

UNIVERSITA' DI PADOVA

FACOLTÀ DI AGRARIA

Dipartimento Territorio e Sistemi Agro-forestali

**Programma Nazionale Biocarburanti "PROBIO"
Progetto "BIOGAS"**

**ANALISI ECONOMICO – AMBIENTALE DEGLI
IMPIANTI A BIOGAS**

Davide Pettenella e Diego Gallo
Dipartimento Territorio e Sistemi Agro-Forestali
Agripolis - Università di Padova
Via dell'Università 16 - 35020 Legnaro PD

Padova, 21 giugno 2008

ANALISI ECONOMICO – AMBIENTALE DEGLI IMPIANTI A BIOGAS

Davide Pettenella e Diego Gallo

Parole chiave: *biogas, inquadramento normativo, analisi macroeconomica, analisi tecnico -economica degli impianti pilota.*

INTRODUZIONE

Il presente lavoro riporta i risultati della ricerca svolta dall'Unità Operativa dell'Università di Padova – Dipartimento Tesaf (Territorio e Sistemi Agroforestali), sottofase 2.5 “Analisi economico – ambientale degli impianti a biomassa” del Progetto Biogas, coordinato da Veneto Agricoltura, nell'ambito del progetto nazionale di ricerca PROBIO.

Il capitolo 1 tratteggia il quadro normativo comunitario, nazionale e regionale di riferimento per la filiera biogas – energia, con particolare attenzione alle politiche bio-energetiche e alle questioni normative ancora aperte.

I capitoli successivi affrontano gli effetti macro-economici a livello regionale e le implicazioni ambientali legate all'installazione degli impianti a biogas; vengono riportati i risultati dell'applicazione di indicatori economici e quelli dell'analisi economico-finanziaria (capitolo 2); successivamente vengono analizzati i *software* utilizzati per il bilancio della CO₂ in termini di ciclo di vita del prodotto (capitolo 3).

Il quarto capitolo descrive i modelli di filiera realizzabili nel contesto territoriale e produttivo del Veneto, con particolare riferimento al settore zootecnico, ed espone le linee guida per una corretta progettazione degli impianti a biogas. Infine, l'ultimo capitolo riporta i risultati dell'analisi finanziaria di due casi studio.

Le informazioni riportate di seguito sono state elaborate sulla scorta dei dati pubblicati in riviste scientifiche specializzate e in atti di convegni, dei risultati derivanti da ricerche interne svolte dal Dipartimento Tesaf e delle informazioni disponibili in siti istituzionali comunitari, nazionali e regionali.

1. INQUADRAMENTO NORMATIVO COMUNITARIO, NAZIONALE E REGIONALE

Negli ultimi vent'anni si sono diffuse nuove tecnologie in grado di ottenere energia dai residui agricoli, agro-industriali ed urbani, e conseguentemente si è assistito, anche in Italia, ad un aumento del numero degli impianti energetici a biogas. Tuttavia, alle innovazioni tecnologiche non hanno fatto seguito tempestivi adeguamenti della normativa in materia di politiche agricole, agroindustriali ed agrienergetiche. Il quadro legislativo di riferimento pertanto si presenta articolato e non sempre adeguato alle esigenze degli imprenditori.

Di seguito si riporta un approfondimento dei principali aspetti che regolano la filiera energetica con riferimento alla normativa comunitaria, nazionale e regionale (Box 1).

1.1 Il Biogas prodotto dall'agricoltura e le connessioni con le politiche energetiche, ambientali ed urbanistiche

La digestione anaerobica e la conseguente valorizzazione energetica del biogas utilizzano biomasse (deiezioni animali, colture non alimentari, residui colturali, scarti organici e frazione organica dei rifiuti) e producono scarti organici (digestato) che, nell'ordinamento italiano, sono regolamentati per gli aspetti definitori da tre blocchi normativi: la legislazione sui rifiuti, quella sui combustibili e quella sulla biomassa.

Il recente **Decreto legislativo unico in materia di ambiente**, pubblicato nell'aprile 2006 (**D.lgs. 152/2006**), ha accorpato le norme sui rifiuti (Decreto ministeriale 5 febbraio 1998) con quelle sui combustibili (Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri dell'8 ottobre del 2004). Al fine di semplificare una materia così complessa, il legislatore è intervenuto nuovamente con il Decreto Legislativo 16 gennaio 2008, n. 4 "Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale".

Per quanto concerne il riconoscimento del valore energetico del biogas si deve fare riferimento al **decreto legislativo D.lgs. 387/2003** che ha recepito la direttiva comunitaria 2001/77/CE che ha introdotto i cosiddetti Certificati Verdi (CV) e che ha incluso le biomasse tra le fonti energetiche rinnovabili. Tale direttiva prevede l'obbligo da parte dei produttori ed importatori di energia elettrica di mettere in rete una percentuale di energia proveniente dalle fonti rinnovabili; tale percentuale nel 2006 è stata pari allo 3,05% della quantità totale immessa. Il produttore di energia elettrica rinnovabile genera dei certificati verdi che possono essere acquistati dagli altri operatori energetici, costituendo così un nuovo mercato. Il certificato ha una durata di 12 anni, estendibile ad altri 4 anni al 60% del suo valore, se è ottenuto da biomassa, e non è cumulabile con benefici economici ottenuti in conto capitale per la realizzazione di un impianto. A regolamentare il mercato dei certificati verdi interviene il GSE (Gestore dei Servizi Elettrici) che fissa il prezzo annuale. Il prezzo di riferimento individuato per l'anno 2007 è stato pari a 137,49 €/MWh.

