

I Biocarburanti



Unione Europea
Obiettivo 2 - FESR



Ministero dell'Economia
e delle Finanze

Lo studio è stato ideato e
coordinato dal Servizio
Trasferimento Tecnologico
di AREA Science Park
e finanziato con il contributo
del Fondo Europeo per lo
Sviluppo Regionale.



REGIONE AUTONOMA
FRIULI VENEZIA GIULIA

Autori:

Vanja Cencič, Roberto Jodice, Daniela Migliardi, Denis Picco, Michela Pin,
Elisa Tomasinsig, Giulia Zanotto

C.E.T.A. - Centro di Ecologia Teorica e Applicata di Gorizia

Robert Radu, Rodolfo Taccani

Università degli Studi di Trieste – Dipartimento di Ingegneria Meccanica

Sirinuch Chindaruksa

Naresuan University – Physics Department (Thailand)

Stefano Barbieri, Davide Bianco, Giuseppe Michelutti,

ERSA-FVG - Agenzia Regionale per lo Sviluppo Rurale del Friuli Venezia Giulia

Barbara Monaco

AREA Science Park - Servizio Trasferimento Tecnologico

Coordinamento scientifico:

Roberto Jodice, Michela Pin

C.E.T.A. Centro di Ecologia Teorica e Applicata di Gorizia

Copyright © 2007 by

Consorzio per l'AREA di ricerca scientifica e tecnologica di Trieste

AREA Science Park

Padriciano, 99 - 34012 Trieste



prima edizione: Giugno 2007

I marchi citati nella presente pubblicazione sono di proprietà dei rispettivi titolari

progetto grafico: Mariangela Paludo

redazione: Luca Borraccino

coordinamento editoriale: Giada Cadei

stampato presso la Tipografia Filacorda Udine

Autori vari

Coordinamento scientifico:

Roberto Jodice, Michela Pin

I Biocarburanti

Le filiere produttive,
le tecnologie,
i vantaggi ambientali
e le prospettive
di diffusione



PROGETTO
NOVIMPRESA

27

AREA Science Park

per la diffusione dell'innovazione

AREA Science Park, dal 2005 Ente pubblico di ricerca nazionale di primo livello del MUR, è uno dei principali parchi scientifici multi-settoriali d'Europa.

Ospita attualmente più di 80 centri, società e istituti, con oltre 1.800 addetti impegnati in attività di ricerca e sviluppo, trasferimento tecnologico, formazione e servizi qualificati.

Suo obiettivo principale è favorire lo sviluppo del territorio attraverso la leva dell'innovazione e del trasferimento tecnologico, grazie alla creazione di un legame stabile tra il mondo della ricerca e il sistema imprenditoriale.

In particolare nella zona Obiettivo 2 del Friuli Venezia Giulia AREA ha attivato "Progetto Novimpresa", un'iniziativa cofinanziata da Unione Europea, Stato e Regione che offre alle imprese del territorio numerosi servizi a sostegno dello sviluppo tecnologico e della loro competitività.

Dall'attività a fianco delle imprese sono stati evidenziati alcuni temi di particolare interesse per gruppi di imprese o settori produttivi. In questa collana sono pubblicati i risultati degli approfondimenti e degli studi.

AREA Science Park - Progetto Novimpresa
Padriciano, 99 - 34012 Trieste
tel. 040.375.5125 - fax 040.375.5176
e-mail: novimpresa@area.trieste.it
www.area.trieste.it - www.area.trieste.it/novimpresa

Indice

Presentazione	p. IX
Premessa generale	p. XI
Capitolo 1	
L'identità dei biocarburanti	p. 1
Capitolo 2	
Il biodiesel	p. 7
2.1 Le caratteristiche chimiche, fisiche e merceologiche	p. 7
2.2 Le materie prime	p. 8
2.3 Le tecnologie e i processi di produzione	p. 9
2.3.1 La produzione degli oli vegetali dai semi oleosi delle colture dedicate	p. 10
2.3.2 La rigenerazione degli oli e dei grassi animali e vegetali esausti di origine alimentare	p. 12
2.3.3 La transesterificazione	p. 12
2.4 I costi di investimento e di gestione della filiera	p. 14
2.5 Il bilancio energetico della filiera	p. 15
Capitolo 3	
Gli oli vegetali puri	p. 19
3.1 Le caratteristiche chimiche, fisiche e merceologiche	p. 19
3.2 Le materie prime	p. 20
3.3 Le tecnologie e i processi di produzione	p. 21
3.4 I costi di investimento e di gestione della filiera	p. 24
3.5 Il bilancio energetico della filiera	p. 25

Capitolo 4

Il bioetanolo

	p. 27
4.1 Le caratteristiche chimiche, fisiche e merceologiche	p. 27
4.2 Le materie prime	p. 29
4.3 Le tecnologie e i processi di produzione	p. 31
4.3.1 La sezione saccarifera	p. 31
4.3.2 La sezione amidacea	p. 35
4.3.3 La sezione ligno-cellulosica	p. 37
4.3.4 La fermentazione alcolica	p. 40
4.3.5 La distillazione	p. 44
4.3.6 La disidratazione	p. 44
4.4 I costi di investimento e di gestione della filiera	p. 47
4.5 Il bilancio energetico della filiera	p. 48
4.5.1 Il bioetanolo dalla barbabietola da zucchero	p. 48
4.5.2 Il bioetanolo dal sorgo zuccherino	p. 50
4.5.3 Il bioetanolo dal mais	p. 51
4.5.4 Il bioetanolo dalle biomasse ligno-cellulosiche	p. 52

Capitolo 5

Il bio-ETBE (Etil Ter Butil Etere)

	p. 53
5.1 Le caratteristiche chimiche, fisiche e merceologiche	p. 53
5.2 Le materie prime	p. 54
5.3 Le tecnologie e i processi di produzione	p. 54
5.4 Il bilancio energetico della filiera	p. 56

Capitolo 6

Il biogas

	p. 57
6.1 Le caratteristiche chimiche, fisiche e merceologiche	p. 57
6.2 Le materie prime	p. 57
6.3 Le tecnologie e i processi di produzione	p. 60
6.3.1 Le fasi della digestione anaerobica	p. 60
6.3.2 I parametri di processo	p. 63
6.3.3 Le soluzioni tecniche per gli impianti per la produzione di biogas	p. 64
6.3.4 La depurazione del biogas	p. 73
6.4 I costi di investimento e di gestione della filiera	p. 76
6.5 Il bilancio energetico della filiera	p. 77

Capitolo 7

I biocarburanti di seconda generazione

	p. 79
7.1 Il biodrogeno	p. 81
7.2 Il syngas	p. 82
7.3 Il bio-olio	p. 83
7.4 Il biometanolo	p. 83
7.5 Il biodimetil etero (bio-DME)	p. 85
7.6 Il bio-MTBE (Metil Ter Butil Etere)	p. 86
7.7 Il biobutanolo	p. 86
7.8 L'FT-diesel (FT-liquids o biocarburanti sintetici)	p. 87

Capitolo 8

L'impiego dei biocarburanti

	p. 89
8.1 I motori a combustione interna alternativi	p. 90
8.1.1 Il confronto fra motori a ciclo Otto e Diesel	p. 92
8.1.2 L'influenza delle condizioni operative	p. 93
8.1.3 I sistemi di alimentazione dei motori a ciclo Otto	p. 97
8.1.4 I sistemi di alimentazione dei motori a ciclo Diesel	p. 98
8.1.5 L'utilizzo dei combustibili gassosi	p. 105
8.1.6 La cogenerazione con i motori a combustione interna	p. 108
8.1.7 Gli oli vegetali puri	p. 114
8.1.8 Il biodiesel	p. 115
8.1.9 Il bioetanolo	p. 118
8.1.10 Il biogas	p. 121
8.2 Le turbine a gas	p. 124
8.2.1 Le microturbine a gas	p. 126
8.2.2 Le microturbine e i biocarburanti	p. 129
8.3 I benefici ambientali	p. 131

Capitolo 9

Lo scenario di produzione dei biocarburanti

	p. 141
9.1 La produzione mondiale dei biocarburanti	p. 141
9.1.1 Il biodiesel	p. 142
9.1.2 Il bioetanolo	p. 143
9.1.3 Il biogas	p. 144
9.2 La produzione e le politiche dei biocarburanti nell'U.E.	p. 144
9.2.1 Le politiche dell'U.E.	p. 145
9.2.2 Il biodiesel	p. 152

9.2.3	Il bioetanolo	p. 155
9.2.4	Il biogas	p. 156
9.3	La produzione e le politiche dei biocarburanti in alcuni Paesi contermini	p. 159
9.3.1	Slovenia	p. 159
9.3.2	Ungheria	p. 164
9.3.3	Austria	p. 166
9.4	La politica energetica italiana in materia di biocarburanti	p. 169
9.4.1	Gli obiettivi e gli obblighi di produzione e impiego nel settore dei trasporti	p. 169
9.4.2	Gli strumenti di incentivo	p. 170
9.5	Gli scenari di produzione e di consumo dei biocarburanti in Italia	p. 174
9.5.1	La produzione attuale di biocarburanti	p. 174
9.5.2	I consumi energetici nel settore dei trasporti e gli scenari al 2010	p. 175
9.5.3	Gli scenari di sviluppo dei biocarburanti al 2010	p. 177
9.6	Gli scenari di produzione e consumo dei biocarburanti nella regione Friuli Venezia Giulia	p. 179
9.6.1	I consumi energetici nel settore dei trasporti e gli scenari al 2010	p. 179
9.6.2	Gli scenari di sviluppo dei biocarburanti al 2010	p. 181
Capitolo 10		
Allegati		p. 185
10.1	Lo studio per il dimensionamento della filiera girasole-olio vegetale puro per la produzione di energia	p. 185
10.1.1	L'impianto di estrazione meccanica dell'olio vegetale puro	p. 186
10.1.2	L'impianto di cogenerazione	p. 186
10.1.3	La produzione e la cessione dell'energia elettrica	p. 187
10.1.4	La produzione e la cessione dell'energia termica	p. 191
10.1.5	La valutazione economica dell'investimento	p. 192
10.2	La vocazione delle pianure e delle colline del Friuli Venezia Giulia per la coltivazione del girasole e del colza	p. 194
10.2.1	L'approccio metodologico adottato	p. 194
10.2.2	Le carte tematiche	p. 201
Glossario		p. 211

Presentazione

AREA Science Park investe impegno ed energie per la realizzazione di alcuni obiettivi, indispensabili allo sviluppo e alla competitività del territorio: trasferire conoscenze e tecnologie altamente innovative dal mondo della Ricerca all'Industria, fornire servizi e strumenti per la diffusione dell'innovazione e mantenere elevata la competenza delle risorse umane attraverso la formazione.

Un curriculum di successo nel settore del trasferimento tecnologico ha portato, negli ultimi anni, ad avviare circa 1.300 interventi di innovazione aziendale, con notevole impatto economico e occupazionale nella regione. Questo risultato permette di affermare che in AREA l'innovazione rappresenta il mestiere di chi, giorno per giorno, si muove a fianco degli imprenditori per ascoltarne e interpretarne i bisogni, con l'obiettivo di ottimizzare le risorse pubbliche dedicate all'innovazione, traducendo i propri progetti in iniziative concrete, in grado di fornire alle aziende conoscenze e soluzioni prontamente fruibili.

Proprio in quest'ottica abbiamo deciso di presentare un nuovo contributo sui temi energetici, focalizzandoci su una fonte alternativa emergente, i *biocarburanti*, e sulle nuove prospettive che questi offrono nella riduzione della dipendenza dalle fonti tradizionali e nel ridimensionamento dell'impatto ambientale.

Il nostro intento è quello di dare una risposta all'interesse e alla curiosità che il tema suscita, descrivendo le caratteristiche, gli aspetti tecnologici, economici ed energetici delle filiere produttive e gli impieghi dei biocarburanti attualmente disponibili, i *biocarburanti di prima generazione*.

La presentazione di uno studio di fattibilità tecnico-economica e di una stima della vocazionalità del Friuli Venezia Giulia nei confronti

della coltivazione delle colture energetiche dedicate, consentono al lettore di confrontarsi con approcci metodologici già risultati efficaci in altri contesti territoriali. L'obiettivo è valutare l'opportunità dell'avvio delle filiere agroenergetiche. Il volume è rivolto, in particolare, a quanti dimostrano un preciso interesse per una nuova attività imprenditoriale, volta a sviluppare una o più fasi della filiera: essi possono disporre di un quadro di sintesi del complesso mondo di questi carburanti innovativi e decidere se affrontare le sfide di un'attività caratterizzata dalla tripla E: ecologica, etica ed economica.

Giancarlo Michellone

Presidente AREA Science Park

Premessa generale

Negli ultimi anni il settore dei trasporti ha evidenziato una crescita in termini quantitativi molto rapida, con proporzionali riflessi in termini di consumo di energia. Nell'Unione Europea, nel decennio passato, il trasporto di merci e di passeggeri è aumentato di circa il 18% e si prevede che nel 2030 l'impiego di energia per i trasporti risulterà superiore di circa il 50% rispetto al livello del 1990.

A fronte di questo scenario si afferma l'esigenza di intervenire con misure appropriate per l'ottenimento di obiettivi molteplici, economici, sociali e ambientali, quali per esempio la riduzione dei consumi di carburanti e di elettricità, il contenimento delle emissioni in atmosfera di gas climalteranti (anidride carbonica, metano e altri idrocarburi), il miglioramento della qualità ambientale nei centri urbani.

La Commissione Europea persegue con decisione queste finalità e sollecita gli Stati membri ad adottare interventi efficaci, giudicati inoltre inderogabili; nel Libro Bianco della Commissione "La politica dei trasporti fino al 2010: il momento delle scelte", sono descritti sia lo scenario tendenziale, sia quello previsionale che riflette una serie consistente di misure di riequilibrio: si attende una riduzione del volume degli impieghi energetici dell'ordine del 25%.

In Italia il Piano Generale dei Trasporti (PGT), già nel 2001, anno della sua approvazione, denunciava gli squilibri dovuti alla crescita dei trasporti e le "negative ricadute economiche, sociali, ambientali". Anzi, nel PGT era precisato che "la crescita del traffico e la prevalenza del modo stradale sono all'origine di esternalità negative in termini di impatto ambientale e di incidentalità. Ne fanno parte fenomeni su scala globale, quali i cambiamenti climatici o l'inquinamento atmosferico di lunga distanza e fenomeni più localizzati, come il peggioramento del clima acustico lungo le direttrici di traffico, l'inquinamento atmosferico di breve raggio, i danni alla stabilità del suolo,

all'equilibrio idrogeologico, al paesaggio e alla biodiversità". Preme ricordare, alcuni indici efficaci dello stato del settore: nel 2005 nel nostro Paese sono stati consumati 24,3 milioni di tonnellate di gasolio e 13,4 milioni di tonnellate di benzina.

Tra le misure efficaci per il miglioramento complessivo dell'ambiente è stata sottolineata con forza la possibilità di sostituire i carburanti fossili tradizionali con quelli di origine biologica. Si tratta di materiali ottenuti da produzioni agricole specifiche, da residui vegetali e da rifiuti organici di vario tipo, che evidenziano caratteristiche chimiche, fisiche, biologiche di elevato interesse merceologico:

- sono ossigenati e la presenza di ossigeno nella loro composizione permette una forte riduzione degli inquinanti gassosi (in particolare monossido di carbonio) nelle emissioni in atmosfera dei motori endotermici che li utilizzano;
- hanno un contenuto di zolfo decisamente basso (equivalente a una riduzione consistente di anidride solforosa nelle emissioni);
- sono biodegradabili (perché composti organici presenti in natura);
- hanno un contenuto energetico elevato, paragonabile a quello degli idrocarburi fossili;
- sono ottenuti dalle biomasse e, quindi, da una fonte rinnovabile con bilancio energetico decisamente favorevole.

