali previsti dai regolamenti di cui alla PAC.

Secondo lo studio condotto dal GLB, a pag 57 del ***position paper*** viene riferito dunque:
"Il rafforzamento della posizione reddituale delle aziende agricole ha inoltre come effetto quello di favorire maggiori investimenti in capitale fondiario (impianti di irrigazione e drenaggio al fine di favorire le colture di secondo raccolto) ed in meccanizzazione agraria (distribuzione fertilizzanti organici, trincia raccoglitrici, macchine agricole, ecc.).
Si stima che limitatamente all'incremento della PLV derivante dall'utilizzo delle biomasse di integrazione, ovvero di quelle biomasse che oggi non costituiscono "fatturato aziendale", ovvero in alcuni casi costituiscono un costo (effluenti zootecnici) la produzione di circa 8 Mrd (ndr: miliardi) *di mc di biometano equivalenti corrisponde ad un incremento della PLV agricola pari a oltre 2 Mrd di euro/annuo, circa il 5% del PIL agricolo attuale. Se consideriamo gli effetti in termini di riduzione dei costi di fertilizzazione e di riduzione del costo di smaltimento degli effluenti zootecnici l'impatto economico sulle aziende agricole potrà essere ancora maggiore*".

Per quanto riguarda il settore industriale, i segmenti coinvolti nel progetto biometano sono molto estesi e in molti di essi la manifattura italiana è leader in Europa (**ricadute sulla filiera industriale**). Ci si riferisce a:

- industrie sementiere,
- industrie delle macchine agricole,
- industria della componentistica del gas,
- industria della cogenerazione,
- industria delle autovetture a gas.

Per quanto riguarda i temi degni di attenzione sull'utilizzo dei fondi di cui all'art 32 del dlgs 28/2011 "*Interventi a favore dello sviluppo tecnologico e industriale*", per le attività di Ricerca&Sviluppo, a pag 58 del ***position paper,*** il GLB suggerisce i seguenti:

"Il biometano da digestione anaerobica una filiera carbon negative:

- *sviluppo di tecnologie atte ad incrementare l'efficienza carbonica, l'utilizzo del suolo agricolo della filiera*
- *sviluppo di colture lignocellulosiche ad alta resa foto sintetica e bassi input*
- *sviluppo di sistemi di fissazione biologica del carbonio, come le colture algali*
- *valorizzazione dei fertilizzanti organici prodotti in digestione anaerobica*

Il biometano da digestione anaerobica e da altre fonti:

- *Implementazione dell'efficienza di digestione anerobica di biomasse di integrazione lignocellulosiche*
- *Gassificazione biomasse solide*

- *Metanazione dell'idrogeno da fonti intermittenti a partire dall'utilizzo della CO_2 proveniente dall'upgrading del biometano*

Il biometano e lo sviluppo delle tecnologie per la manifattura italiana
- *Miglioramento dell'efficienza degli impianti compressione anche per impianti di piccola potenza*
- *la raffinazione del biogas a biometano*
- *la filiera (bio)gas liquido*
- *il recupero della CO2 come materia prima per processi industriali ed energetici*
- *I sistemi di controllo*
- *Sistemi per la smart gas grid*
- *La (micro) cogenerazione a gas*
- *Macchine a gas metano in agricoltura".*

6.2.3 - I **messaggi conclusivi** del **"*position paper*"** (pag 59) sono i seguenti:
"*E' possibile per l'agricoltura italiana contribuire ad una maggiore autosufficienza energetica da fonti rinnovabili con una produzione di 8 mrd di mc di biometano equivalenti/anno entro il 2030: una quantità annua pari alla produzione attuale di gas naturale dei giacimenti italiani e pari al potenziale produttivo di un rigassificatore quale quello realizzato al largo del Delta del Po; una produzione di biometano in grado di far risparmiare al Paese oltre 5Mrd€ a prezzi correnti all'anno, come minore spesa per l'acquisto dall'estero di gas naturale, biocarburanti e biomasse.*