Box 1 - Quadro normativo di riferimento per le filiere a biogas

Principali norme comunitarie:

- Direttiva 2001/77/CE sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili.
- Direttiva 2003/30/CE sulla promozione dell'uso dei biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili nei trasporti.
- Direttiva 2006/32/CE concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazione della direttiva 93/76/CEE.
- Direttiva 2001/80 concernente la limitazione delle emissioni nell'atmosfera di taluni inquinanti originati dai grandi impianti di combustione.
- Regolamento CE n. 1774/2002 del Parlamento europeo recante norme sanitarie relative ai sottoprodotti di origine animale non destinati al consumo umano.
- Regolamento CE n. 208/2006 della Commissione che modifica gli allegati VI e VIII del regolamento CE n. 1774/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio per quanto concerne le norme di trasformazione relative agli impianti di produzione di biogas e di compostaggio e i requisiti applicabili allo stallatico.

Principali norme nazionali:

- Legge finanziaria 2006 (L. 266/2005) e Legge finanziaria 2007 (L. 296/2006).
- Decreto ministeriale 7 aprile 2006 - "Criteri e norme tecniche generali per la disciplina regionale dell'utilizzazione agronomica degli effluenti di allevamento, di cui all'articolo 38 del decreto legislativo 11 maggio 1999, n. 152".
- Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 – "Norme in materia ambientale" meglio conosciuto come Testo Unico Ambientale.
- il Decreto Legislativo 16 gennaio 2008, n. 4 "Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152".
- Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 – "Attuazione della direttiva 2001/77 relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità".
- Decreto Legislativo 387/2003 "Misure per le tecnologie rinnovabili".
- Decreto Legislativo 217/06 "Revisione della disciplina in materia di fertilizzanti".

Principali norme regionali:

- L.R. 13 aprile 2001 n° 11 Modifica capo VIII dal titolo Energia.
- L.R. 21 gennaio 2000 n° 3 "Nuove norme in materia di gestione dei rifiuti".
- Piano di Sviluppo Rurale deliberazione del 6 febbraio 2007, n. 205 in attuazione del Regolamento (CE) 1698/2005.

La regolamentazione dei certificati verdi (CV) ha subito un ulteriore adeguamento con l'approvazione del collegato alla finanziaria 2008, **D.lgs. 159/2007**. Le principali modifiche riguardano due condizioni per il rilascio dei CV: la prima si riferisce alla provenienza delle biomasse, queste infatti devono essere prodotti o sottoprodotti agricoli, zootecnici o forestali; la seconda cerca di favorire le filiere corte e le intese di filiera. I contratti di fornitura delle

biomasse impongono di non superare i 70 km di distanza fra l'origine della biomassa e l'impianto a biogas. In questo modo, si cerca di massimizzare i benefici ambientali ed economici nei territori dove si realizzano le colture e gli impianti agrienergetici. Verificate le condizioni agronomiche, si ha diritto ad altri incentivi: se l'impianto è superiore a 1 MW, ai fini del riconoscimento del numero dei CV, è possibile moltiplicare per 1,8 l'energia elettrica prodotta nell'anno precedente; se l'impianto è di piccola scala, si può scegliere una tariffa di 0,3 €/KWh comprensiva della vendita energia e dei CV. La durata del certificato è stata portata a 15 anni e consente l'accumulo degli incentivi pubblici, a condizione che questi non superino il 40% dell'investimento.

Il principio sancito dalle leggi finanziarie (L.n. 266/2005 e L.n. 296/2006), che equipara la produzione e la vendita di energia da parte degli agricoltori all'attività agricola connessa, ha generato ulteriori semplificazioni anche nelle autorizzazioni urbanistiche. Gli impianti a biogas sono considerati a tutti gli effetti tecnologie agricole e pertanto possono sorgere in zone agricole, nel rispetto delle normative proprie di questa tipologia d'area.

Tuttavia, la costruzione di un impianto a biogas può richiedere, sotto il profilo amministrativo, l'accordo o il benestare di vari soggetti istituzionali con competenze esclusive sulla gestione del territorio e dei beni sottoposti a vincolo. La loro azione può generare alcune interferenze che possono essere all'origine di variazioni di richieste al progetto, con il conseguente allungamento dei tempi di esecuzione. In Veneto, grazie all'introduzione dello **sportello unico regionale**, i tempi di attivazione di un impianto si sono ridotti a circa 100 giorni.

Per quanto riguarda le connessioni fra le politiche a favore delle rinnovabili e quelle ambientali, la digestione anaerobica influisce positivamente sull'ambiente in tre modi: (a) riducendo le emissioni di metano, di ammoniaca e di altri gas serra provenienti dalla zootecnia, (b) sostituendo il consumo di combustibili fossili con una fonte rinnovabile e (c) migliorando la gestione dei reflui zootecnici, ricchi di azoto. Il processo di evoluzione nella politica ambientale, che riguarda anche il settore della valorizzazione energetica delle biomasse, è condizionato dal **Protocollo di Kyoto** che prevede l'impegno da parte dei singoli stati di ridurre le emissioni di gas clima-alteranti. Anche per facilitare il raggiungimento degli obiettivi del Protocollo è stato approvato il Libro bianco sulle energie rinnovabili (**Delibera Cipe n. 137/ 98 e D.lgs. 387/2003**), dando attuazione alla Direttiva CE n. 77/2001 sulle energie rinnovabili. La politica nazionale di attuazione del Protocollo non prevede la contabilizzazione delle emissioni evitate grazie alla produzione di biogas e l'erogazione di incentivi diretti alla realizzazione degli impianti, anche se l'impiego di rinnovabili comporta evidenti effetti positivi sulle emissioni di gas di serra che sono ordinariamente conteggiate nei bilanci nazionali.

2. EFFETTI MACRO-ECONOMICI DEGLI IMPIANTI A BIOGAS A LIVELLO DEL TERRITORIO REGIONALE

In questa parte del lavoro si intendono descrivere gli indicatori considerati per valutare gli effetti macroeconomici e la convenienza economica delle filiere a biogas. Va sottolineato che tali filiere agri-energetiche, per la loro ancora relativamente limitata diffusione e per il fatto di riutilizzare prevalentemente residui delle produzioni zootecniche, generano effetti abbastanza limitati a livello macro-economico.