Si fa riferimento:

- al bioetanolo (alcol etilico), prodotto dai residui e dalle colture agricole, saccarifere, amidacee e ligno-cellulosiche;
- agli oli vegetali, ottenuti dalla coltivazione di girasole, colza, soia e da altre colture oleaginose;
- al biodiesel, quale prodotto della trasformazione dei suddetti oli;
- al biogas, combustibile gassoso ottenuto dalla fermentazione metanica dei residui zootecnici e vegetali e dai rifiuti organici.

L'obiettivo produttivo dell'U.E. nei confronti di questi biocarburanti, definiti comunemente "di prima generazione" per distinguerli da altri ("di seconda generazione"), attualmente oggetto di ricerche e di sperimentazioni applicate, è preciso: entro il 2010 dovranno rappresentare il 5,75% del totale dei carburanti utilizzati (e il governo italiano ha recentemente approvato la Direttiva).

Si tratta di volumi considerevoli, poiché a fronte degli attuali consumi di carburanti, in Italia al 2010 si dovranno utilizzare 1,8 milioni di

tonnellate di biodiesel e 1,02 milioni di tonnellate di bioetanolo. Nel 2020 questa aliquota dovrà salire al 18% (calcolate entrambe sul potere calorifico).

È realistico presumere che nel settore dei trasporti le fonti rinnovabili di energia saranno sostenute con un vigore molto maggiore rispetto al recente passato. Sarà promossa la diffusione dei biocarburanti di seconda generazione, derivanti dalla conversione della biomassa attraverso la gassificazione e dalla conversione delle cellulose in zuccheri. I vantaggi di questi biocarburanti sono le materie prime non specifiche e il fatto che le relative emissioni di gas serra sono chiaramente inferiori nella precatena (ossia nell'ottenimento delle materie prime) rispetto a quelle dei biocarburanti di prima generazione.

Si aprono, pertanto, nuovi scenari di opportunità produttive lungo tutte le filiere generative, poiché saranno interessati il comparto agrario, il settore agroindustriale e quello dei servizi; si delineano nuove figure professionali, anche di elevato livello tecnico e scientifico.

Per contribuire allo sviluppo del settore, soprattutto per una sua migliore conoscenza, il presente testo espone gli elementi di base dei processi e delle tecnologie comunemente impiegate per la produzione e per l'impiego dei biocarburanti. Nel testo sono presentati le caratteristiche dei prodotti, le colture agrarie impiegate e le materie prime, le metodologie processistiche, gli aspetti funzionali e i rendimenti delle conversioni energetiche.

Si tratta di un volume che non esaurisce la trattazione, che anzi dovrà essere fortemente sviluppata e approfondita con un indispensabile insieme di ricerche tecniche ed economiche; è rivolto a quanti dimostrano un preciso interesse a intraprendere l'attività professionale o imprenditoriale, anche solo in una sezione della filiera, ma che grazie a questo contributo potranno disporre di un quadro di sintesi di tutto il complesso mondo di questi "nuovi" carburanti.

Roberto Jodice

Direttore C.E.T.A.

Centro di Ecologia Teorica ed Applicata

Unità di misura più utilizzate

Grandezza	Unità di misura
pressione	bar, Pa
temperatura	°C, K
energia	J, kcal, kWh, kTep
massa	kg, t
volume	Nm ³ , l
potenza	W
lunghezza	m
densità	kg/m ³
viscosità cinematica	St
tempo	s

Capitolo 1

L'identità dei biocarburanti

Con il termine “biocarburanti” si fa riferimento ai carburanti allo stato liquido o gassoso ottenuti dalla biomassa, che possono essere utilizzati per l'alimentazione dei motori a combustione interna.

Tradizionalmente il loro impiego è legato al settore dei trasporti, ossia per l'autotrazione in sostituzione dei combustibili fossili. Rispetto all'accezione classica, tuttavia, nel corso degli ultimi anni si è assistito a una rapida espansione del campo di applicazione dei biocarburanti in direzione della generazione elettrica e termica e in particolare della cogenerazione.

Nella definizione attuale di biocarburanti, pertanto, si è superato il legame con il settore dei trasporti e si dà una maggiore enfasi all'eterogeneità delle applicazioni, consentite dall'impiego dei motori endotermici.

In base allo stato di maturità delle tecnologie di produzione e di utilizzo, i biocarburanti si distinguono in due categorie:

- **i biocarburanti di prima generazione:** il biodiesel, gli oli vegetali puri, il bioetanolo prodotto dai cereali e dalle materie prime zuccherine, il bio-ETBE (Etil Ter Butil Etere prodotto dal bioetanolo) e il biogas; la loro produzione e le loro applicazioni sono già avviate, mentre i principali margini di miglioramento riguardano la riduzione dei costi di produzione, l'ottimizzazione del bilancio energetico, l'incremento dei rendimenti energetici dei motori e l'aumento delle percentuali di utilizzo in miscela con i combustibili fossili;
- **i biocarburanti di seconda generazione:** il bioetanolo prodotto dalle materie prime ligno-cellulosiche, il biodrogeno, il *syngas*, il bio-olio, il biometanolo, il biodimetiltere, il bio-MTBE, il biobutanolo e il diesel sintetico, ottenuto attraverso la reazione Fischer-Tropsch; la loro produzione non è ancora avviata alla scala reale, ma si limita a impianti sperimentali.

I biocarburanti di seconda generazione sono accomunati dalla possibilità di essere prodotti a partire dalle biomasse ligno-cellulosiche a costo di reperimento nullo o basso. Sebbene le tecnologie produttive non siano ancora ottimizzate, sono considerati molto promettenti, poiché costituiscono uno strumento concreto per la riduzione del costo di produzione dei biocarburanti, che attualmente li penalizza rispetto ai concorrenti fossili e non consente di svincolarli dalle misure di aiuto previste dalle politiche di agevolazione economica e fiscale. I biocarburanti prevalentemente destinati all'autotrazione sono il biodiesel, il bioetanolo e il bio-ETBE.

Il **biodiesel** è costituito da una miscela di esteri metilici (o metilesteri), prodotti mediante la conversione chimica degli oli e dei grassi animali e/o vegetali, ed è caratterizzato da un'elevata densità energetica (37 MJ/kg). Alcune caratteristiche rendono questo biocarburante affine al gasolio e ne consentono la sostituzione nei motori a ciclo Diesel. Tra queste, una particolare importanza è assunta dalla prontezza all'accensione, espressa dal numero di cetano: è simile e talora superiore a quella del gasolio e, pertanto, garantisce una buona risposta del biocarburante nell'accensione spontanea, tipica di questo tipo di motori. La sostituzione del gasolio con il biodiesel si riflette in importanti benefici ambientali. In primo luogo le emissioni, rilasciate nel corso della combustione, presentano una qualità migliore di quella consentita dall'utilizzo del gasolio, soprattutto in termini di monossido di carbonio, particolato e idrocarburi incombusti. L'utilizzo del biodiesel, inoltre, considerando anche la fase di produzione, consente un risparmio netto nelle emissioni di anidride carbonica del 40-60%.

Le materie prime impiegate per la produzione del biodiesel possono provenire dalle colture oleaginose dedicate o dalla raccolta differenziata degli oli esausti a servizio delle attività di ristorazione, delle industrie di trasformazione degli alimenti e delle utenze domestiche.

In Italia le principali colture oleaginose sono il girasole e il colza. La soia riveste un'importanza inferiore, poiché i semi presentano un contenuto in olio piuttosto modesto, mentre risulta promettente il cavolo dell'Abissinia, adatto alle condizioni pedo-climatiche delle aree mediterranee. Nel mondo la coltura oleaginosa a più larga diffusione è la palma da olio; la sua coltivazione, tuttavia, solleva delle problematiche di sostenibilità ambientale e socio-economica.

La filiera a partire dalle colture dedicate è articolata nell'estrazione degli oli dai semi oleosi, nella raffinazione e nella conversione chimica (detta transesterificazione) degli stessi a biodiesel.

Nell'ipotesi di utilizzare gli oli e i grassi vegetali e/o animali esausti di origine alimentare, l'estrazione e la raffinazione sono sostituite dalla rigenerazione; successivamente le materie prime di diversa provenienza possono essere miscelate, per alimentare uno stesso impianto di produzione del biodiesel.

A oggi il biodiesel è impiegato comunemente in miscela al 5% in volume con il gasolio. In Germania sono utilizzate formulazioni a percentuali superiori: 20% in volume nei motori non predisposti e puro nei motori predisposti.

Il **bioetanolo** è l'alcol etilico (o etanolo), prodotto dalla fermentazione degli zuccheri presenti nella biomassa, ed è caratterizzato da un elevato contenuto energetico (27 MJ/kg). In virtù di alcune caratteristiche, il bioetanolo ha un comportamento simile alla benzina e ne permette la sostituzione nell'alimentazione dei motori a ciclo Otto. Uno dei parametri di maggiore importanza agli effetti di questo utilizzo è il potere antidetonante, espresso dal numero di ottano: è superiore a quello della benzina e consente un risparmio nel ricorso agli antidetonanti. L'utilizzo nei motori a ciclo Diesel in sostituzione del gasolio è un'opportunità, che si sta delineando concretamente e che potrà essere realizzata nel medio termine. L'impatto ambientale dell'impiego del bioetanolo è più contenuto rispetto a quello esercitato dai combustibili fossili, in termini di emissione in atmosfera di composti inquinanti (particolato, monossido di carbonio, anidride solforosa) e di gas serra, soprattutto perché questo biocarburante è molto ossigenato. In particolare il risparmio nelle emissioni di anidride carbonica, considerando anche la fase produttiva, è del 15-60%, a seconda della materia prima usata. Il bioetanolo, infatti, può essere prodotto a partire da molteplici biomasse vegetali, residuali e/o provenienti dalle colture dedicate. Le materie prime sono suddivise, a seconda del tipo di carboidrato che contengono, in saccarifere (zuccheri semplici), amidacee (amido) e ligno-cellulosiche (cellulosa ed emicellulosa). Le colture saccarifere tradizionalmente utilizzate sono la barbabietola in Europa e la canna in Brasile. In Italia il sorgo zuccherino appare promettente, in virtù della sua plasticità e del modesto fabbisogno idrico. Tra le colture amidacee, la più diffusa, soprattutto negli Stati Uniti, è il mais. L'impiego delle biomasse ligno-cellulosiche è una prospettiva

che si ritiene potrà essere concretizzata in 7-10 anni, sicché il bioetanolo con questa origine è considerato un biocarburante di seconda generazione.

La filiera produttiva del bioetanolo dipende dalla materia prima utilizzata. Nel caso si ricorra alle biomasse saccarifere, si procede con l'estrazione degli zuccheri dai tessuti vegetali preposti all'accumulo, la fermentazione dell'estratto zuccherino, la distillazione e la disidratazione del bioetanolo. Nell'ipotesi che si impieghino le materie prime amidacee, a monte della fermentazione la fase di estrazione è sostituita dalla macinazione della granella e dall'idrolisi dell'amido. La valorizzazione delle materie prime ligno-cellulosiche complica la filiera, poiché a monte della fermentazione si rendono necessari il pretrattamento della biomassa, per separare la lignina, e l'idrolisi della cellulosa e dell'emicellulosa.

Nell'U.E. allo stato attuale il bioetanolo è utilizzato in miscela al 5% in volume con la benzina, mentre negli Stati Uniti e in Canada la percentuale è estesa al 20%. La tecnologia FFV (*Fuel Flexible Vehicles*) ha consentito la diffusione in alcuni Paesi europei (Francia, Svezia, Germania) di veicoli a doppio sistema di alimentazione, a benzina e a bioetanolo all'85% in volume con la benzina. In Brasile il bioetanolo azeotropo è utilizzato puro nei veicoli predisposti.

Il **bio-ETBE** è un antidetonante sintetizzato a partire dal bioetanolo e può essere utilizzato nella formulazione delle benzine per i motori a ciclo Otto in sostituzione del benzene e dell'MTBE, che, a loro volta, hanno sostituito il piombo tetraetile. Poiché alla sua sintesi partecipa un idrocarburo fossile (isobutene), è considerato un biocarburante in misura proporzionale al peso del bioetanolo nel composto finale, ossia per il 47%. Le proprietà come antidetonante sono confrontabili con quelle dell'MTBE, ma la sua combustione esercita un impatto inferiore sul bilancio atmosferico dell'anidride carbonica. Attualmente nell'U.E. il bio-ETBE può essere impiegato in miscela al 15% in volume con la benzina.

I biocarburanti destinati prevalentemente alla generazione elettrica e termica e alla cogenerazione sono gli oli vegetali puri e il biogas. Le loro applicazioni nel settore dei trasporti sono attualmente limitate, ma potranno avere un maggiore peso nel breve termine, inizialmente soprattutto nell'alimentazione dei mezzi agricoli.

Gli **oli vegetali puri** sono ottenuti mediante l'estrazione meccanica dai semi oleosi. Ai fini della valorizzazione energetica, alcune pro-

prietà, *in primis* il potere calorifico inferiore PCI (37 MJ/kg), li accomunano al gasolio, consentendone la sostituzione, previa predisposizione, nei motori a ciclo Diesel e, in misura minore, nelle microturbine. I conseguenti benefici ambientali sono riconducibili al risparmio nelle emissioni di anidride carbonica e nella migliore qualità dei gas di scarico, soprattutto per il monossido di carbonio e per il particolato. La riduzione dell'impatto ambientale è ancora più accentuata, se sono impiegati per sostituire gli oli combustibili (per esempio il gasolio da riscaldamento).

Il biogas è una miscela di gas, prodotta nel corso delle molteplici reazioni biochimiche del processo, definito digestione anaerobica. La presenza del metano nella composizione del biogas (50-75%) influisce in misura determinante sulla sua densità energetica (in media 23 MJ/Nm³) e ne consente l'impiego in sostituzione del gas naturale, previa predisposizione dei motori a ciclo Otto, anche per taglie piccole, e di quelli a ciclo Diesel, per potenze superiori a 1 MWe (motori *Dual Fuel*), e delle microturbine.

Il **biogas** può essere prodotto da molteplici materie prime. Tradizionalmente deriva dalla digestione anaerobica dei liquami zootecnici e dallo stoccaggio dei rifiuti solidi urbani nelle discariche. In seguito all'accresciuta consapevolezza della valenza ambientale dello sfruttamento delle biomasse residuali, si è sviluppato il processo di codigestione, in cui i substrati di diversa provenienza (per esempio gli scarti agricoli, i liquami zootecnici, i reflui agroindustriali, le colture dedicate) sono miscelati per accrescere la stabilità e, quindi, l'efficienza del processo. Tra le colture dedicate, oltre al tradizionale mais da insilato, appaiono interessanti il sorgo zuccherino e il triticale.

Per entrambi i biocarburanti, la generazione elettrica con rendimenti del 35-40%, e ancora di più la cogenerazione, che permette un recupero dell'energia prodotta anche del 95%, consentono degli interessanti margini di redditività, che sono ulteriormente incrementati per effetto dei Certificati Verdi, dei Titoli di Efficienza Energetica e dei RECS.

Il bilancio energetico

Il rapporto tra l'energia utilizzata nel processo produttivo e l'energia fornita dal biocarburante è un elemento di criticità e, talora, di critica nei confronti dei biocarburanti.