Questo potenziale potrebbe essere conseguito per circa il 60% entro il 2020 (termine del PAN) ripartito indicativamente nel seguente modo:
- *2,5 Mrd di biometano equivalenti utilizzati direttamente come biogas grezzo per la cogenerazione in situ (circa 1.250 MWe con matrici agricole)*
- *La parte restante raffinata a biometano immessa in rete ovvero trasportata a mezzo carri bombolai destinata a:*
  - *1 Mrd di mc di biometano nell'autotrazione*
  - *0,5 Mrd di mc di biometano nella cogenerazione ad alto rendimento ovvero per la produzione di termia.*

Questo potenziale è realizzabile mediante uno sforzo tecnologico capace di ridurre il ricorso a colture dedicate di primo raccolto e un crescente utilizzo di biomasse di integrazione, quelle più efficaci anche da un punto di vista della riduzione di emissioni di carbonio, utilizzando circa l'8% dei terreni agricoli italiani a seminativi, una quantità di terreni già in passato destinata ad utilizzi non foraggieri od alimentari ed inferiore ai terreni agricoli destinati ad altri utilizzi negli ultimi dieci anni.

Il biometano offre quindi alle aziende agricole e zootecniche italiane una grande opportunità di diversificazione degli sbocchi di mercato come opzione integrativa e non alternativa alle produzioni alimentari e foraggiere: "il biometano fatto bene" è una strategia "non a somma zero" in cui la produzione energetica sostituisce quella alimentare e foraggiera ed in cui l'azienda agricola non è in grado di procedere alla trasformazione energetica in azienda, ma è una opportunità che le imprese agricole possono cogliere in tutte le fasi della filiera agroindustriale, anche su piccola scala, integrando il proprio reddito aziendale e così contribuendo a far crescere il PIL dell'agricoltura del 4-5% .

Ma lo sviluppo del biometano non è importante solo per il settore agricolo, ma una rilevante opportunità anche per la manifattura italiana, già oggi leader in molti comparti del settore: dalla componentistica, ai veicoli a gas metano, dalla cogenerazione alla meccanizzazione agricola.

Dalla qualità degli obbiettivi che il legislatore saprà darsi in termini di sviluppo della filiera biometano, e dalla rapidità con cui le norme saranno promulgate, dipenderà la possibilità per le aziende manifatturiere italiane di disporre di una "palestra nazionale" in cui sviluppare le tecnologie per

competere sui mercati internazionali confermando una leadership che nel settore del gas l'Italia ha sempre dimostrato.
Crescita del PIL e delle possibilità di lavoro italiano: sono questi il potenziale contributo della filiera biometano alla green economy italiana. Ed è questa "la moneta" migliore per ristorare il consumatore italiano degli sforzi che verrà chiamato a fare per sostenere lo sviluppo del biometano attraverso un rincaro delle bollette dell'energia elettrica, del gas e del prezzo dei carburanti fossili.

In conclusione il biometano è una grande opportunità per il Paese da ogni punto di vista:
- ambientale :

- *in termini di riduzione delle emissioni di gas nocivi dei veicoli e della generazione elettrica e di calore in ambito urbano,*
- *sia in termini di massima riduzione al minor costo delle emissioni di gas climalteranti ,*
- *sia in termini di mitigazione degli impatti ambientali delle pratiche agricole convenzionali (riduzione concimi di sintesi, gestione effluenti zootecnici);*

- economico, in virtù delle maggiori ricadute sulla filiera economica del Paese, sia in ambito agricolo che industriale;

- dal lato del consumatore, riducendo in modo drastico le spese destinate a tecnologie e biomasse di importazione e potendo offrire a costi competitivi sin da ora energia programmabile nel settore elettrico e biocarburanti per l'autotrazione.

E' quindi urgente dare corso alla emanazione dei decreti attuativi per il biometano previsti dal Dlgs 28/2011 che con lungimiranza il Legislatore aveva posto tra i primi tra quelli da emanare, affinché altri, in Europa e nel mondo, non occupino per primi questi spazi di mercato, e lascino ai consumatori del nostro Paese solo gli oneri delle bollette, obbligando il nostro Paese per il rispetto degli obbiettivi di cui alla Direttiva 2009/28 ad acquistare tecnologie ovvero le biomasse (ed il biometano) dalle manifatture e agricolture di altri Paesi, forse più lungimiranti e rapidi nel cogliere l'opportunità della green economy".