2.1 Effetti macro-economici considerati

Gestione e costi di smaltimento dei reflui con i relativi effetti sull'ambiente. L'impatto dei reflui zootecnici sull'ambiente deriva non tanto dalle loro caratteristiche chimiche, quanto dalla modalità di smaltimento e riutilizzo agronomico. Il monitoraggio degli impianti di digestione anaerobica a servizio delle aziende agricole dimostra come questi possono contribuire al mantenimento o al ripristino di un corretto rapporto zootecnia-ambiente, principalmente attraverso la valorizzazione energetica dei liquami prodotti negli allevamenti zootecnici e, secondariamente, con il controllo delle emissioni maleodoranti e con la stabilizzazione dei reflui zootecnici (CRPA, 2008). Al termine del processo di digestione anaerobica si ottiene un sottoprodotto che può trovare un interessante riutilizzo agronomico tal quale, o come *compost*, e che può essere più facilmente stoccato e trasportato. Il trattamento anaerobico non riduce significativamente il carico di azoto dei reflui zootecnici; anzi, laddove si integra il rifornimento del digestore anaerobico con colture energetiche dedicate, si va incontro ad un aumento nel residuo organico. Pertanto, i benefici apportati dalle filiere del biogas influiscono soprattutto nella gestione dei reflui, che, dopo essere stati trattati anaerobicamente, possono essere riutilizzati in agricoltura al posto dei fertilizzanti chimici.

Indagini svolte sulla gestione dei reflui zootecnici attraverso la digestione anaerobica (tabella 1) hanno dimostrato come questa incida positivamente sul conto economico delle aziende zootecniche. Lo smaltimento del liquame suinicolo ha un costo che può incidere considerevolmente su quello finale della carne e tale onere è determinato soprattutto dalle spese di trasporto del liquame, che tende ad aumentare al crescere della distanza tra la stalla e i luoghi di spargimento.

Tabella 1 - Incidenza del costo di smaltimento dei liquami suinicoli per chilogrammo di carne prodotta

<i>Tipo di trattamento</i>	<i>Liquame trattato (€/m³)</i>	<i>Carne prodotta (€/kg)</i>
Rimozione biologica dall'azoto in impianto (SBR)	6,0	0,18
Rimozione biologica dell'azoto in impianto SBR assistito da un trattamento di digestione anaerobica della frazione addensata	2,4	0,07

Fonte: Bonazzi (CRPA, 2003).

Maggiori redditi del settore zootecnico

Il settore zootecnico, grazie alla riforma delle politiche agricola, energetica ed ambientale, trae numerosi vantaggi dalla filiera del biogas, consentendo di integrare il reddito agricolo convenzionale con la produzione di energia.

Un impianto a biogas a servizio di un'azienda agricola genera numerosi benefici economici, come evidenziato nella tabella 2.

Tabella 2 - Benefici economici generati dalle filiere a biogas (anno di riferimento: 2007)

<i>Benefici economici</i>	<i>€/KWh</i>
Autoconsumo aziendale di energia elettrica Mancati costi	0,1355
Vendita energia elettrica alla rete elettrica nazionale ¹	
- Produzione energia < 500 kWh/anno	0,0964
- Produzione di energia compresa fra 500 kWh/anno e 1 MWh/anno	0,0812
- Produzione energia > 1MWh/anno	0,0712
Vendita del certificato verde ²	0,137
Utilizzo aziendale dell'energia termica Mancati costi:	
- Metano	0,062
- Gasolio	0,083
- GPL	0,130
Vendita energia termica tramite rete di teleriscaldamento	0,025

Fonte: ns. elaborazione.

Occupazione

L'espansione, avvenuta solo di recente, delle filiere a biogas in Italia non consente di avere informazioni dirette e consolidate sulle ricadute che tali filiere generano in termini occupazionali. Tuttavia, è logico aspettarsi un aumento dell'occupazione nei settori agro-zootecnico e delle industrie a valle, come è avvenuto negli altri paesi d'Europa che vantano una più lunga esperienza nel biogas. Per la Germania (dati del 2007) si è stimata, per gli oltre **3.000 impianti** collegati a filiere zootecniche ed agri-energetiche, una potenza installata di circa 700 MW. Le ricadute sull'occupazione per questo paese sono state calcolate in **6.000 addetti impiegati, pari a 8,5 occupati per MW installati** (Piccinini, 2008); nel settore operano circa **250 imprese prevalentemente di piccole-medie dimensioni** (2,8 MW/impresa).