In linea di principio, più elevato è questo rapporto maggiore è il beneficio energetico che il biocarburante permette di conseguire.

Biocarburante	Bilancio energetico	
	senza sottoprodotti	con sottoprodotti*
Biodiesel dal girasole	2,0	3,1
Biodiesel dal colza	1,7	3,0
Oli vegetali puri dal girasole	2,8	4,3
Oli vegetali puri dal colza	1,8	3,4
Bioetanolo dalla barbabietola	1,1	2,2
Bioetanolo dal sorgo zuccherino	1,2-1,4	12,4
Bioetanolo dal mais	1,0-1,1	2,2-2,5
Bioetanolo dalle biomasse ligno-cellulosiche	1,8	5,6
Bio-ETBE dalla barbabietola	0,8	1,2
Bio-ETBE dal sorgo zuccherino	1,0	1,7
Bio-ETBE dal mais	0,8	1,2
Bio-ETBE dalle biomasse ligno-cellulosiche	1,1	1,5
Biogas	2,5-6,7	-

**come sottoprodotti (o prodotti secondari) si intendono, sia le biomasse residue della produzione agraria, sia i residui organici ottenuti dalla preparazione industriale del biocarburante.*

Capitolo 2

Il biodiesel

2.1 Le caratteristiche chimiche, fisiche e merceologiche

Il biodiesel è una miscela di esteri metilici, ottenuti dagli oli e dai grassi animali e vegetali. È caratterizzato da proprietà chimiche, fisiche e merceologiche che lo rendono affine al gasolio e ne consentono la sostituzione nei motori endotermici a ciclo Diesel (tabella 1).

Tabella 1 - Le principali caratteristiche chimiche, fisiche e merceologiche del biodiesel e del gasolio¹

Caratteristica	Biodiesel*	Gasolio*
Potere calorifico inferiore (PCI) [MJ/kg]	37	42
Contenuto in ossigeno [% in peso]	11	assente
Numero di iodio	108,7	8,6
Numero di cetano	56	48
Flash point [°C]	160	72
Punto di intorbidamento [°C]	-2	-17
Punto di scorrimento [°C]	-9	-26
Viscosità [cSt]	5,1 (a 20°C)	2,6 (a 20°C)
Stato	liquido	liquido
Aspetto	limpido	limpido

*valore medio

Per alcune proprietà il biodiesel presenta un comportamento migliore di quello del gasolio.

Essendo caratterizzato da un numero di cetano più elevato del gasolio, evidenzia una maggiore prontezza all'accensione e il valore di *flash point* più alto di quello del gasolio assicura una maggiore sicurezza nella manipolazione.

¹www.cti2000.it/biodiesel.htm

Per altre caratteristiche il biodiesel evidenzia un comportamento peggiore di quello del gasolio: il numero di iodio più elevato lo rende più deteriorabile e i valori più alti per i punti di intorbidamento e di scorrimento ne acquisiscono le problematiche legate all'utilizzo nel periodo invernale. Il biodiesel, inoltre, presenta una densità energetica più bassa del gasolio, sicché per sostituire un chilogrammo di gasolio sono necessari 1,13 chilogrammi di biodiesel.

2.2 Le materie prime

Il biodiesel può essere prodotto dagli oli vegetali, ottenuti dalle colture oleaginose dedicate, e dagli oli e dai grassi animali e vegetali esausti di origine alimentare, recuperati mediante la raccolta differenziata.

Alle latitudini italiane le colture dedicate generalmente impiegate per la produzione del biodiesel sono il colza, il girasole e, in misura inferiore, la soia. La coltivazione del cavolo dell'Abissinia (*Brassica carinata*) è in corso di sperimentazione e risulta promettente per le regioni meridionali, in virtù del suo modesto fabbisogno idrico e dell'elevata capacità di adattamento a terreni sia sciolti, sia argillosi, anche se pendenti, purché drenanti e strutturati.

I dati relativi alle rese in Italia sono riportati nella tabella 2.

Tabella 2 - Le principali caratteristiche produttive delle colture oleaginose in Italia²

Coltura oleaginosa	Produzione di semi [t/ha]	Contenuto in materia grassa [% in peso]	Resa media in biodiesel* [t/ha]	Costo colturale* [€/ha]
Colza	1,5-2,1	41-50	0,9	500
Girasole	2,0-3,2	48-55	1,1	600
Soia	2,9-3,6	18-21	0,6	800
Cavolo dell'Abissinia	2,9-3,5	30-39	1,0	400

* valore medio

Gli oli vegetali, utilizzati per la produzione del biodiesel, derivano dalla preparazione e dalla conservazione degli alimenti e possono provenire dagli esercizi pubblici, dalle attività di ristorazione collettiva, dalle industrie agroalimentari e dalle utenze domestiche.

² Dati congiunturali ISTAT relativi al 2005, www.istat.it

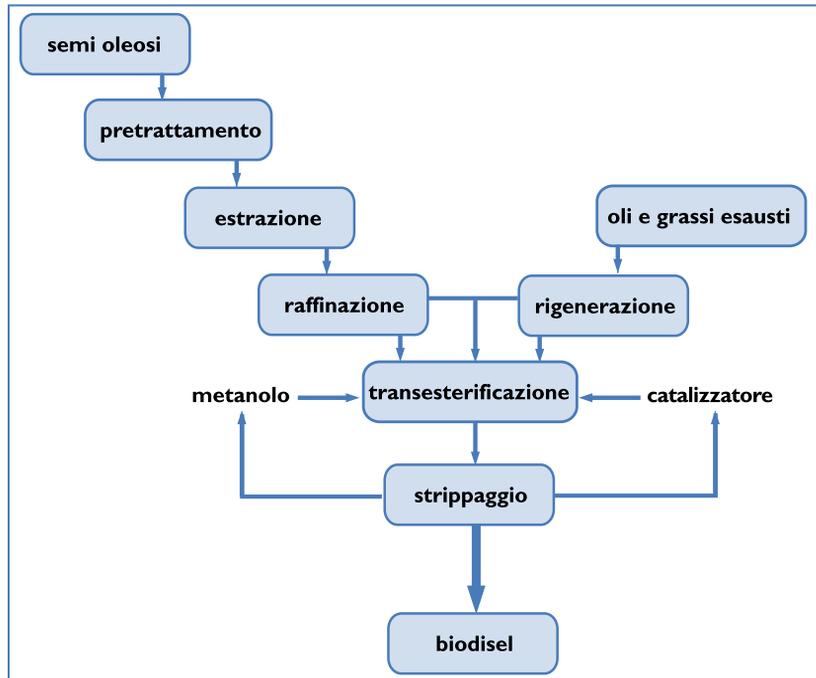
Contestualmente possono essere avviati alla produzione del biodiesel i grassi animali residui della lavorazione delle carni bovine, suine e avi-cuniole.

Questi materiali sono generalmente caratterizzati da una bassa qualità, soprattutto per i loro elevati valori di acidità (4-15%), e necessitano, pertanto, di un trattamento preliminare alla conversione in biodiesel. Al termine della rigenerazione possono essere utilizzati negli impianti per la produzione di biodiesel in miscela con gli oli vegetali ottenuti dalle colture dedicate.

2.3 Le tecnologie e i processi di produzione

Il biodiesel può essere prodotto dagli oli estratti dai semi oleosi delle colture dedicate o dagli oli e dai grassi animali e/o vegetali esausti di origine alimentare rigenerati. La successiva trasformazione in biodiesel è analoga per entrambi (figura 1).

Figura 1 - Lo schema della filiera per la produzione del biodiesel. Fonte: C.E.T.A.



2.3.1 La produzione degli oli vegetali dai semi oleosi delle colture dedicate

Il pretrattamento dei semi

Il pretrattamento dei semi è un'operazione articolata in diverse fasi ed è finalizzata a rimuovere i residui dovuti alla raccolta e a migliorare la resa dell'estrazione.

I semi sono puliti con elettrovagli e magneti, decorticati (soprattutto gli acheni del girasole) e macinati a granulometria fine (farine) o grossolana. Il pretrattamento è completato dalle fasi di riscaldamento e condizionamento che, operando a condizioni di temperatura e umidità controllate (80-90°C e tenore di umidità del 7-10% in peso), favoriscono la fuoriuscita delle sostanze grasse³.

L'estrazione degli oli vegetali grezzi

L'estrazione degli oli può avvenire con diverse modalità, scelte in funzione del contenuto in sostanza grassa dei semi e dell'investimento economico che si intende realizzare.

- A) Estrazione meccanica:** si avvale di una pressa a vite o idraulica ed è indicata per semi con un contenuto di sostanza grassa superiore al 20% in peso. La resa dell'estrazione è del 30-33% in peso.
- B) Estrazione chimica:** sfrutta la capacità dei solventi organici (esano, propano, fluidi supercritici) di disciogliere le sostanze grasse ed è indicata anche per semi con un contenuto in olio inferiore al 20% in peso. L'estrazione è condotta a 50°C e il solvente è utilizzato in rapporto di 18:1 rispetto alla quantità di seme. La modalità di contatto adottata dipende dalla granulometria conseguita con la macinazione: per granulometrie più grossolane si propende per la percolazione per gravità del solvente nella matrice macinata, mentre per granulometrie più fini si preferisce l'immersione delle farine nel solvente. La resa dell'estrazione chimica è del 40-41% in peso.
- C) Estrazione mista:** è articolata in una prima fase di estrazione meccanica parziale, che lascia nella matrice un residuo in olio del 20-24% in peso, e in una seconda fase di estrazione chimica. La resa di estrazione è del 42% in peso.

³ www.cti2000.it/biodiesel.htm

I sottoprodotti di questa fase della filiera sono il pannello grasso (o *expeller*) nel caso dell'estrazione meccanica (resa del 67% in peso), la farina nel caso dell'estrazione chimica (resa del 59% in peso), e la farina disoleata nel caso dell'estrazione mista (resa del 58% in peso). In virtù del loro contenuto di proteine, carboidrati e fibre, essi trovano collocazione soprattutto nell'alimentazione animale, con importanti differenze come potere nutritivo, giustificate dai sistemi di pretrattamento ed estrazione eseguiti.

Il ricorso alla decorticazione consente di migliorare il potere nutritivo e la digeribilità del pannello e delle farine, soprattutto nel caso del girasole, nei cui acheni le sostanze ligno-cellulosiche costituiscono il 20-50% in peso.

L'estrazione meccanica lascia nel pannello un'importante frazione degli oli (8-12% in peso) e delle vitamine liposolubili, sicché il sottoprodotto è un alimento zootecnico completo, ma caratterizzato da scarsa conservabilità, dovuta all'irrancimento. In alternativa il pannello proteico può essere valorizzato per la produzione di energia termica mediante combustione diretta (PCI di 20,9 MJ/kg).

La farina prodotta con l'estrazione chimica e mista ha un contenuto di grassi molto modesto (al massimo 1-2% in peso) ed è, pertanto, impiegata per la preparazione di mangimi concentrati; a fronte delle sue caratteristiche, gode di una maggiore conservabilità⁴.

La raffinazione degli oli grezzi

La raffinazione consente di ottenere un olio qualitativamente adatto a essere convertito in biodiesel. Gli oli sono sottoposti alla centrifugazione, per separare i residui solidi, e al degommaggio con acqua o acido (solforico o citrico), per rimuovere i pigmenti, le cere e i fosfatidi. Il trattamento è completato dalla neutralizzazione, che riduce l'acidità degli oli; è eseguita per via fisica, a elevata temperatura (240-260°C) e sottovuoto (1 mBar), o per via chimica, mediante saponificazione con sodio idrossido alla temperatura di 60-80°C.

Al termine della raffinazione, gli oli sono avviati alla trasformazione in biodiesel⁵.

⁴ www.cti2000.it/biodiesel.htm

⁵ www.cti2000.it/biodiesel.htm

2.3.2 *La rigenerazione degli oli e dei grassi animali e vegetali esausti di origine alimentare*

Nel corso dell'utilizzo per gli usi alimentari, gli oli e i grassi vanno incontro a un deterioramento, dovuto alle alte temperature della cottura. Oltre i 150°C, infatti, essi raggiungono il cosiddetto punto di fumo e i trigliceridi sono progressivamente scissi in digliceridi, monogliceridi e acidi grassi liberi, con conseguente aumento dell'acidità.

In funzione delle modalità di impiego (per esempio frequenza delle sostituzioni), gli oli e i grassi esausti possono assumere dei valori di acidità variabili tra il 2% e il 15%, mentre per la conversione a biodiesel l'acidità non deve superare il 4%.

La rigenerazione è finalizzata alla riduzione dell'acidità di questi materiali ed è condotta con soluzioni tecniche diverse e scelte in base ai valori di partenza.

A) Saponificazione con sodio idrossido: è indicata per acidità fino al 10%, perché con valori superiori le consistenti perdite di olio rendono antieconomico l'investimento: indicativamente per valori di acidità del 4% la perdita è del 1% in peso, per acidità del 10% la perdita è del 30% in peso. Il trattamento è condotto a 60-80°C ed è seguito dalla centrifugazione, per la separazione dei saponi, e dal degommaggio con acqua o acido (solforico o citrico), per la rimozione di fosfatidi, pigmenti e cere.

B) Sintesi dei gliceridi: è indicata per oli e grassi con valori di acidità tra il 10% e il 15%. Gli acidi grassi liberi sono convertiti in monogliceridi, digliceridi e trigliceridi a elevate temperature (250-260°C) e pressioni (0,5-0,6 MPa). La catalisi con ossido di zinco o zinco cloruro consente di operare a 220°C.

Al termine della rigenerazione, gli oli possono essere convertiti a biodiesel, anche in miscela con gli oli provenienti dalle colture dedicate⁶.

2.3.3 *La transesterificazione*

Con il termine transesterificazione si fa riferimento alla reazione di sintesi del biodiesel, cui partecipano gli oli vegetali e il metanolo o l'etanolo come reagenti e il potassio idrossido o l'acido solforico co-

⁶ www.mda.state.mn.us/ams/wastefatsfeasability.pdf

me catalizzatore. I prodotti della reazione sono gli esteri metilici (o metilesteri, ossia il biodiesel), con una resa del 90% in peso, e il glicerolo (o glicerina), con una resa del 10% in peso. La scissione dei trigliceridi, componenti degli oli, in esteri metilici ha l'effetto di ridurne la viscosità fino a valori prossimi a quelli del gasolio e, di conseguenza, di semplificare gli interventi necessari alla predisposizione dei motori, soprattutto per le applicazioni nell'autotrazione.

La transesterificazione può essere condotta ricorrendo a soluzioni tecniche alternative, che differiscono principalmente per le condizioni di temperatura e pressione a cui si opera. La scelta tecnologica scaturisce dalla valutazione delle capacità produttive desiderate, della qualità degli oli vegetali e dell'investimento economico, che si intende realizzare.

A) Processo a temperatura ambiente: è la soluzione tecnica più semplice ed è indicata per impianti di piccola taglia (capacità produttiva inferiore a 6.000 tonnellate l'anno); la reazione è condotta in discontinuo (*in batch*) alla temperatura di 20°C e alla pressione atmosferica. Come catalizzatore è utilizzato il potassio idrossido e l'acidità degli oli di partenza deve essere inferiore al 1%.

B) Processo a temperatura medio-alta: la reazione è condotta in continuo o in discontinuo alla temperatura di 70°C e alla pressione atmosferica. Come catalizzatore è impiegato il potassio idrossido e gli oli vegetali devono garantire un'elevata qualità (acidità inferiore all'1%).