I partecipanti al GLB, a suo tempo, si riservarono di meglio puntualizzare le proprie proposte non appena note le bozze dei decreti attuativi di cui agli articoli 20 e 21 del DLgs 28/2011, la cui emanazione era prevista rispettivamente per i mesi di giugno e luglio 2011.

In attesa di poter rilevare commenti da parte del GLB al DM 5 dicembre 2013 "*Modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale"* pubblicato solamente il 17 dicembre 2013, tanto è sembrato opportuno, allo stato attuale, riferire.

BIBLIOGRAFIA

"BIOGAS Normativa e biomasse: le condizioni per fare reddito". Alessandro Ragazzoni. Edizioni L'Informatore Agrario 2011
"Biogas da agrozootecnia e agroindustria". Vismara, Canziani, Malpei, Piccinini. Dario Flaccovio Editore Edizione 2011

Articoli di Edizioni Ambiente, Rete Ambiente, Milano:

- "*Più biocarburanti da rifiuti, primo via libera Ue a nuove regole*", (Francesco Petrucci) 25 settembre 2013 e
- "*Commissione Ue: più biocarburanti da rifiuti***"** (Francesco Petrucci) Milano, 18 ottobre 2012
- "*Rifiuti", definizione e confini ex Dlgs 152/2006*" (Redazione Reteambiente) Milano, 9 gennaio 2012

Articolo di Nextville: *"Il decreto sul biometano in Gazzetta Ufficiale"* (Filippo Franchetto) 18 Dicembre 2013 (http://www.nextville.it/news/1541)

Atti del convegno "*IL BIOGAS FATTO BENE*" CIB - Consorzio Italiano Biogas e Gassificazione, Conferenza Gattoni, presso Buonconvento 18/3/2013
Atti del seminario "*Biogas e biometano: una filiera bioenergetica sostenibile*", 14 Marzo 2013
Atti della 2a GIORNATA NAZIONALE SUL BIOMETANO ,10 maggio 2013
Atti Conferenza Marco Pezzaglia Direttore CIB "*Il decreto Biometano DM 5 Dicembre 2013. Principali Contenuti ed applicazioni*", 16 dicembre 2013 ,Bologna in occasione del Convegno "*Il Decreto per il biometano italiano: Prospettive di mercato e tecnologie disponibili".*

"Technical success of the applied biogas upgrading methods , Michael Beil and Uwe Hoffstede, Fraunhofer IWES - November 2010*)"*

"Guidelines for the implementation and operation of biogas upgrading systems, Michael Beil and Uwe Hoffstede, Fraunhofer IWES - September 2010*)".*

"*Il biometano fatto bene: una filiera ad elevata intensità di lavoro Italiano*", marzo 2012 detto anche "***position paper***", realizzato dal "Gruppo di Lavoro Biometano (**GLB**)

"Energia rinnovabile" Supplemento al n. 35/2013 de L'Informatore Agrario.

Codice di Rete con specifiche della qualità del gas Eni Snam Rete Gas

Specifici articoli scientifici:
Grous W.R., Converse A.O., Grethlein H.E., "*Effect of steam explosion pretreatment on pore size and enzymatic hydrolysis of poplar"*, Enzyme Microbiol. Technol. 8, pp 274-280, 1986.
Perez-Elvira S.I., Diez P.N., Fdz-Polanco F., "*Sludge minimisation technologies"*,Rev. Environ. Sci. Biotechnol. 5 (4), pp. 375-398, 2006.
Jönsson O. (2009), "*Biogas Upgrading – Technologies, frame work and experience"*, E. ON Gas Sverige Microphilox Project Workshop, Barcelona, 3/2009.
Persson M., (2003), "*Evaluation of upgrading techniques for biogas"*, Report SGC-142, Swedish gas centre.
Persson M., Jonsson O. (2006), "*Biogas upgrading to vehicle fuel standards and grid injection"*, IEA Bioenergy Task 37.

Petersson A., Wellinger A. (2009), "*Biogas upgrading technologies-developments and innovations"*, IEA Bioenergy Task 37.
Berndt A.SS. (2006), "*Intelligent Utilization of Biogas Upgrading and Adding to the Grid"*, CarboTech Engineering GmbH, Jonköping, may 2006.
Wellinger A., Lindberg A. (2004), "*Biogas upgrading and utilization"*, IEA Bioenergy Task 24.