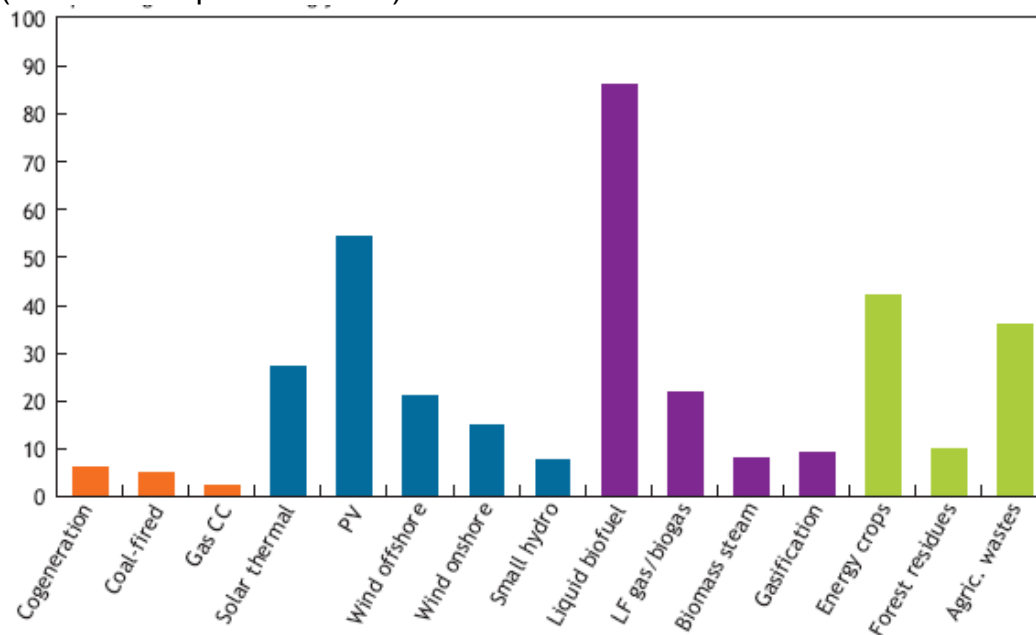
Nell'ambito di una ricerca finalizzata allo studio dei progetti sulle bioenergie in Europa, l'*International Energy Agency* (IEA) ha effettuato una stima del fabbisogno occupazionale generato dalle filiere bioenergetiche che consente un'interessante comparazione tra le diverse rinnovabili. Dalla figura 1 si evince che il biogas genera **20 posti di lavoro ogni 100 GWh**. La tipologia di impiego tiene in considerazione tutti i processi necessari per la realizzazione e il funzionamento degli impianti: dalla progettazione, alla costruzione, funzionamento ordinario fino alla manutenzione.

Al di là dei risultati delle stime che possono essere effettuate sulla scorta di queste fonti informative, va sottolineato che i benefici occupazionali di queste filiere si concentrano nelle aree rurali e consentono un'occupazione non stagionale in agricoltura, settore che registra un progressivo invecchiamento e una flessione nel numero degli occupati.

¹ Tariffe applicate da GSE e valide per l'anno 2007.

² Tariffa applicata dal GSE e valida per l'anno 2007.

Figura 1 - Fabbisogno di occupazione per le diverse filiere bioenergetiche (numero occupati/100 GWh)



Fonte: IEA, 2007.

La sostituzione gasolio equivalente

La tabella 3 proposta dal Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR), agenzia tedesca che si occupa delle materie prime rinnovabili, evidenzia che il metano ottenuto dalla purificazione del biogas (processo di *upgrading*) è il combustibile per autotrazione con le migliori rese energetiche in termini di biocarburante, superiore di oltre tre volte quelle degli altri tipi di carburanti. Questo dato conferma i benefici economici ed ambientali portati dalle filiere del biogas.

Tabella 3 - Resa annuale di carburante per ettaro

Tipo di carburante	Resa annuale in carburante per ha (MWh/ha/a)	Gasolio e benzina equivalente (litri)
Olio vegetale	14,3	1.420
Biodisel	14,3	1.410
Bioetanolo	15,1	1.690
Biometano	49,8	4.980

Fonte: FNR, 2006.

2.2 Analisi economico-finanziaria

Al fine di valutare i principali effetti economici indotti dalle filiere a biogas con particolare riferimento al settore primario, è stato applicato un approccio Analisi Costi-Benefici in base al quale è stata condotta:

- un'**analisi finanziaria** per la stima, nella prospettiva dell'operatore privato della convenienza dell'investimento in termini di reddito netto scontato,
- un'**analisi economica** per valutare, dal punto di vista dell'operatore pubblico, la convenienza dell'investimento (escludendo, quindi, tutti i trasferimenti, ovvero gli incentivi e le imposte, e includendo le esternalità

positive e negative che influiscono sui costi e benefici sociali dell'investimento).

La tabella 4 riporta le assunzioni effettuate nelle due analisi.

Tabella 4 - Analisi economico-finanziaria delle filiere a biogas a scala regionale

	<i>Analisi finanziaria</i>	<i>Analisi economica</i>
Impatti economici		
- smaltimento reflui zootecnici	- Costo smaltimento reflui zootecnici (valore di costo)	- Costo smaltimento reflui al netto del trasferimento (valore di costo)
- produzione di energia	- Utili da produzioni di energia + vendita CV, al netto del costo degli impianti	- Sostituzione dei concimi chimici
		- Costi di approvvigionamento energia (al netto dei trasferimenti) in base al valore di surrogazione
Impatti sociali e occupazionali		
	- Riduzione dei costi di negoziazione e di gestione dei conflitti con i residenti causati dall'attività zootecnica	- Costi creazione nuovi posti di lavoro
		- Benessere sociale indotto dalla diffusione delle energie rinnovabili
		- Aumento del capitale sociale in relazione alla <i>partnership</i> pubblico privato
Impatti ambientali		
	- Mercato ipotetico di quote di C (investimenti compensativi volontari)	- Sostituzione CO ₂ fossile (valore di surrogazione: ETS)
	- Abbattimento odori (valore di costo)	- Impatti nel paesaggio
	- Azoto nel terreno e deflussi idrici	

3. Ipotesi di bilancio della CO₂ nel ciclo di vita della filiera biogas

Per quantificare l'entità e le variazioni dello *stock* di carbonio e l'effetto di sostituzione dei combustibili fossili legato alla produzione di biogas da attività agro-zootecniche, è possibile impiegare alcuni *software* ormai ampiamente collaudati in diverse condizioni operative. Nel seguito si analizzano brevemente tali strumenti, al fine di individuare quello che meglio si presti allo studio sulle filiere a biogas.

Gli approcci metodologici per lo studio del bilancio del carbonio

Il procedimento di quantificazione degli *stock* di carbonio può avvenire attraverso due approcci:

- per via diretta, con indagini a lungo termine basate sul monitoraggio dei parametri di accrescimento delle piante, associate ad analisi chimiche del suolo;
- per via indiretta, con indagini *una tantum* e con successivo supporto di *software* capaci di prevedere il ciclo futuro del carbonio.