C) Processo a elevate temperatura e pressione: è la soluzione più sofisticata ed economicamente onerosa, a causa delle condizioni di reazione imposte; appare, pertanto, giustificata per capacità produttive consistenti (almeno 25.000 tonnellate/anno). La reazione è condotta generalmente in continuo alla temperatura di 220°C e alla pressione di 50 MPa. Come catalizzatore è utilizzato l'acido fosforico ed è tollerata una qualità degli oli vegetali più scarsa (acidità inferiore al 4%).

Al termine della transesterificazione, si procede con l'estrazione del metanolo residuo, usato sempre in eccesso, e del glicerolo mediante lo stripping sottovuoto. Il metanolo è riutilizzato in testa all'impianto, mentre il glicerolo è purificato e collocato sul mercato per l'impiego nelle industrie di farmaceutica e cosmetica⁷.

⁷ www.cti2000.it/biodiesel.htm

2.4 I costi di investimento e di gestione della filiera

La realizzazione di un impianto per la produzione del biodiesel è associata a dei costi che dipendono dalla capacità produttiva. Nelle tabelle 3 e 4 sono riportati i costi di investimento e di gestione, relativi a impianti di taglia media e grande nei mercati statunitense ed europeo.

Tabella 3 - I costi di investimento e di gestione di impianti di biodiesel di taglia media e grande nel mercato statunitense. I costi di gestione sono calcolati al netto dei ricavi⁸

Capacità produttiva [t/anno]	Materie prime	Costi di investimento [€]	Costi di gestione [€/anno]	Costo di produzione [€/t]
10.000	oli e grassi esausti	3.200.000	3.657.000	360
10.000	oli e grassi esausti	2.800.000	4.600.000	450
10.000	olio di soia	2.600.000	5.450.900	540
40.000	olio di soia e oli esausti	11.600.000	13.019.000	330
40.000	olio di soia e oli esausti	11.600.000	15.182.500	380
40.000	oli esausti	10.400.000	16.900.000	420
40.000	olio di soia	9.600.000	20.303.500	510

Tabella 4 - I costi di investimento di impianti di biodiesel di taglia media e grande nel mercato europeo⁹

Capacità produttiva [t/anno]	Materie prime	Soluzioni tecniche	Costi di investimento [€]
40.000 (Zisterdorf, Austria)	oli e grassi esausti (90%) olio di colza (10%)	processo continuo rapido ("Continuous Trans Esterification Reactor", CTER); resa della trasformazione da olio a biodiesel del 99,8%	5.000.000
50.000 (Arnoldstein, Austria)	oli esausti (70%) grassi animali (10%) olio di colza (20%)	processo semicontinuo; resa della trasformazione da olio a biodiesel del 92%	14.500.000
50.000 (Polna, Repubblica Ceca)	olio di colza (100%)	incluso impianto di estrazione	7.300.000

⁸ State-wide feasibility study for a potential New York State biodiesel industry, (2003), www.nysl.nysed.gov

⁹ Best case studies on biodiesel production plants in Europe, IEA Bioenergy, (2004).

Nella tabella 5 sono riportati i costi di investimento e di gestione degli impianti di taglia piccola, che in linea generale si avvalgono della transesterificazione a temperatura ambiente o medio-alta. Nei costi sono incluse le voci relative all'estrazione meccanica e alla raffinazione degli oli, nella prospettiva di realizzare delle filiere corte con la partecipazione diretta degli agricoltori. La superficie agricola asservita è stata stimata con un dato di produzione agronomica media di 0,75 t/ha di olio, calcolata con una produzione di semi di 2,5 t/ha.

Tabella 5 - I costi di realizzazione e di gestione degli impianti di piccola taglia per la produzione del biodiesel¹⁰

Capacità produttiva [t/anno]	Superficie agricola asservita [ha]	Costi di investimento [€]	Costi di gestione [€/anno]
1.500	2.000	420.000	685
3.000	4.000	622.000	1.216
6.000	8.000	1.215.500	2.305.000

2.5 Il bilancio energetico della filiera

Il problema della stima del bilancio energetico di un biocarburante

La valutazione del bilancio energetico, inteso come rapporto tra il contenuto energetico del combustibile (output) e l'energia assorbita dal processo produttivo (input), è strategica per stabilire la sostenibilità energetica di un biocarburante, ma al contempo è affetta da un'insita variabilità, che può condurre a esiti significativamente diversi. Se da un lato, infatti, l'energia contenuta nel biocarburante è indicata in misura univoca dal suo potere calorifico inferiore, la quantificazione dell'energia assorbita dal ciclo produttivo può essere basata su assunti differenti, se si considerano o meno alcune voci nel calcolo degli input, quali per esempio la sintesi dei prodotti fitochimici e l'incidenza dei trasporti.

Il computo, inoltre, subisce sostanziali variazioni, in seguito alle diverse strategie di valorizzazione dei sottoprodotti¹¹.

In questo volume i risultati del bilancio energetico sono stati esposti, sia come valori medi, sia come intervalli, individuati dalla consultazione di vari studi.

¹⁰ www.ageratec.se

¹¹ Gnansounou E., Dauriat A., *Energy balance of bioethanol: a synthesis*, www.eners.ch/downloads/eners_0510_ebce_paper.pdf

Nel corso della produzione del biodiesel, la fase agronomica incide per 9,1 MJ/kg se si utilizza il girasole e 16,5 MJ/kg, se si impiega il colza. Complessivamente l'energia richiesta per la produzione del biodiesel è quantificata in 18,1 MJ/kg, utilizzando il girasole, e di 21,7 MJ/kg, impiegando il colza (tabelle 6 e 7).

Tabella 6 - Gli input energetici della fase agronomica per la produzione del biodiesel¹²

Costo energetico della fase agronomica	Girasole [GJ/ha]	Colza [GJ/ha]
Combustibile fossile	9-19	5-19
Azoto (come N)	5,3-9,2	4,6-9,2
Fosforo (come P ₂ O ₅)	1,4-1,7	1,0-1,7
Potassio (come K ₂ O)	0,5-1,0	0-1
Fitofarmaci	0,8-1,8	0,2-0,9
Semi, macchinari e altro	3,0-5,3	2,2-5,2
Totale	20-38	13-37

Tabella 7 - Gli input energetici per la produzione del biodiesel¹³

Costo energetico della produzione	Biodiesel dal girasole [MJ/kg]	Biodiesel dal colza [MJ/kg]
Produzione dei semi (1)	0,02	0,02
Lavorazioni del terreno	1,01	0,36
Semina	1,40	0,39
Fertilizzanti (2)	5,38	14,17
Fitofarmaci (3)	1,02	0,86
Raccolta dei semi	0,29	0,72
Totale della fase agronomica	9,12	16,52
Stoccaggio dei semi	0,24	0,10
Conversione industriale (4)	7,46	3,01
Trasporto (5)	1,32	2,03
Totale	18,14	21,66

(1) calcolata senza considerare l'utilizzo della semente

(2) inclusa la produzione dei fertilizzanti

(3) inclusa la produzione dei prodotti fitoiatrici

(4) estrazione, raffinazione, transesterificazione e stripping

(5) comprensivo del trasferimento al consumatore finale

¹² Venturi P. e Venturi G., (2003), *Analysis of energy comparison for crops in European agricultural systems*, Biomass and bioenergy, 25: 235-255.

¹³ www.cti2000.it/biodiesel.htm

Il biodiesel, con un potere calorifico inferiore medio di 37 MJ/kg, pertanto, evidenzia un bilancio energetico di 2,0, se prodotto dal girasole, e 1,7, se prodotto dal colza.

Il bilancio migliora a 3,1 e 3,0, rispettivamente per il girasole e il colza, se nel computo degli *output* si include il contenuto energetico del pannello e dei residui colturali.

Capitolo 3

Gli oli vegetali puri

3.1 Le caratteristiche chimiche, fisiche e merceologiche

Con il termine oli vegetali puri, si intendono gli oli prodotti dai semi oleosi mediante pressione o estrazione, greggi o raffinati, ma chimicamente non modificati.

In considerazione delle loro proprietà chimiche, fisiche e merceologiche, possono essere utilizzati in sostituzione del gasolio nei motori a ciclo Diesel (tabella 8).

Tabella 8 - Le principali caratteristiche chimiche, fisiche e merceologiche degli oli vegetali puri e del gasolio¹⁴

Caratteristica	Olio di girasole	Olio di colza	Olio di soia	Olio di palma	Gasolio*
Potere calorifico inferiore (PCI) [MJ/kg]	39,6	37,4	36,8	36,5	42
Contenuto in ossigeno [% in peso]	10	10,4	10,3	11,5	assente
Numero di iodio	110-143	94-120	117-143	35-61	8,6
Numero di cetano	37	32-37,6	36-39	38-42	48
Flash point [°C]	274	246	254	-	72
Punto di intorbidamento [°C]	7,2	-3,9	-3,9	-	-17
Punto di scorrimento [°C]	-15,0	-31,7	-12,2	-	-26
Viscosità [cSt]	37,1 (a 38°C)	37 (a 38°C)	28,5-32,6 (a 38°C)	8,3 (a 100°C)	2,6 (a 38°C)
Stato	liquido	liquido	liquido	liquido	liquido
Aspetto	limpido	limpido	limpido	limpido	limpido

*valore medio -: dato non disponibile

¹⁴ www.cti2000.it/biodiesel.htm

Ai fini dell'impiego energetico, il principale parametro che differenzia gli oli vegetali puri dal gasolio è la loro maggiore viscosità.

L'infiammabilità di tali oli (*flash point* più alto di quello del gasolio), conferisce a questo biocarburante una maggiore sicurezza nelle operazioni di manipolazione, trasporto e stoccaggio.

Per alcune proprietà chimiche, fisiche e merceologiche, invece, il comportamento degli oli vegetali puri è peggiore di quello del gasolio. Il loro più alto numero di iodio conferisce a questo biocarburante una maggiore tendenza al deterioramento a causa della formazione di gomme.

La densità energetica degli oli vegetali puri, espressa dal PCI, è inferiore a quella del gasolio, sicché la sostituzione di un chilogrammo di gasolio implica l'utilizzo di 1,13 chilogrammi di oli vegetali puri.

Essi, inoltre, sono caratterizzati da una minore prontezza all'accensione, a causa del numero di cetano più basso di quello del gasolio. A questa caratteristica va ricondotta la tendenza a utilizzarli soprattutto nei motori a basso numero di giri.

I valori per i punti di intorbidamento e di scorrimento, più alti di quelli del gasolio, infine, incrementano la sensibilità di questo biocarburante alle problematiche legate all'uso nei mesi invernali.

3.2 Le materie prime

Nelle condizioni pedo-climatiche italiane, le colture oleaginose impiegate per la produzione degli oli vegetali puri sono il colza, il girasole e in misura inferiore la soia, mentre gode di crescente interesse la coltivazione del cavolo dell'Abissinia (*Brassica carinata*).

Per queste colture la tabella 9 riporta le caratteristiche di rilievo nell'ottica di adottarle nella filiera agroenergetica degli oli vegetali puri.

Tabella 9 - Le principali caratteristiche produttive delle colture oleaginose in Italia¹⁵

Coltura oleaginosa	Produzione di semi [t/ha]	Contenuto in materia grassa [% in peso]	Resa media in oli vegetali puri* [t/ha]	Conto culturale* €/ha]
Colza	1,5-2,1	41-50	0,8	500
Girasole	2,0-3,2	48-55	1,0	600
Soia	2,9-3,6	18-21	0,5	800
Cavolo dell'Abissinia	2,9-3,5	30-39	0,9	400

*valore medio

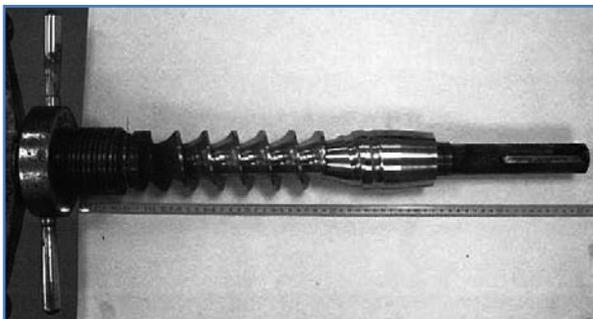
¹⁵ Dati congiunturali ISTAT relativi al 2005, www.istat.it

3.3 Le tecnologie e i processi di produzione

Gli oli vegetali puri sono prodotti mediante l'estrazione meccanica a freddo o a caldo dei semi oleosi in unità operative, costituite da un sistema di vagliatura ed, eventualmente, di pretrattamento (decorticazione, macinazione, riscaldamento e condizionamento), da una pressa generalmente a vite, da una o più vasche per la decantazione dell'olio grezzo e da un sistema di filtrazione (con filtri a carbone, filtri a piastre o per centrifugazione). L'unità è completata dai serbatoi di stoccaggio dei semi e dell'olio filtrato. Tra le componenti del frantoio, la pressa è l'elemento meccanico più rilevante sotto il profilo tecnico e, di conseguenza, economico, poiché il rendimento dell'estrazione (ossia la percentuale di olio estratto dai semi) e la capacità produttiva (ossia la quantità di olio estratto nell'unità di tempo) condizionano la produttività dell'intero impianto.

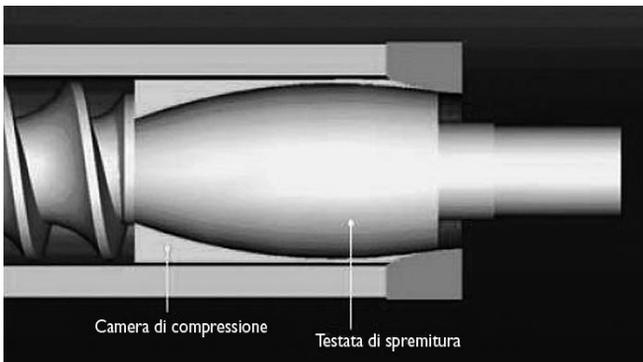
Le presse si distinguono in continue e discontinue in relazione alle modalità di funzionamento. L'estrazione con le presse discontinue è applicata in impianti di piccola taglia e avviene mediante cicli di compressione, esercitata da un pistone che scorre all'interno di un cilindro. Le presse continue trovano una più diffusa applicazione e si basano su un processo di compressione, che ha luogo tra le pareti interne di una camera cilindrica e un elemento meccanico (generalmente la vite di spremitura) posto al suo interno, in rotazione sul proprio asse longitudinale. La vite di spremitura presenta una manovella esterna alla camera, provvista di filettatura interna, che consente l'avanzamento longitudinale della vite stessa all'interno della camera. Nella porzione centrale della vite vi è una sequenza di spire adibite al trasporto dei semi, mentre nella parte terminale si trova la testata di spremitura che, inserita nella camera cilindrica, costituisce la camera di compressione (figura 2).

Figura 2 - Una vite di spremitura. Fonte: Bracco srl



L'azione di compressione è dovuta al progressivo restringimento del volume nella camera. Il volume di compressione può essere variato, poiché gli spazi tra la vite e la superficie interna del cilindro possono essere modificati, spostando la testata lungo l'asse longitudinale della pressa (figura 3). Diminuendo il volume di compressione si determina l'aumento della pressione, cui sono sottoposti i semi nel corso della spremitura. Nel corso dell'estrazione la temperatura subisce un innalzamento, per effetto dell'attrito tra i semi e le componenti della pressa, e può essere ulteriormente aumentata grazie a un sistema di termoregolazione.

Figura 3 - Lo spaccato laterale di una camera di compressione. Fonte: Bracco srl



Sia la pressione, sia la temperatura dell'estrazione condizionano significativamente la resa dell'estrazione; l'influenza della pressione sembra essere, tuttavia, più importante di quella della temperatura. Le rese medie in olio sono del 30-33% in peso, ma ottimizzando i parametri che regolano il processo si possono conseguire rese anche del 36% in peso¹⁶.

La semplicità impiantistica di questa filiera produttiva sta rendendo concreta la possibilità di realizzare delle filiere corte, in cui gli agricoltori effettuano anche le fasi a valle della produzione primaria, ossia l'estrazione degli oli e la produzione energetica.

In questa prospettiva un'opportunità, che appare ancora più interessante e concreta, è il completamento della filiera con un motore endotermico a ciclo Diesel per la vendita diretta dell'energia elettrica e termica, prodotte dalla combustione degli oli.

¹⁶ Ciaschini F., De Carolis C., Toscano G., (2005), "Aspetti tecnici ed economici della estrazione meccanica dell'olio di girasole a scopi energetici", *L'ingegneria agraria per lo sviluppo sostenibile dell'area mediterranea*, Catania.

Il sottoprodotto dell'estrazione meccanica degli oli è il pannello grasso, che, in virtù del buon valore economico dovuto all'elevato potere nutritivo, consente di migliorare i margini di guadagno della filiera. Il quadro normativo, introdotto dalla legge 266/2005 (Legge Finanziaria 2006) e confermato dalla Legge Finanziaria per il 2007, a favore della tassazione come reddito agrario dei proventi, ottenuti dalla vendita dell'energia elettrica e termica, sta favorendo lo sviluppo delle filiere corte e il coinvolgimento diretto degli agricoltori nel mercato dell'energia.

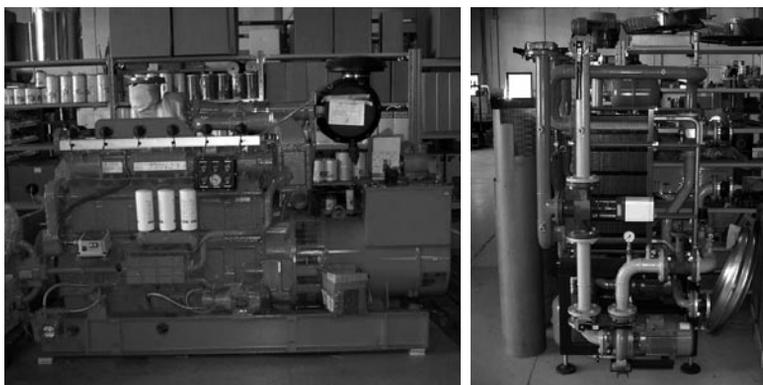
Lo stretto legame, instauratosi in questo scenario tra le produzioni agricola ed energetica, impone una breve anticipazione delle caratteristiche delle unità cogenerative, che sono oggetto di uno specifico capitolo del presente volume.

Il modulo di cogenerazione è costituito da un motore endotermico a ciclo Diesel, da un generatore, dai quadri di comando, controllo e scomparto di potenza e dal sistema di recupero termico e di dissipazione (figura 4).

L'alimentazione con gli oli vegetali puri, molto più viscosi del gasolio, è subordinata alla predisposizione del motore. I principali interventi sono a carico degli iniettori, il cui angolo di polverizzazione deve essere ampliato, e delle linee di distribuzione del carburante, che devono essere riscaldate per aumentare la fluidità degli oli¹⁷.

L'utilizzo degli oli vegetali puri, inoltre, impone più frequenti pulizia e manutenzione ordinaria e straordinaria dell'impianto.

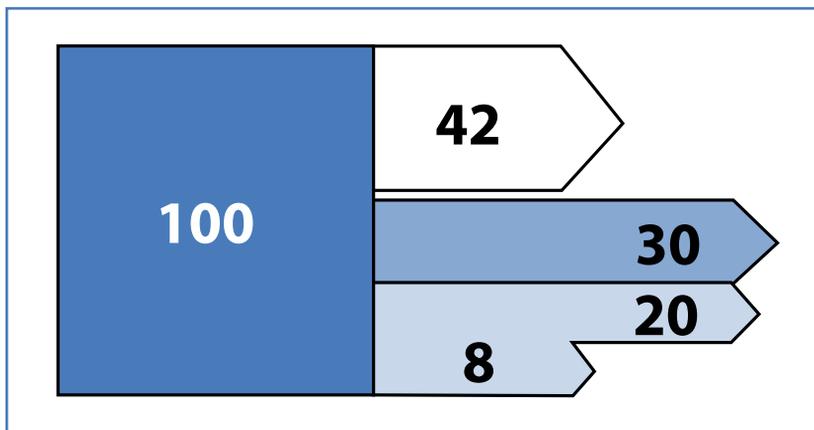
Figura 4 - Un'unità cogenerativa alimentata a oli vegetali puri; a sinistra lo scambiatore di calore. Fonte: C.E.T.A.



¹⁷ www.cti2000.it/biodiesel.htm

La cogenerazione è uno dei principali strumenti per l'uso efficace ed efficiente dell'energia: il rendimento energetico complessivo è prossimo al 90%, la componente di rendimento elettrico è del 36-42%, a seconda della potenza, mentre il recupero termico dal raffreddamento del motore e dei gas di scarico ha un rendimento termico del 48-54% (figura 5).

Figura 5 - Il rendimento di un'unità cogenerativa. Fonte: C.E.T.A.



3.4 I costi di investimento e di gestione della filiera

I costi indicativi per l'acquisto e la gestione della produzione degli oli vegetali puri mediante l'estrazione meccanica sono riportati nella tabella 10. Sui costi di gestione la voce con la maggiore incidenza riguarda la pulizia e la sostituzione dei filtri.

Tabella 10 - I costi di investimento e di gestione degli impianti di estrazione meccanica

Capacità produttiva [t/h]	Costi di investimento [€]	Costi di gestione [€/t di olio]
0,1	30.000	12
1	240.000	10

Nell'ipotesi di completare la filiera con il motore sono di seguito forniti dei costi indicativi per l'acquisto del motore (tabella 11).

Tabella 11 - I costi di investimento e di gestione dei motori a ciclo Diesel predisposti per gli oli vegetali puri

Potenza nominale [kWe]	Costi di investimento [€]	Costi di gestione [c€/kWhe]
700	500.000	2,5
1.000	700.000	2,3

I valori forniti hanno la sola finalità di dare delle indicazioni di carattere generale e contingenti alla situazione attuale e va sottolineato come i costi subiscano delle significative fluttuazioni in risposta al variare della domanda e dell'offerta e al miglioramento tecnologico.

3.5 Il bilancio energetico della filiera

La produzione degli oli vegetali puri necessita degli *input* energetici nella fase agronomica, nello stoccaggio dei semi e nell'estrazione meccanica.

Per i valori relativi alla fase agronomica e allo stoccaggio si fa riferimento alla tabella 7, mentre l'estrazione meccanica incide per 3,60 MJ/kg di olio prodotto (tabella 12).

Tabella 12 - Gli input energetici per la produzione degli oli vegetali puri¹⁸

Costo energetico della produzione	Oli vegetali puri dal girasole [MJ/kg]	Oli vegetali puri dal colza [MJ/kg]
Totale della fase agronomica (1)	9,12	16,52
Stoccaggio dei semi (1)	0,24	0,10
Estrazione	3,60	3,60
Trasporto (2)	0,05	0,19
Totale	13,01	20,41

(1) dettagli nella tabella 7

(2) nell'ipotesi dello stoccaggio e dell'estrazione presso l'azienda

A fronte di una densità energetica media di 37 MJ/kg, il bilancio energetico per gli oli vegetali puri è di 2,8, se prodotti dai semi di girasole, e di 1,8, se prodotti dai semi di colza.

¹⁸ www.cti2000.it/biodiesel.htm

Se nel calcolo si considera anche l'*output* rappresentato dal pannello e dai residui colturali, il bilancio migliora a 3,4 e 4,3, rispettivamente per colza e girasole^{19,20}.

¹⁹ www.cti2000.it/biodiesel.htm

²⁰ *Agroenergie: filiere locali per la produzione di energia elettrica da girasole*, Progetto Probio - Filiere biocombustibili dal girasole, Università politecnica delle Marche.

Capitolo 4

Il bioetanolo

4.1 Le caratteristiche chimiche, fisiche e merceologiche

È definito bioetanolo, l'etanolo (o alcol etilico) ricavato dalla biomassa e/o dalla parte biodegradabile dei rifiuti. La sua classificazione come biocarburante di prima o di seconda generazione è basata esclusivamente sulle materie prime impiegate, poiché le caratteristiche del prodotto finale sono identiche.

Il bioetanolo, in virtù delle sue proprietà chimiche, fisiche e merceologiche, è in grado di sostituire la benzina nei motori a ciclo Otto; è plausibile che, una volta terminata la sperimentazione motoristica, possa essere utilizzato anche nei motori a ciclo Diesel.

Nella tabella 13 sono riportate le caratteristiche chimiche, fisiche e merceologiche di maggiore rilievo per l'utilizzo del bioetanolo nei motori a ciclo Otto.

Tabella 13 - Le caratteristiche chimiche, fisiche e merceologiche del bioetanolo e della benzina²¹

Caratteristica	Bioetanolo*	Benzina*
Potere calorifico inferiore (PCI) [MJ/kg]	27	44
Contenuto in ossigeno [% in peso]	35	assente
Motor Octane Number (MON)	96	85
Research Octane Number (RON)	130	95
Numero di ottano (valore medio tra MON e RON)	113	90
Temperatura di ebollizione [°C]	78	100
Tensione di vapore [kPa]	124	85
Stato	liquido	liquido
Aspetto	limpido	limpido

*valore medio

²¹ ARCO Chemical Europe (1996) e www.eere.energy.gov

Per alcune proprietà il bioetanolo ha un comportamento migliore di quello della benzina.

Il biocarburante evidenzia una capacità antidetonante maggiore di quella della benzina, poiché presenta un valore più elevato per il numero di ottano. La volatilità del bioetanolo, espressa dalla temperatura di ebollizione e dalla tensione di vapore, è superiore a quella della benzina. Ne consegue una miscelazione con l'aria più veloce e omogenea nel corso della carburazione, che contribuisce a migliorare la combustione, l'avviamento a freddo del motore e le prestazioni in accelerazione.

La principale caratteristica che rende il bioetanolo un carburante dal comportamento peggiore rispetto a quello della benzina è la densità energetica: in considerazione dei valori di PCI, infatti, per sostituire un chilogrammo di benzina sono necessari 1,67 chilogrammi di bioetanolo. Nella tabella 14 sono poste a confronto le caratteristiche del bioetanolo e del gasolio, nell'ottica di utilizzare questo biocarburante nei motori a ciclo Diesel, mettendo a punto alcuni aspetti motoristici e legati alla sicurezza.

Tabella 14 - Le caratteristiche chimiche, fisiche e merceologiche del bioetanolo e del gasolio

Caratteristica	Bioetanolo*	Gasolio*
Potere calorifico inferiore (PCI) [MJ/kg]	27	42
Contenuto in ossigeno [% in peso]	35	assente
Numero di cetano	27	48
Flash point [°C]	13	72
Viscosità [cSt]	0,5 (a 20°C)	2,6 (a 20°C)
Stato	liquido	liquido
Aspetto	limpido	limpido

*valore medio

Le caratteristiche del bioetanolo conferiscono a questo biocarburante un comportamento generalmente peggiore di quello del gasolio.

La densità energetica del bioetanolo, espressa dal PCI, è inferiore a quella propria del gasolio: un chilogrammo di gasolio è energeticamente equivalente a 1,70 chilogrammi di bioetanolo.

Il bioetanolo evidenzia una prontezza all'accensione minore rispetto a quella del gasolio, come conseguenza del suo basso valore del numero di cetano.

Con un valore di *flash point* più basso di quello del gasolio, il bioetanolo presenta maggiori criticità nelle fasi di trasporto, manipolazione e stoccaggio.

4.2 Le materie prime

Il bioetanolo di prima generazione è prodotto dalle materie prime di natura zuccherina (o saccarifera) e amidacea (o amilacea), derivanti sia dalle colture dedicate, sia dai residui agricoli e dell'industria agroalimentare.

Sono comunemente denominate alcoligene le colture destinate a fornire prodotti agricoli, il cui impiego si colloca nella filiera del bioetanolo, in virtù del loro elevato contenuto in carboidrati. Quelle ritenute più indicate alle condizioni pedo-climatiche italiane sono la barbabietola da zucchero e il sorgo zuccherino, per quanto riguarda le saccarifere, e il mais, per quanto concerne le amidacee.

Nella tabella 15 sono riportate le caratteristiche di maggiore interesse nell'ottica di inserire queste colture nelle filiere agroenergetiche.

Tabella 15 - Le principali caratteristiche produttive delle colture alcoligene saccarifere e amidacee in Italia

Coltura alcoligena	Produzione* [t/ha]	Contenuto in carboidrati* [% in peso]	Resa media in bioetanolo [t/ha]	Conto colturale* [€/ha]
Barbabietola da zucchero	47 (radici)	18 (saccarosio, glucosio, fruttosio)	4,5	1.450
Sorgo zuccherino	25 (steli)	15 (saccarosio, glucosio, fruttosio)	3,9	850
Mais	11 (granella)	70 (amido)	3,4	1.400

*valore medio

I residui agroalimentari, attualmente convertiti in bioetanolo, derivano dalla fermentazione del melasso, sottoprodotto della filiera per la produzione dello zucchero, dalla distillazione delle eccedenze del vino e delle materie vinose e dalla fermentazione delle eccedenze di frutta (distillazioni obbligatorie ai sensi dell'art. 27 e di crisi ai sensi dell'art. 30 del Regolamento (CE) n. 1493/1999).

La produzione del bioetanolo di seconda generazione, ossia quello ottenuto dalle materie prime ligno-cellulosiche, attualmente ha luogo soltanto alla scala pilota, poiché sono in corso di ottimizzazione alcune fasi della filiera. La complessità dell'impiego di queste materie prime è dovuta soprattutto all'elevata resistenza dei carboidrati in esse contenuti (cellulosa ed emicellulosa) a essere scissi in zuccheri fermentescibili.

Le materie prime di natura ligno-cellulosica per la produzione del bioetanolo possono provenire dalle colture dedicate o dalle biomasse residuali; le colture alcoligene ligno-cellulosiche ritenute più idonee alle condizioni pedo-climatiche italiane sono il sorgo da fibra, che garantisce anche la produzione di granella ricca in amido, la canna comune e il panico (tabella 16).

Tabella 16 - Le principali caratteristiche produttive delle colture alcoligene ligno-cellulosiche in Italia²²

Coltura alcoligena	Produzione* [t/ha s.s.]	Contenuto in carboidrati* [% in peso]	Conto colturale* [€/ha]
Sorgo da fibra	25 6 (granella)	11 (cellulosa) 18 (emicellulosa) 30 (amido)	850
Canna comune	25	31 (cellulosa) 22 (emicellulosa)	1.100
Panico	17	31 (cellulosa) 20 (emicellulosa)	400

*valore medio s.s.: sostanza secca

Le biomasse residuali, che possono essere utilizzate per la produzione del bioetanolo, sono i residui agroforestali e la frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU). La loro valorizzazione risulta strategica, in considerazione del basso valore di mercato e dell'ampia disponibilità (tabella 17).