Il primo approccio, di gran lunga il più corretto, in Italia si presta a formulare bilanci solo in situazione di staticità colturale e gestionale, attraverso modelli previsionali. I *carbon accounting model* basano la loro capacità previsionale su di un procedimento che inizialmente prevede numerose indagini di campo, analisi di laboratorio, analisi dendrometriche e podologiche, che portano da un lato all'individuazione dei processi fondamentali e dall'altro alla formulazione del *software* di base. Successivamente, il lavoro di analisi consiste nel verificare e conseguentemente calibrare continuamente il *software*, fino al momento in cui le simulazioni indirette presentano *output* prossimi alle simulazioni dirette, con buone potenzialità di stima.

Figura 2 - Schema essenziale del procedimento che porta alla formazione di un qualunque modello per il conteggio del carbonio



Fonte: Pettenella e Gheno, 2006.

Dal Box 2, che riporta un'analisi dei *software* condotta da Pettenella e Gheno (2006), si evince che non esistono modelli specifici per il calcolo del bilancio del carbonio delle filiere agro-zootecniche. I modelli proposti presentano alcune criticità legate al fatto che sono stati pensati per essere applicati prevalentemente a sistemi forestali.

Box 2 - Software per il calcolo del ciclo del carbonio

CO₂FIX

CO₂FIX quantifica gli *stock* ed i flussi di carbonio nelle foreste, nella materia organica del suolo e nei risultanti prodotti finali del legno.

Il modello è costituito da 6 moduli:

- Biomassa,
- Suolo,
- Prodotti,
- Bio-energie,
- Finanziario,
- Contabilizzazione del carbonio.

L'elaborazione dei dati avviene con procedimento *step by step*: il flusso del carbonio inizia con la produzione di biomassa che nelle fasi di utilizzazione entra nei moduli del suolo e dei prodotti, ove viene nel tempo degradata con tassi dipendenti rispettivamente dal bioma e dalla tipologia di prodotto. Il modulo finanziario fornisce nell'immediato un bilancio tra i costi ed i benefici degli interventi di gestione. Tuttavia, tale modello non prevede l'applicazione per i sistemi di tipo agricolo.

GORCAM (Graz Oak Ridge Carbon Accounting Model)

Il *software* divide la biosfera in sette *pool* (uno della vegetazione, cinque della lettiera ed uno del suolo), separa i prodotti a seconda della loro durata ed inoltre calcola l'effetto di sostituzione dei combustibili fossili ad opera della dendromassa a fine energetico. Anche in questo caso, il modello è stato pensato per applicazioni in campo forestale e non si presta ad essere modificato facilmente.

FullCAM

FullCAM è un modello per il rilevamento delle emissioni dei gas serra a seguito delle variazioni associate agli usi del suolo e della sua gestione.

Il *software* è stato presentato nel 2001 come modello integrato capace di unire e collegare gli *output* di numerosi sottomodelli che sono stati formulati, calibrati e verificati a seguito di una dettagliata raccolta dati, effettuata a partire dai primi anni '90 su diversi siti del continente australiano.

Le metodologie usate per ricavare i dati con i quali implementare il *software* sono riassumibili in:

- Siti permanenti di studio,
- Indagini di lungo periodo,
- Analisi di laboratorio,
- Indagini speditive di campo,
- Indagini di campo addizionali,
- 70 rilievi pedologici accoppiati.

L'applicazione del *software* FullCAM alle filiere biogas può avvenire solo se vengono predisposte alcune modifiche funzionali alle caratteristiche territoriali, alle specificità delle filiere agro-zootecniche e all'individuazione di alcuni siti modello.

4. Definizione di linee guida per l'individuazione della tipologia e delle dimensioni degli impianti a biomasse in relazione alla disponibilità di risorse territoriali venete

Il gran numero di variabili in gioco nella definizione di un efficiente impianto a biogas fa sì che non esista un modello organizzativo unico di riferimento, ma piuttosto un processo progettuale che consenta di individuare e di dimensionare gli impianti più efficienti sulla base delle diverse specifiche condizioni dell'azienda e del territorio. Di seguito si riportano i criteri proposti dall'*International Energy Agency* per progettare correttamente le filiere bioenergetiche:

- calcolo delle produzioni potenziali di biomassa a livello aziendale e territoriale,
- analisi del quadro normativo,
- analisi del quadro finanziario dell'investimento,
- scelte tecniche nella costruzione dell'impianto,
- analisi del mercato energetico,
- azione di informazione e formazione (assistenza tecnica alla progettazione e gestione degli impianti).

4.1 Modelli di filiera a biogas per il Veneto

Dalle indagini condotte da G.Ruol e L.Rossi finalizzate alla mappatura delle biomasse, risulta che in Veneto c'è una buona disponibilità di biomasse che possono essere valorizzate tramite le filiere del biogas³, ovviamente tenendo in considerazione i vincoli connessi alla concentrazione delle aziende zootecniche e le opportunità legate alla distribuzione territoriale dei distretti agroindustriali. Allo stesso tempo, il lavoro svolto da M.Zoppelletto sul monitoraggio degli impianti realizzati in Veneto ha permesso di acquisire utili informazioni sul numero di impianti, sul tipo di tecnologie adottate per la digestione anaerobica e sulla taglia degli impianti di cogenerazione.

Incrociando le informazioni dei due gruppi di lavoro è possibile affermare che un'azienda che vorrà organizzare i propri fattori produttivi al fine di attivare con successo una filiera a biogas potrà basarsi su tre moduli gestionali:

- rifornendo un impianto di digestione anaerobica esterno all'azienda agricola,
- realizzando un impianto semplificato a biogas che funzioni con gli scarti aziendali,
- organizzando l'azienda con lo scopo di massimizzare la produzione e la vendita di energia.