Tabella 17 - La produzione media di residui colturali²³

Residuo colturale	Produzione media [t/ha]
Paglia di frumento tenero	3-6
Paglia di frumento duro	3-5
Paglia di altri cereali autunno-vernini	3-5,5
Paglia di riso	3-5
Stocchi di mais	4,5-6
Tutoli e brattee di mais	1,5-2,5
Sarmenti di vite	3-4
Frasche di ulivo	1-2,5
Residui di fruttiferi	2-3

²² A.A.V.V., (2006), *Energia dalle biomasse. Le tecnologie, i vantaggi per i processi produttivi, i valori economici e ambientali*, AREA Science Park (a cura di), Progetto Novimpresa.

²³ A.A.V.V., (2006), *Energia dalle biomasse. Le tecnologie, i vantaggi per i processi produttivi, i valori economici e ambientali*, AREA Science Park (a cura di), Progetto Novimpresa.

4.3 Le tecnologie e i processi di produzione

In considerazione dell'eterogeneità delle materie prime che possono essere utilizzate, la descrizione del processo per la produzione del bioetanolo è articolata in tre sezioni: saccarifera, amidacea (o amilacea) e ligno-cellulosica. Le sezioni della filiera si diversificano nella prima fase del processo, mentre coincidono negli ultimi segmenti (fermentazione, distillazione e disidratazione).

4.3.1 La sezione saccarifera

La sezione saccarifera per la produzione del bioetanolo gode di una processistica di impianto più semplice rispetto a quella delle altre sezioni della filiera, poiché le materie prime contengono i carboidrati già in forma fermentescibile (glucosio, fruttosio, saccarosio).

L'estrazione degli zuccheri

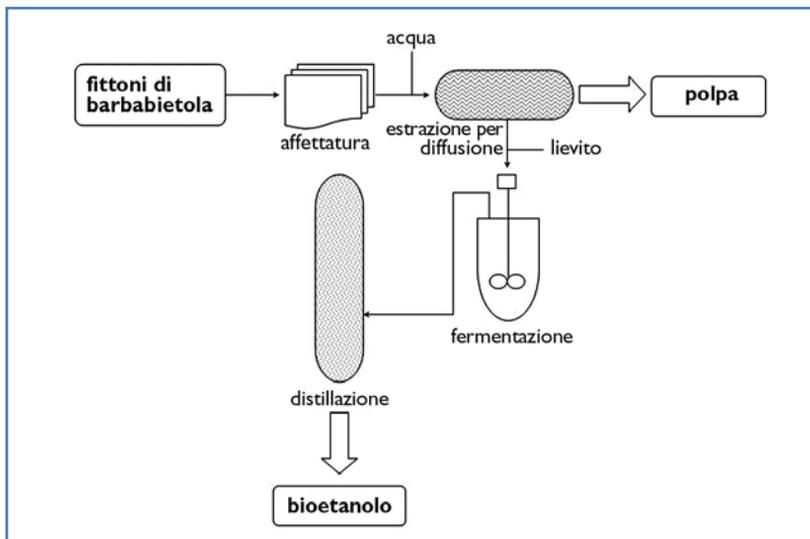
Questa fase si rende necessaria nell'ipotesi di utilizzare le colture saccarifere dedicate, mentre non è richiesta nel caso della valorizzazione delle biomasse residuali. L'estrazione è condotta con modalità diverse a seconda della coltura impiegata. Al termine dell'estrazione, il succo zuccherino è avviato alla fermentazione.

La barbabietola da zucchero

Nella barbabietola gli zuccheri sono accumulati nella radice fittonante nella percentuale media del 18% in peso come sostanza secca e sono estratti alla temperatura di 70-80°C per diffusione in soluzione acquosa o nel succo zuccherino diluito, previa riduzione a fette dei fittoni. Il sottoprodotto dell'estrazione è la polpa che, una volta essicata, può essere utilizzata nell'alimentazione zootecnica (figura 6)²⁴.

²⁴ Zimbardi F., Viola E., Gallifuoco A., De Bari I., Cantarella M., Barisano D., Braccio G., *Overview of the bioethanol production*, ENEA, www.cti2000.it

Figura 6 - Il processo per la produzione del bioetanolo dalla barbabietola. Fonte: C.E.T.A.



Il sorgo zuccherino

Il sorgo zuccherino è raccolto allo stadio in cui gli zuccheri (tabella 18) risultano accumulati nei tessuti dello stelo e raggiungono la percentuale del 11% in peso come sostanza secca.

Tabella 18 - La composizione degli zuccheri presenti nel sorgo

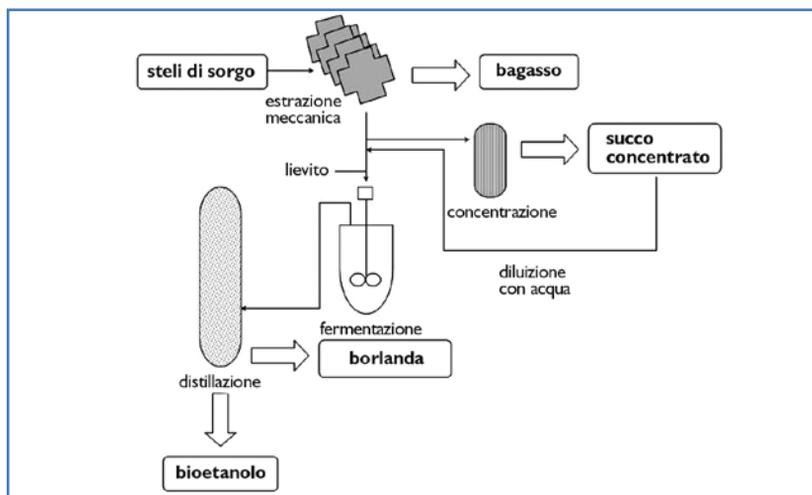
Tipo di zucchero	Contenuto medio [% in peso]
Saccarosio	85
Glucosio	9
Fruttosio	6

In considerazione dell'elevata fermentescibilità della biomassa raccolta, sono state sviluppate diverse strategie per migliorarne la conservabilità.

Una soluzione adottata prevede l'estrazione immediata degli zuccheri e la concentrazione dell'estratto dai 16°Brix iniziali ai 60°Brix, livello in cui l'attività microbica risulta inibita (figura 7)²⁵.

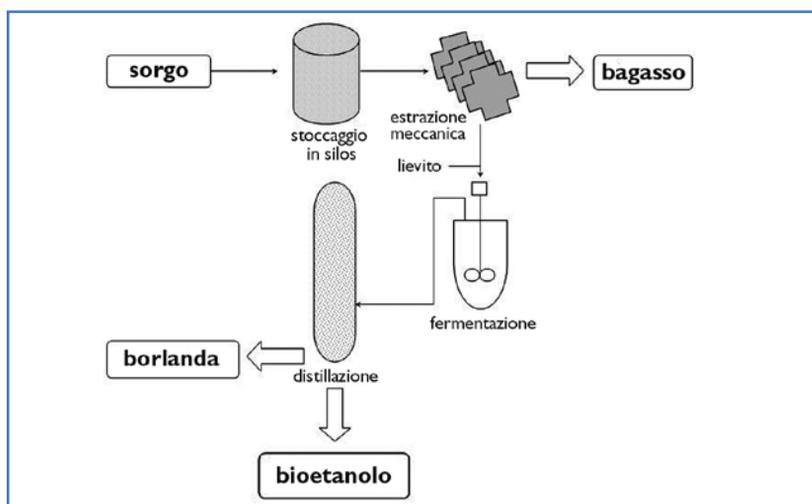
²⁵ dos Santos M.A., *Energy analysis of crops used for production ethanol and CO₂ emissions*, www.ivig.coppe.ufrj.br/doc/alcofoen.pdf

Figura 7 - Il processo per la produzione del bioetanolo dal sorgo con concentrazione del succo.
Fonte: C.E.T.A.



Una strategia alternativa prevede l'insilamento di tutta la biomassa raccolta, per favorire la parziale degradazione delle componenti polisaccaridiche (amido della granella eventualmente presente, cellulosa ed emicellulosa degli steli e delle foglie) presenti insieme agli zuccheri semplici.

Figura 8 - Il processo per la produzione del bioetanolo dal sorgo mediante l'insilamento.
Fonte: C.E.T.A.



Al termine dell'insilamento, la biomassa è sottoposta all'estrazione (figura 8)^{26, 27}.

L'estrazione può essere condotta ricorrendo a molteplici soluzioni tecniche, accomunate, tuttavia, da un elevato consumo idrico, indicativamente 0,4 kg. di acqua per chilogrammo di sorgo.

A) Estrazione meccanica con mulini: si avvale di una batteria di 5-7 mulini consecutivi, muniti di cilindri con scanalature che ne aumentano la superficie di estrazione.

B) Estrazione meccanica a pressa: l'impianto è allestito con una vite senza fine.

C) Estrazione idraulica per diffusione: la biomassa è sottoposta a una frantumazione e a un lavaggio in acqua alla temperatura di 50°C. Successivamente si procede con l'immersione in acqua o in una soluzione meno concentrata del succo; lo zucchero contenuto negli steli si discioglie nell'acqua o nella soluzione, in virtù del processo di osmosi.

D) Estrazione per centrifugazione: la biomassa tagliata è imbibita con acqua alla temperatura di 80°C e omogeneizzata con una vite; per azione dell'acqua si verifica la diffusione dello zucchero e successivamente il succo è separato per centrifugazione.

Il sottoprodotto dell'estrazione del sorgo è il bagasso, che può essere valorizzato come fertilizzante o recuperato per la produzione di energia termica, previa essiccazione (tabella 19)²⁸.

Tabella 19 - Le caratteristiche del bagasso per il suo recupero energetico o materiale

Caratteristica	Bagasso
Potere calorifico inferiore (PCI) [MJ/kg]	17,3
Contenuto in azoto [%]	0,45
Contenuto in fosforo (come P ₂ O ₅) [%]	0,22
Contenuto in potassio (come K ₂ O) [%]	0,71

²⁶ Linden J.C., Henk L.L., Murphy V.G., Smith D.H., Gabrielsen B.C., Tengerdy R.P., Czako L., (1987), "Preservation of potential fermentables sweet sorghum by ensiling", *Biotechnology and bioengineering*, Vol. 30: 860-867.

²⁷ Rains G.C., Cundiff J.S., Welbaum G.E., (1997), "Sweet sorghum for Piedmont ethanol industry", In: J. Janick and J.E. Simon (eds.), *New crops*, Wiley, New York, www.hort.purdue.edu

²⁸ *Production de bio-ethanol à partir du sorgho sucrier et de la betterave sucrière en Wallonie: Etude de faisabilité*, (1992), Sorghal.

4.3.2 La sezione amidacea

Questa sezione della filiera è caratterizzata dall'esigenza di trasformare l'amido, contenuto nella granella, in zuccheri fermentescibili mediante la reazione di idrolisi.

La macinazione della granella

La macinazione è finalizzata a ridurre la granulometria della granella, per massimizzare la resa della successiva fase di idrolisi.

La macinazione può essere condotta secondo due modalità:

- A) macinazione per via secca:** la granella è sottoposta a triturazione meccanica e solo successivamente è miscelata ad acqua (figura 9);
- B) macinazione per via umida:** la granella è pretrattata con una soluzione di anidride solforosa allo 0,1-0,2% in peso per 24-48 ore e alla temperatura di 50°C. Al termine del pretrattamento, l'amido è separato dalle altre componenti mediante macinazione. Questa soluzione tecnica è più energivora e costosa della precedente, ma è preferita per l'elevata purezza dell'amido ottenuto (figura 10).

Il sottoprodotto della macinazione è caratterizzato da un elevato potere nutrizionale, in virtù dell'alto contenuto in proteine, fibre e grassi. Il trattamento esclusivamente meccanico della macinazione per via secca garantisce un sottoprodotto qualitativamente superiore.

Nella sezione amidacea il residuo della macinazione è generalmente unito a quello della distillazione, contenente lievito e zuccheri, per formare un sottoprodotto unico, denominato DDGS (*Distillers Dried Grains with Soluble*) e destinato all'alimentazione animale²⁹.

L'idrolisi dell'amido

La rottura delle catene di amido in zuccheri fermentescibili è ottenuta mediante l'impiego di enzimi e avviene in due fasi.

La prima fase, detta liquefazione, è finalizzata a ridurre la lunghezza delle catene dell'amido e si avvale dell'enzima α -amilasi.

La seconda fase, denominata saccarificazione, è diretta alla liberazione degli zuccheri fermentescibili (principalmente glucosio) e avviene a opera dell'enzima gluco-amilasi.

Al termine dell'idrolisi si procede con la fermentazione alcolica.

²⁹ Zimbardi F., Viola E., Gallifuoco A., De Bari I., Cantarella M., Barisano D., Braccio G., *Overview of the bioethanol production*, ENEA, www.cti2000.it

Figura 9 - Il processo per la produzione del bioetanolo dal mais mediante la macinazione per via secca. Fonte: C.E.T.A.

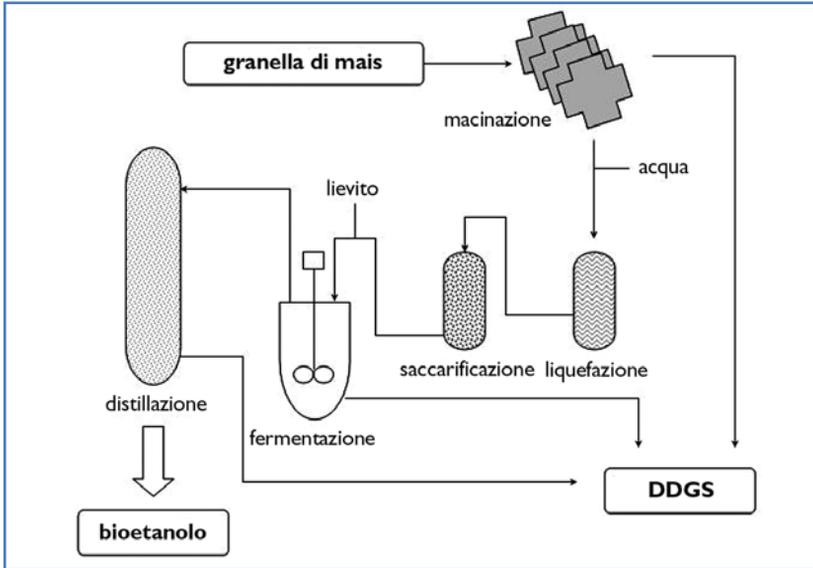
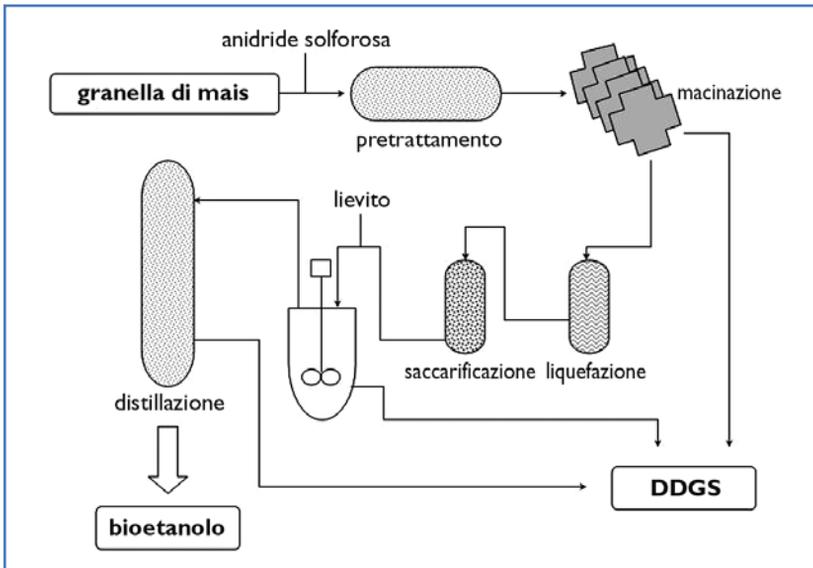


Figura 10 - Il processo per la produzione del bioetanolo dal mais mediante la macinazione per via umida. Fonte: C.E.T.A.



4.3.3 La sezione ligno-cellulosica

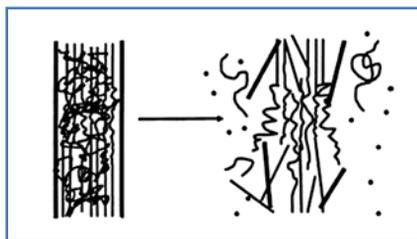
La sezione ligno-cellulosica per la produzione del bioetanolo è gravata da una complessità, che a oggi la penalizza rispetto alle altre sezioni della filiera, e che ne giustifica l'attuale stato di immaturità tecnologica. Nella parete cellulare, infatti, l'emicellulosa e la cellulosa, convertibili in bioetanolo, sono saldamente strutturate con la lignina, non trasformabile in bioetanolo. Alcuni zuccheri semplici, liberati nel corso della degradazione dell'emicellulosa (xilosio, arabinosio, mannosio), inoltre, risultano difficilmente fermentescibili.

La ricerca scientifica sta mettendo in atto importanti investimenti in questo settore per il superamento degli attuali ostacoli^{30, 31, 32}.

Il pretrattamento della biomassa

Questa operazione è diretta a disorganizzare la struttura della parete cellulare e a separare la cellulosa e l'emicellulosa dalla lignina (figura 11)^{33,34}.

Figura 11 - L'effetto del pretrattamento sulla struttura della parete cellulare; a sinistra: biomassa tal quale, a destra: biomassa pretrattata. Fonte: modificata da Mosile et. al., "Features of promising technologies for pretreatment of lignocellulosic biomass", *Bioresource technology*, vol. 96: 673- 686 (2005)



Il pretrattamento può essere condotto secondo diverse modalità:

A) pretrattamento con sodio idrossido: la soda è impiegata in soluzione acquosa al 8-12% in peso; il pretrattamento è condotto alla

³⁰ Hahn-Hägerdal B., Galbe M., Gorwa-Grauslund M.F., Lidén G., Zacchi G., (2006), "Bio-ethanol – fuel of tomorrow from the residues of today", *Trends in Biotechnology*, Vol. 24, 12: 549-556.

³¹ Lynd L.R., Jin H., Michels J.G., Wyman C.E., Dale B., (2002), *Bioenergy: background, potential and policy*, http://i-farmtools.org/ref/Lynd_et_al_2002.pdf

³² Lynd L.R., Weimer P.J., van Zyl W.H., Pretorius I.S., (2002), "Microbial cellulose utilization: fundamentals and biotechnology", *Microbiology and molecular biology review*, Sept.: 506-577.

³³ Lynd L.R., (1996), "Overview and evaluation of fuel ethanol from cellulosic biomass: technology, economics, the environment and policy", *Annu. Rev. Energy Environ.*, Vol. 21: 402-465.

³⁴ Lynd L.R., Weimer P.J., van Zyl W.H., Pretorius I.S., (2002), "Microbial cellulose utilization: fundamentals and biotechnology", *Microbiology and molecular biology review*, Sept.: 506-577.

temperatura di 80-120°C e ha una durata di 30-60 minuti. Questa soluzione tecnica è gravata dagli elevati costi, legati all'impiego di reagenti chimici e alle misure di sicurezza nelle fasi di stoccaggio e manipolazione;

- B) pretrattamento di “steam explosion”:** la biomassa è saturata con acqua, per azione del vapore acqueo a pressione (1,5-4,0 MPa) e temperatura (180-230°C) elevate per un tempo variabile di 1-10 minuti; la biomassa è successivamente estrusa in un reattore a pressione atmosferica, dove subisce una rapida espansione. Le condizioni imposte hanno anche l'effetto di innescare una parziale idrolisi delle catene di cellulosa ed emicellulosa. Sul costo di questo pretrattamento esercita una forte incidenza l'assorbimento energetico;
- C) pretrattamento di “steam explosion” con anidride solforosa:** l'anidride solforosa, utilizzata in forma gassosa, ha l'effetto di acidificare la biomassa prima di sottoporla al pretrattamento di *steam explosion* e di favorire l'innescare dell'idrolisi della cellulosa e dell'emicellulosa. L'utilizzo di reagenti e l'assorbimento energetico rendono i costi di pretrattamento molto elevati;
- D) pretrattamento di “Ammonia Fiber EXplosion” (AFEX):** la biomassa è sottoposta all'azione dell'ammoniaca alla temperatura di 27°C e alla pressione di 1,24 MPa; la successiva brusca riduzione della pressione determina la rapida espansione della biomassa pretrattata. I costi sono molto elevati e possono essere ridotti sostituendo l'ammoniaca con anidride carbonica, come fluido supercritico, operando a valori di pressione di 7,6-20,7 MPa;
- E) pretrattamento biologico:** si avvale dell'impiego di microrganismi, che disgregano la parete cellulare, degradando la lignina. In particolare sono in corso di studio su alcuni funghi basidiomiceti, tra cui *Phanerochaete chrysosporium*. I risultati finora conseguiti, tuttavia, mettono in evidenza come i pretrattamenti di natura chimica e chimico-fisica siano più promettenti, soprattutto per il rendimento della successiva idrolisi enzimatica³⁵.

I principali margini di miglioramento a carico del pretrattamento interessano l'efficienza e l'incidenza sul costo di produzione.

Un effetto indesiderato del pretrattamento è la formazione di sotto-

³⁵ Chandel A.K., Chan E.S., Rudravaram R., Narasu M.L., Rao L.V., Ravindra P., (2007), “Economics and environmental impact of bioethanol production technologies: an appraisal”, *Biotechnology and molecular biology review*, Vol. 2, (1): 14-32.

prodotti (composti ottenuti dalla degradazione del furano, acidi organici a basso peso molecolare, composti fenolici), che inibiscono l'attività fermentativa dei microrganismi.

Questi inibitori possono essere rimossi mediante un processo di detossificazione con latte di calce, condotta in due fasi: la prima fase a valori di pH di 9-11 e alla temperatura di 50-60°C per 30 minuti, la seconda a pH 6 e alla temperatura di 30°C. Gli inibitori sono separati mediante precipitazione e successiva filtrazione a 0,2 μm ^{36, 37, 38, 39}.

La biomassa pretrattata e detossificata è avviata all'idrolisi enzimatica.

L'idrolisi della cellulosa e dell'emicellulosa

Sebbene l'idrolisi possa essere condotta con agenti chimici (generalmente acido solforico), questa opzione è sfavorita a causa degli elevati costi per l'acquisto e la gestione dei reagenti, mentre è caldeggiata l'idrolisi enzimatica⁴⁰.

Per la rottura delle catene di cellulosa ed emicellulosa si ricorre a tre famiglie di enzimi, isolati principalmente dal fungo ascomicete *Trichoderma reesei* (figura 12).

- Le endocellulasi (1,4- β -D-4-glucanidrolasi) scindono le catene al loro interno, rompendole in frammenti più corti.
- Le esocellulasi (1,4- β -D-glucan glucanoidrolasi o cellodestrinasi) attaccano le estremità delle catene, liberando zuccheri semplici (monomeri e dimeri).
- La β -glucoside glucoidrolasi scinde i dimeri in monomeri.

³⁶ Mohagheghi A., Ruth M., Schell D.J., (2006), "Conditioning hemicellulose hydrolysates for fermentation: effects of overliming pH on sugar and ethanol yields", *Process Biochemistry*, Vol. 41: 1806-1811.

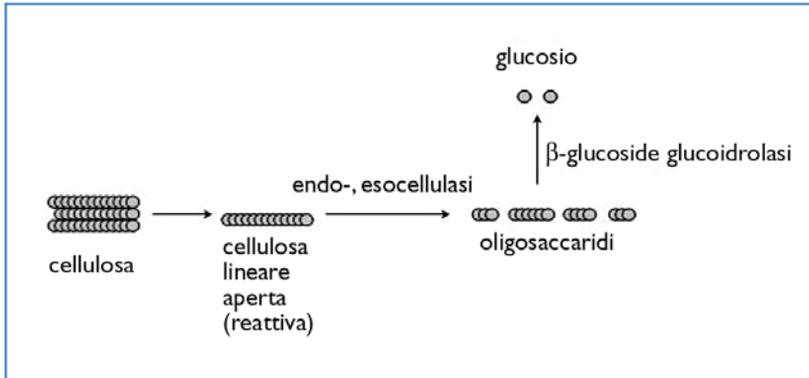
³⁷ Kim J.S., Lee Y.Y., Torget R.W., (2001), "Cellulose hydrolysis under extremely low sulphuric acid and high-temperature conditions", *Applied biochemistry and biotechnology*, 91-93: 331-340.

³⁸ Liao W., Liu Y., Lui C., Wen Z., Chen S., (2006), "Acid hydrolysis of fibers from dairy manure", *Bioresource technology*, Vol. 97: 1687-1695.

³⁹ Nguyen Q., (1998), *Milestone completion report: evaluation of a two-stage dilute sulphuric acid hydrolysis process*, Internal Report, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, www1.eere.energy.gov/biomass/dilute_acid.html

⁴⁰ Choi C.H., Mathews A.P., (1996), "Two-step acid hydrolysis process kinetics in the saccharification of low-grade biomass: I. Experimental studies on the formation and degradation of sugar", *Bioresource technology*, Vol. 58: 101-106.

Figura 12 - L'idrolisi enzimatica della cellulosa. Fonte: C.E.T.A.



Le attività di ricerca in questo segmento produttivo sono tese a semplificare il processo, integrando l'idrolisi enzimatica con le successive fasi della trasformazione.

La biomassa idrolizzata è avviata alla fermentazione alcolica.

4.3.4 La fermentazione alcolica

La fermentazione è la fase in cui gli zuccheri semplici sono convertiti in bioetanolo per azione di microrganismi.

Il microrganismo comunemente adottato è il lievito della birra (*Saccharomyces cerevisiae*), la cui attività è ottimale alla temperatura di 33-35°C e pH di 3-5.

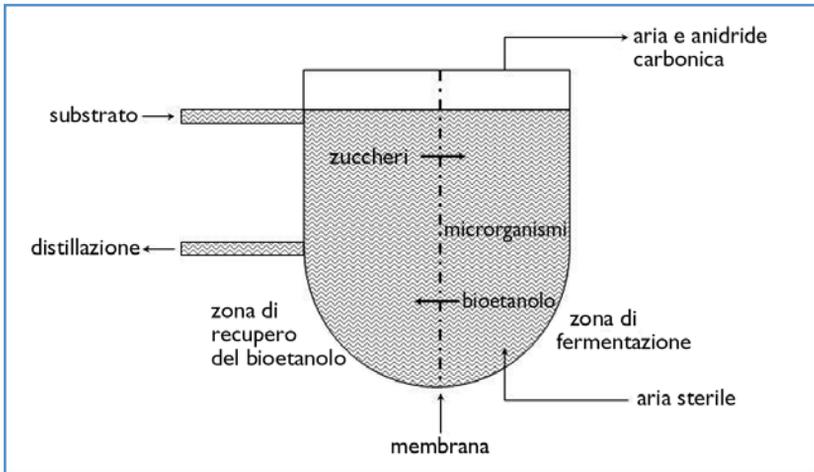
Questo lievito accumula il bioetanolo nel mezzo di crescita fino a una concentrazione massima dell'11% in volume, mentre risulta inibito per valori più alti.

Per superare questo limite fisiologico, è stata messa a punto la fermentazione in continuo, che si avvale di diverse soluzioni tecniche dirette a mantenere la concentrazione del bioetanolo in prossimità dei microrganismi entro dei valori di tolleranza⁴¹.

A) Fermentatore per dialisi: il reattore è diviso in due compartimenti da una membrana, impenetrabile da parte dei lieviti, ma permeabile al substrato e al bioetanolo. Un inconveniente alla sua utilizzazione è, tuttavia, l'alto costo delle membrane (figura 13).

⁴¹ Production de bio-ethanol à partir du sorgho sucrier et de la betterave sucrière en Wallonie: Etude de faisabilité, (1992), Sorghal.

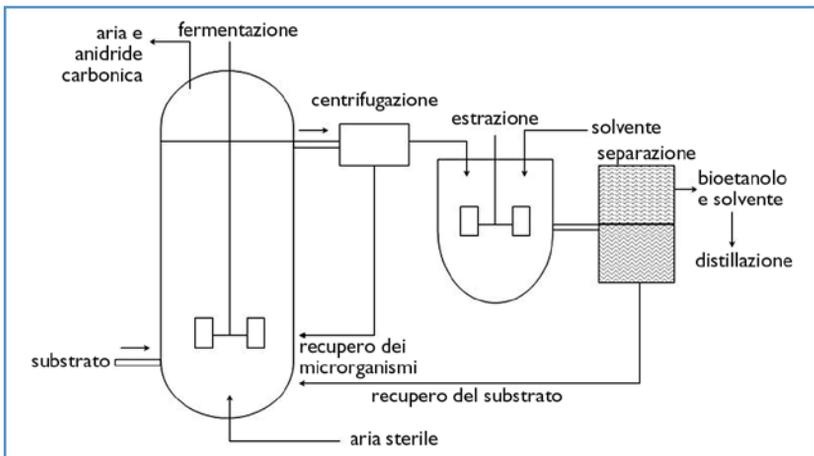
Figura 13 - Lo schema di funzionamento del fermentatore per dialisi. Fonte: C.E.T.A.



B) Fermentatore estrattivo: prevede l'estrazione in continuo del bioetanolo, che può essere conseguita con delle soluzioni tecniche alternative:

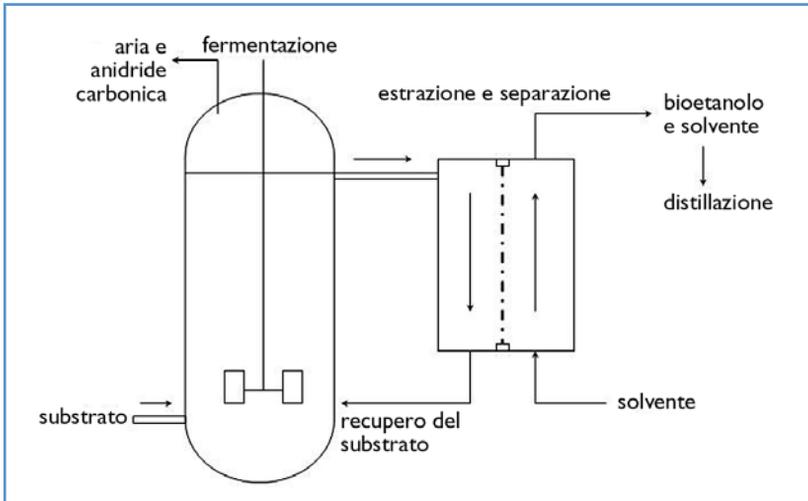
- estrazione liquido-liquido: il mezzo fermentato è prelevato in testa al fermentatore e centrifugato; il lievito è riciclato e il mezzo chiarificato è miscelato a un solvente di estrazione (*polipropilene-glicole*). Seguono la decantazione e il recupero del bioetanolo per distillazione, mentre il substrato è inviato al fermentatore (figura 14).