Il modello del conferimento delle biomasse ad un impianto di biogas esterno all'azienda

In questo caso l'azienda agricola gioca un ruolo secondario nella filiera a biogas; l'agricoltore non realizza l'investimento, ma attraverso un accordo concertato con il gestore di un impianto a biogas vicino, conferisce al digestore

³ Riferimento alle tabella xx capitoli curati da G. Ruol e M. Zoppelletto

gli scarti agro-zootecnici. Il vantaggio economico di questo modello è legato alla riduzione dei costi di smaltimento degli scarti agricoli e dei reflui zootecnici. La diffusione di accordi di questo tipo potrebbe generare positive ricadute ambientali, soprattutto nelle aree sensibili al problema dello spargimento dei reflui zootecnici.

Per favorire la diffusione di queste filiere occorre prevedere una semplificazione burocratica, in modo da facilitare il trasporto della biomassa e la realizzazione di accordi fra i diversi soggetti della filiera. Gli impianti che raccolgono gli scarti possono avere dimensioni superiori a 1 MW di potenza ed essere alimentati con fanghi di depurazione civile, con la frazione organica dei rifiuti solidi urbani e con scarti delle lavorazioni agro-industriali e zootecniche. In Europa sono diffusi numerosi impianti di questo tipo e in molti casi gli stessi agricoltori in forma associata si fanno promotori della costruzione dei digestori anaerobici.

Il modello dell' impianto semplificato al servizio dell'azienda agricola

In questo caso ci si pone l'obiettivo di valorizzare gli scarti delle produzioni agricole attraverso la realizzazione di un impianto a biogas con caratteristiche tecniche tali da non prevedere elevati investimenti e non provocare sconvolgimenti nella struttura aziendale.

Il modello organizzativo si basa su una modificata delle coperture delle vasche di stoccaggio dei reflui zootecnici o, dove questo non sia possibile, sulla realizzazione di digestori anaerobici di modeste dimensioni. In questo modo, anche se non è ottimale il processo digestivo e i sistemi di coibentazione riducono le rese dell'impianto, l'agricoltore è in grado di migliorare la gestione dei reflui zootecnici e di differenziare la produzione agricola.

L'energia elettrica prodotta da impianti di piccola taglia (da 30 a 100 kW) consente ugualmente la produzione di certificati verdi, garantisce l'autosufficienza energetica per l'azienda e permette la vendita dell'energia in eccesso.

Il modello dell'azienda agri-energetica

Il terzo modello proposto implica una forma di specializzazione produttiva da parte dell'agricoltore che deve esplicitamente orientare le produzioni agricole verso quelle energetiche. Per fare questo, occorre rifornire correttamente il digestore anaerobico, in modo da massimizzare la produzione di energia, i cui ricavi servono a recuperare gli elevati investimenti iniziali. Per stabilizzare ed aumentare la produzione del biogas si pratica la codigestione dei reflui zootecnici con altri substrati organici, quali le colture energetiche e/o gli scarti industriali.

L'interesse che spinge gli operatori verso questo modello di filiera è costituito principalmente dal fatto che la vendita di energia elettrica e termica, unitamente ad eventuali introiti ricevuti dai produttori del rifiuto organico utilizzato come co-substrato, può portare ad un reddito netto che in alcuni casi supera quello dell'attività agricola. La tecnologia disponibile è affidabile ma molto costosa e richiede la presenza in azienda di personale adeguatamente formato.

I rischi principali per l'agricoltore sono legati al fatto che la remuneratività dell'investimento è sensibile alle variazioni di alcuni voci di costo (prezzo dei cereali insilati) e di alcune voci di ricavo (prezzo dell'energia elettrica e prezzo dei certificati verdi). La scelta di operare in codigestione, per massimizzare e

stabilizzare le rese produttive, porta in molti casi ad un aumento del carico azotato e dei relativi costi per smaltire il digestato in maniera adeguata.

A questi modelli se ne aggiunge un quarto, quello del bio-metano. Il biogas può essere anche “purificato” attraverso il processo di **upgrading** per ottenere bio-metano che successivamente viene utilizzato come carburante o come combustibile per uso domestico. Attualmente gli impianti di questo tipo sono diffusi solo nel nord Europa, dove si segnalano filiere corte gestite direttamente dagli agricoltori.

La diffusione della rete del metano in Veneto e l’incremento delle vendite di vetture metanizzate portano a non escludere questo tipo di filiera dalla strategia di diffusione delle rinnovabili.

5. Comparazione tra le caratteristiche tecnico-economiche dei due impianti pilota prescelti per il monitoraggio

A titolo esemplificativo, si riportano di seguito la descrizione di due impianti pilota monitorati nell'ambito della sottofase 2.3 dal M.Zoppelletto e i risultati di un'analisi finanziaria effettuata per valutare la convenienza degli investimenti. I due casi studio riguardano un impianto di piccole dimensioni al servizio di una azienda zootecnica e un impianto a carattere industriale alimentato con la frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU). Attraverso l'analisi finanziaria sono state ordinate tutte le voci di costo e di ricavo del flusso di cassa per il periodo di vita degli impianti ed è stata valutata la redditività degli investimenti attraverso appropriati indicatori di convenienza: VAN⁴, SRI⁵, Periodo di ritorno ("Payback period")⁶.

1° Caso Studio: azienda zootecnica con bovini

Il primo caso studio si riferisce ad un impianto a biogas costruito all'interno di un'azienda zootecnica che alleva complessivamente 700 capi di bovini da latte e da carne. L'obiettivo dell'imprenditore è quello di valorizzare energeticamente i reflui zootecnici dell'allevamento e una parte dei cereali prodotti in azienda, la cui superficie è di 28 ha in proprietà e 112 ha in affitto.

Caratteristiche tecniche dell'impianto

L'impianto si compone di un digestore anaerobico, di un gruppo elettrogeno per la produzione di energia e di una centrale elettrica.

Il digestore comprende una vasca a pareti verticali, per un volume complessivo di 1500 m³, e di un gasometro da 525 m³. La digestione avviene in condizioni di mesofilia (30 – 40 C°) e nel 2007 la produzione di biogas è stata di 307.000 m³/anno, con una resa media di metano pari al 58%.

La raccolta dei reflui per il rifornimento del digestore avviene in maniera automatizzata. Il gruppo elettrogeno è composto da un generatore da 110 kW_e, allacciato alla rete elettrica attraverso una cabina elettrica. Il calore prodotto per una parte viene utilizzato per il riscaldamento del digestore.

Il digestore anaerobico riceve annualmente 16.763 t di biomassa di cui la maggioranza consiste in liquame bovino (16.500 t) e in minima parte proviene da cereali insilati prodotti in azienda. Il materiale digerito viene distribuito in campo come fertilizzante organico.

L'impianto produce 614.000 kWh/anno di energia elettrica, di cui 44.000 kWh/anno vengono consumati per il funzionamento dell'impianto e 307.000 kWh/anno per l'uso interno all'azienda.

⁴ Valore Attuale Netto: viene calcolato come differenza dei ricavi e costi attualizzati connessi all'investimento. Il VAN rappresenta un indicatore assoluto di convenienza dell'investimento.

⁵ Saggio di Rendimento Interno: è il saggio che, applicato nello sconto dei costi e benefici, rende il VAN = 0. A differenza del VAN che presuppone l'assunzione di un saggio di sconto (scelta non sempre facile), il SRI è esso stesso un saggio di sconto e, in particolare, rappresenta il saggio-soglia di convenienza dell'investimento: se l'imprenditore ha aspettative di rendimento superiori al SRI, l'investimento non è conveniente.

⁶ Il Periodo di ritorno esprime il numero di anni necessari affinché la sommatoria dei ricavi scontati eguagli la sommatoria dei costi scontati.

Tabella 5 - Dati tecnico-economici

Digestore anaerobico	1500 m ³
Produzione biogas	307.000 m ³
Resa in biometano	58%
Reflui zootecnici destinati alla digestione aerobica	16.500 t
Cereali insilati destinati alla digestione aerobica	263 t
Potenza installata	110 kWe
Funzionamento cogeneratore	8.500 ore/anno
Costo complessivo dell'investimento	760.000 €
Costo di esercizio	20.000 €
Costo rifornimento biomassa	20.000 €
Produzione energia elettrica	665.000 kWh/anno
Energia elettrica ceduta in rete	311.000 kWh/anno

Tabella 6 - Indicatori di convenienza dell'investimento in base a tre ipotesi legate al valore dei Certificati Verdi

<i>Ipotesi</i>	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>
	<i>tariffa omnicomprensiva</i>	<i>CV=0,10 €/kWh</i>	<i>CV = 0,80 €/kWh</i>
	<i>0,30 €/kWh</i>	<i>kWh = 0,0812 €</i>	<i>kWh = 0,0812 €</i>
VAN	769.201	95.286	- 49.666
SRI	18,38%	6,77%	n.d.
Periodo di ritorno	6 anni	14 anni	> 15 anni

r = 5%,

Durata impianto = 15 anni

Energia elettrica autoconsumata = 0,1355 €/KWh

I risultati dell'analisi finanziaria presentati in tabella 6 mettono in luce che la convenienza economica dell'investimento è legata al valore del Certificato Verde. L'**ipotesi A**, che prende in considerazione le agevolazioni previste dalla tariffa omnicomprensiva di 0,30 €/kWh⁷, è quella che garantisce i migliori margini di convenienza, mentre l'**ipotesi B**, quella che considera i prezzi di mercato dei Certificati Verdi e dell'energia elettrica, giustifica l'investimento solo se si considerano anche i benefici legati alla migliore gestione dei reflui zootecnici. Nell'**ipotesi C**, basata su una diminuzione del valore dei CV, le basse rese energetiche dell'impianto non permettono di remunerare adeguatamente l'investimento, a causa dei consistenti costi di costruzione e di gestione.

⁷ Nuovi regimi di incentivi previsti nel collegato alla Legge Finanziaria 2008, Decreto legge 159/2007 convertito nella legge 29 novembre 2007 n.22.

2° Caso Studio: impianto a carattere industriale

Il secondo caso di studio riguarda un digestore anaerobico che valorizza la FORSU ottenuta dalla raccolta differenziata. L'impianto, che non utilizza matrici organiche provenienti dall'agricoltura, è stato realizzato in due momenti successivi, nel 2004 e nel 2007. Il digestore anaerobico riceve 116.000 t/anno di FORSU e produce 11.136.000 m³/anno di biogas con percentuali medie di metano pari al 57%.

Caratteristiche tecniche dell'impianto

L'impianto si compone di 4 digestori anaerobici con un volume complessivo di 7.000 m³ e di due impianti di cogenerazione per una potenza installata di 2,5 MWe. La produzione di elettricità ammonta a 21.724.800 kWe/anno, di cui una parte 438.000 kWe/anno serve per il funzionamento dell'impianto, una seconda 9.310.000 kWe/anno è utilizzata dall'azienda, e una terza parte, pari a 11.976.800 kWe/anno, è ceduta alla rete elettrica. Attualmente, al fine di valorizzare anche l'energia termica prodotta dall'impianto, è in fase di realizzazione una rete di teleriscaldamento a servizio di un quartiere urbano.

Tabella 7 - Dati tecnico-economici

4 Digestori anaerobici	7000 m ³
Produzione biogas	11.136.000 m ³
Resa in biometano	57%
FORSU destinata alla digestione aerobica	116.000 t anno
Potenza installata	2,5 MWe
Funzionamento cogeneratore	8.500 ore/anno
Costo complessivo dell'investimento	4.895.460 €
Costo di esercizio	848.500€
Produzione energia elettrica	21.724.800 kWh/anno
Energia elettrica venduta alla rete nazionale	11.976.800 kWh/anno

Tabella 8 - Indicatori di convenienza dell'investimento in base a tre ipotesi legate al valore dei Certificati Verdi

<i>Ipotesi</i>	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>
	<i>CV = 0,10 €/kWh</i>	<i>CV = 0,12 €/kWh</i>	<i>CV = 0,08 €/kWh</i>
VAN	18.753.283	22.410.841	15.095.725
SRI	46%	56%	38%
Periodo di ritorno	4 anni	3 anni	4 anni

r = 5%

Durata impianto = 15 anni

Energia elettrica ceduta alla rete = 0,071 €/kWh

Energia elettrica autoconsumata = 0,1355 €/kWh

I risultati dell'analisi finanziaria (tabella 8) mettono chiaramente in luce come, nonostante le voci di costo e di gestione dell'impianto siano molto elevate, la convenienza dell'investimento sia molto elevata grazie alle alte rese energetiche. Gli indicatori di convenienza sono particolarmente elevati nell'**ipotesi B e A**, ma va ricordato che l'investimento è caratterizzato da notevoli rischi tecnologici e di mercato⁸. E' interessante peraltro notare come la convenienza non sia legata al valore del certificato verde.

⁸ Se nella valutazione dell'investimento fossero state incluse alcune voci di costo come premi assicurativi o fondi di rischio, gli indicatori di convenienza sarebbe ovviamente risultati minori.

CONCLUSIONI

Sulla base di quanto indicato in precedenza è possibile presentare un quadro di sintesi sulla potenziale diffusione delle filiere a biogas nella regione Veneto.

Dal quadro normativo è emerso che è auspicabile un intervento da parte del legislatore al fine di semplificare l'*iter* di autorizzazione alla realizzazione degli impianti a biogas. Gli aspetti su cui occorre intervenire riguardano la costruzione delle opere edili, l'allacciamento alla rete elettrica nazionale e l'utilizzazione delle varie biomasse da avviare alla digestione anaerobica. Inoltre, occorre fare chiarezza sulla destinazione dello scarto dei processi anaerobici prodotti dai liquami zootecnici, da colture energetiche e da scarti organici, ai quali deve essere assicurato un utilizzo agronomico.

L'analisi economico-finanziaria ha messo in luce alcuni aspetti importanti: l'imprenditore ha dei vantaggi economici nell'attivare filiere a biogas perché aumenta il reddito netto, differenzia l'attività agricola e riduce i costi energetici e di smaltimento dei rifiuti zootecnici ed agricoli. La realizzazione dei digestori anaerobici e la conseguente valorizzazione energetica del biogas contribuisce in maniera concreta a risolvere alcuni problemi che gravano sulle aziende agricole, perché la digestione anaerobica abbatte i cattivi odori e facilita la gestione dei reflui zootecnici. La parte economica dell'analisi ha chiarito che le filiere del biogas sono un'opportunità per creare valore per la società.

Gli aspetti ambientali considerati nella parte economica dell'analisi hanno evidenziato un effettivo vantaggio nella sostituzione del consumo di combustibili fossili e una mancata emissione di gas serra. Tali effetti positivi possono essere più correttamente dimensionati utilizzando il *software* per il calcolo degli effetti di sequestro, emissione e di sostituzione di carbonio fossile, la cui applicazione alle filiere del biogas necessita di ulteriori ricerche.

In conclusione, la filiera del biogas può essere vista come una moderna attività agricola, multifunzionale e adatta ai contesti rurali e periurbani del Veneto, anche se occorre valutare i modelli che meglio valorizzino le risorse territoriali e le caratteristiche del comparto primario. L'aumento della domanda di cereali, con la conseguente crescita dei prezzi, l'instabilità dei mercati energetici e delle relative politiche di regolamentazione, la possibilità di utilizzare l'energia termica prodotta con la digestione anaerobica sono variabili fondamentali per valutare la convenienza delle filiere a biogas.

L'analisi dei due casi studio ha messo in luce come l'impianto a servizio dell'azienda agricola sia più esposto ai rischi economici rispetto al grande impianto a carattere industriale. Per questa ragione, la scelta da parte di un agricoltore di praticare la codigestione di effluenti zootecnici con altri scarti organici dovrà essere sostenuta solo se saranno verificati lo smaltimento corretto del digestato e la capacità di rifornire il digestore con biomassa proveniente dagli scarti e dalle produzioni aziendali.

BIBLIOGRAFIA

AAVV (2007). *Good Practice Guidelines bioenergy Project Development and Biomass Supply*. International Energy Agency.

Bonazzi G. (2007). *Sempre più difficile gestire e smaltire le deiezioni*
L'informatore agrario, n.1.

CRPA (2008). *Energia dal Biogas, prodotto da effluenti zootecnici, biomasse dedicate e di scarto - Manuale Pratico*. AIEL Legnaro (PD).

Pettenella D., Gheno W. (2006). *La dinamica della CO₂ a scala aziendale: risultati dell'applicazione del software FULLCAM ad alcuni casi studio*. Tesi di laurea, Facoltà di Agraria, Università di Padova, A.A. 2005-2006.

Piccinini S., Bonazzi G. (2005). *Nuove strade per smaltire gli effluenti zootecnici*. L'informatore agrario, n. 7.

Piccinini S. (2004). *Buone prospettive per il biogas da residui zootecnici*.
L'informatore agrario , n. 1.

Rossi P., Gastaldo A., P.Ferrari (2006). *Il costo per smaltire i liquami dipende dal tipo di allevamento*. L'informatore agrario n. 20.

SITI WEB

www.agea.gov.it/default

www.aebiom.org/

www.autorita.energia.it/elettricit/index.htm

www.crpa.it

www.iea.org/

www.uni.com/it/