Figura 14 - Lo schema di funzionamento del fermentatore estrattivo liquido-liquido. Fonte: C.E.T.A.



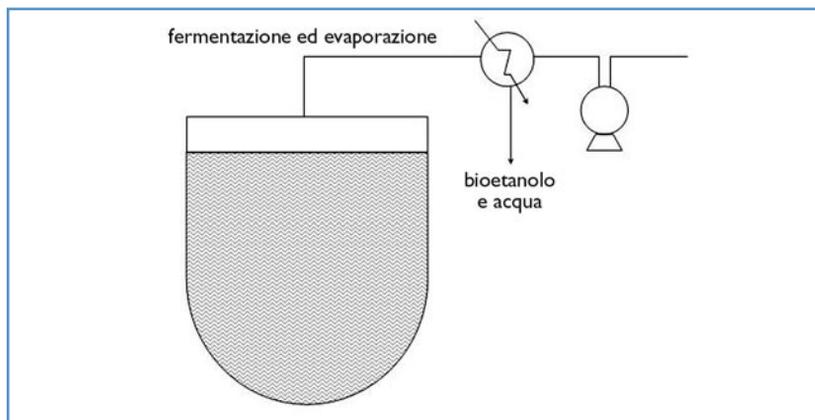
- estrazione con membrana: il mezzo fermentato, prelevato in testa al fermentatore, passa con un flusso con direzione tangente lungo una membrana permeabile al bioetanolo e al solvente. I limiti della sua utilizzazione sono legati agli alti costi delle membrane utilizzate (figura 15). Sono disponibili tre tipi di membrane: di ultrafiltrazione o microfiltrazione (permeabilità in funzione della dimensione delle particelle), di distillazione (permeabilità in funzione della tensione di vapore dei composti) e di pervaporazione (in silicone o polidimetilsiloxano, permeabili soltanto al bioetanolo);

Figura 15 - Lo schema di funzionamento del fermentatore estrattivo con membrana.
Fonte: C.E.T.A.



- estrazione mediante adsorbimento su silice o carboni attivi;
- estrazione mediante evaporazione in continuo (processo *Vacuferm*): la fermentazione è effettuata a pressione ridotta (30-50 mmHg) e prosegue con un'evaporazione in continuo dell'etanolo alla temperatura di fermentazione. Questa metodica ha una produttività molto elevata, ma non è mai stata applicata a livello industriale a causa del forte dispendio energetico legato al pompaggio dell'anidride carbonica prodotta e all'impostazione del vuoto (figura 16).

Figura 16 - Lo schema di funzionamento del fermentatore con il processo Vacuferm.
Fonte: C.E.T.A.



A livello industriale trovano una larga applicazione le soluzioni tecniche intermedie tra la fermentazione in discontinuo (*in batch*) e quella in continuo: la fermentazione *fed-batch* e la fermentazione semi-discontinua. Esse consentono di ottemperare alla duplice finalità di mantenere i valori di concentrazione del bioetanolo al di sotto della soglia di inibizione dei lieviti e di operare a condizione di volume variabile. La fermentazione *fed-batch* prevede l'alimentazione intermittente con un substrato nutritivo, contenente anche i microrganismi, mentre nella fermentazione semi-discontinua sono periodicamente addizionati solo i microrganismi⁴².

Le modalità con cui è condotta la fermentazione alcolica sono analoghe per tutte le sezioni della filiera del bioetanolo. La sezione lignocellulosica fa eccezione, ma solo in merito al tipo di microrganismo adottato: data la presenza di zuccheri difficilmente fermentescibili, derivanti dal catabolismo dell'emicellulosa, sono in corso di individuazione per la loro trasformazione in bioetanolo microrganismi più efficienti del tradizionale lievito della birra. Le ricerche sono focalizzate in particolare su *Escherichia coli*, *Thermoanaerobacter mathranii* e *Zymomonas mobilis*^{43,44}.

⁴² Belkis Gaylak e Fazilet Vardar Sukan, (1998), "Comparison on different production processes for bioethanol", *Turk. J. Chem.*, Vol. 22: 351 - 359.

⁴³ Kötter P., Ciriacy M., (1993), "Xylose fermentation by *Saccharomyces cerevisiae*", *Applied biochemistry and biotechnology*, Vol. 38: 776-783.

⁴⁴ Lynd L.R., Weimer P.J., van Zyl W.H., Pretorius I.S., (2002), "Microbial cellulose utilization: fundamentals and biotechnology", *Microbiology and molecular biology review*, Sept.: 506-577.

4.3.5 La distillazione

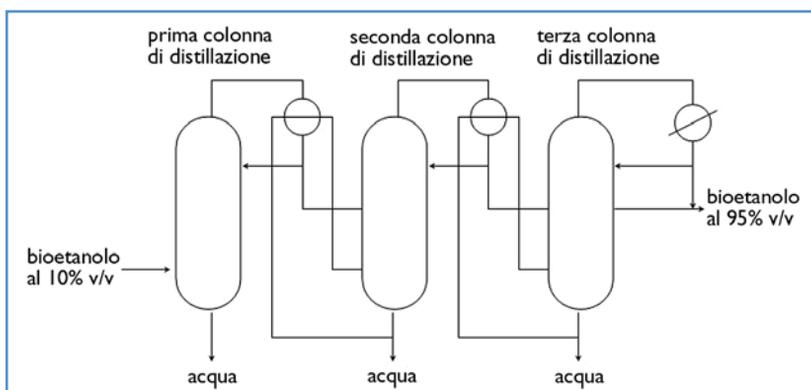
La distillazione chimica tradizionale è stata sostituita da soluzioni tecniche, caratterizzate da un minore consumo energetico.

A) Distillazione a effetto multiplo: si utilizzano più colonne poste in serie operanti a pressioni progressivamente minori, in modo che i vapori di testa di una colonna si condensino e forniscano l'energia necessaria all'ebollizione della colonna successiva (figura 17).

B) Compressione meccanica del vapore: la compressione dei vapori di testa della colonna rende disponibile del calore, che è impiegato per la riebollizione nella stessa.

Il sottoprodotto della distillazione è costituito dalle borlande o dalle trebbie.

Figura 17 - Lo schema di funzionamento della distillazione a triplo effetto. Fonte: C.E.T.A.



La distillazione chimica tradizionale consente di ottenere il bioetanolo a una concentrazione del 95% in volume (bioetanolo azeotropo), mentre il restante 5% è costituito da acqua e sostanze volatili con temperature di ebollizione molto vicine a quella del bioetanolo.

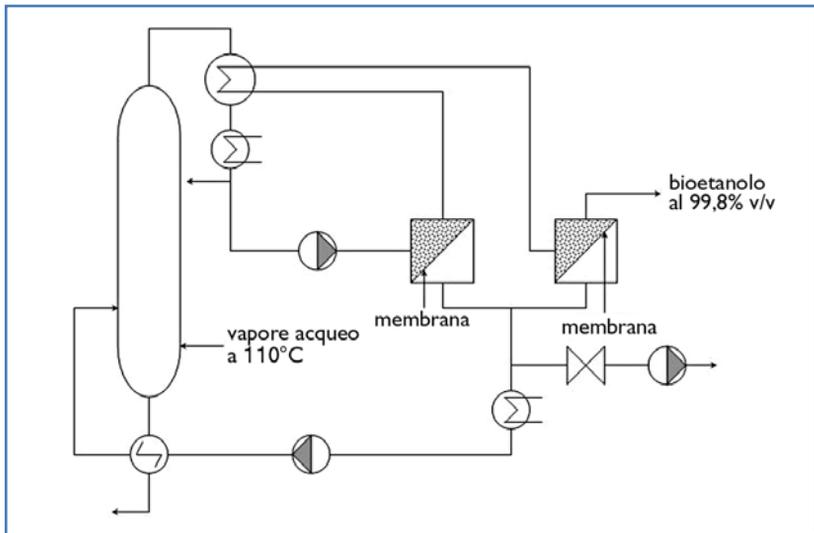
4.3.6 La disidratazione

La disidratazione del bioetanolo azeotropo, funzionale al suo utilizzo in miscela con i combustibili fossili, può essere condotta con diverse soluzioni tecniche⁴⁵.

⁴⁵ Production de bio-ethanol à partir du sorgho sucrier et de la betterave sucrière en Wallonie: Etude de faisabilité, (1992), Sorghal.

- A) **Distillazione azeotropica:** è articolata in due operazioni, la distillazione chimica propriamente detta, che consente l'estrazione del bioetanolo, delle altre sostanze volatili e di una certa quantità di acqua, e la rettificazione, che permette l'eliminazione delle sostanze volatili e dell'acqua. La rettificazione si avvale dell'impiego di un solvente, generalmente benzene, che separa le diverse fasi liquide all'interno di un sedimentatore.
- B) **Disidratazione per pervaporazione:** si avvale di membrane selettive (in silicone o polidimetilsiloxano), che consentono di sottrarre al bioetanolo l'acqua e le altre sostanze volatili presenti in forma di vapore nel corso della distillazione (figura 18).

Figura 18 - Lo schema di funzionamento della disidratazione per pervaporazione. Fonte: C.E.T.A.



- C) **Disidratazione per osmosi inversa:** l'acqua passa da una soluzione più concentrata di bioetanolo a una meno concentrata, grazie all'applicazione di una pressione uguale o superiore a quella osmotica.

La semplificazione della filiera

Uno dei campi di ricerca sul bioetanolo di seconda generazione riguarda lo sviluppo di soluzioni tecniche, che siano in grado di assemblare tutte le fasi della filiera, a eccezione del pretrattamento, in un numero di reattori pro-

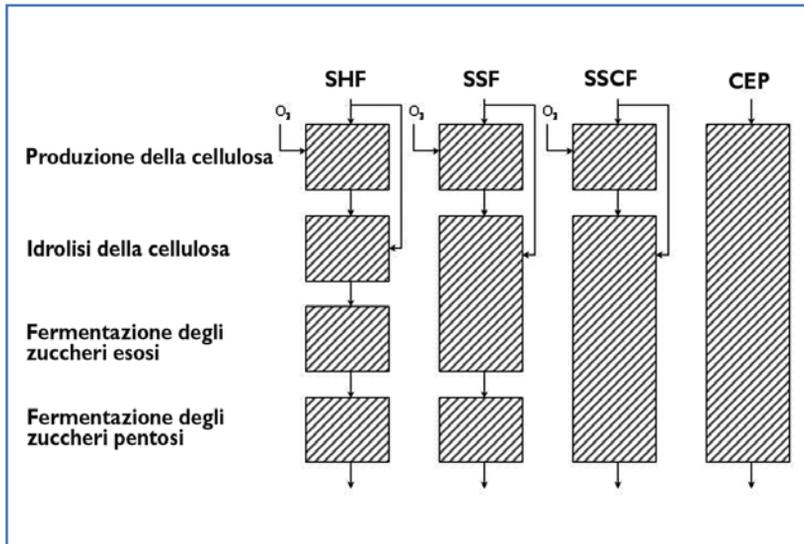
gressivamente più ridotto, con la finalità di diminuire i costi per la realizzazione dell'impianto (figura 19)^{46,47,48,49}.

Le soluzioni attualmente allo studio sono:

SHF (Separated Hydrolysis and Fermentation): in quattro reattori hanno luogo le quattro fasi della filiera: produzione delle cellulasi, idrolisi, fermentazione degli zuccheri esosi e fermentazione degli zuccheri pentosi;

SSF (Simultaneous Saccharification and Fermentation): è introdotta la simultaneità tra l'idrolisi e la fermentazione degli zuccheri esosi; sono, dunque, necessari tre reattori: il primo per la produzione delle cellulasi, il secondo per l'idrolisi e la fermentazione degli zuccheri esosi e il terzo per la fermentazione degli zuccheri pentosi;

Figura 19 - Lo schema delle semplificazioni in corso di ottimizzazione.
 Fonte: modificato da Lynd 1996, "Overview and evaluation of fuel ethanol from cellulosic biomass: technology, economics, the environment and policy", *Ann. Rev.*, vol 21: 403-465



⁴⁶ Mamma D., Koullas D., Fountoukidis G., Kekos D., Macris B.J., Koukios E., (1996), "Bioethanol from sweet sorghum: simultaneous saccharification and fermentation to carbohydrates by a mixed microbial culture", *Process Biochemistry*, Vol. 31, 4: 377-381.

⁴⁷ Ohgren K., Bengtsson O., Gorwa-Grauslund M.F., Galbe M., Hahn-Hagerdal B., Zacchi G., (2006), "Simultaneous saccharification and co-fermentation of glucose and xylose in steam-pre-treated corn stover at high fiber content with *Saccaromyces cerevisiae* TMB3400", *Journal of biotechnology*, Vol. 126: 488-498.

⁴⁸ Patrick Lee K.C., Bulls M., Holmes J., Barrier J.W., (1997), "Hybrid process for the conversion of lignocellulosic materials", *Applied biochemistry and biotechnology*, Vol. 66: 1-23.

⁴⁹ Lynd L.R., Weimer P.J., van Zyl W.H., Pretorius I.S., (2002), "Microbial cellulose utilization: fundamentals and biotechnology", *Microbiology and molecular biology review*, Sept.: 506-577.

SSCF (Simultaneous Saccharification and Co-Fermentation): la simultaneità è estesa alla fermentazione di entrambe le famiglie di zuccheri; il numero dei reattori è ridotto a due: il primo per la produzione delle cellulasi, l'altro per l'idrolisi e le fermentazioni;

CBP (Consolidated BioProcessing) o DCM (Direct Microbial Conversion): si raggiunge la completa simultaneità e l'intera conversione è realizzata in un unico reattore.

Una delle criticità della semplificazione della filiera è dovuta all'impiego di microrganismi trasformati. Con particolare riferimento al modello DCM, per esempio, la semplificazione è subordinata alla trasformazione del microrganismo, preposto alla fermentazione, con i geni che controllano la produzione delle cellulasi del microrganismo cellulolitico o viceversa.

4.4 I costi di investimento e di gestione della filiera

Nella tabella 20 sono riportati i costi di investimento e di gestione di alcuni impianti industriali per la produzione del bioetanolo dalle materie prime saccarifere e amidacee.

Tabella 20 - I costi di investimento e di gestione degli impianti di grande taglia per la produzione del bioetanolo

Materia prima		Capacità produttiva [t/anno]	Costo di investimento [€]	Costi di gestione [€/anno]
Saccarifere	barbabietola	55.000 (1)	20.000.000	-
	sorgo	110.000 (2)	117.000.000	51.340.000
Amidacee	mais	160.000 (3)	117.000.000	3.000.000
Saccarifere e amidacee	barbabietola e mais	240.000 (4)	245.000	-

(1) realizzazione prevista per il 2008 (Regno Unito)⁵⁰

(2) impianto comprensivo della fase di estrazione e della sezione per il recupero energetico del bagasso (Cina)⁵¹

(3) impianto comprensivo della fase di essiccazione (in progetto proposto per l'Italia); i costi di gestione sono stimati sul periodo di 5 anni

(4) realizzazione prevista per il 2008 (Belgio)⁵²

-: dato non disponibile

⁵⁰ www.britishbioethanol.co.uk

⁵¹ Gnansounou E., Dauriat A., Wyman C.E., (2005), "Refining sweet sorghum to ethanol and sugar: economic trade-offs in the context of North China", *Bioresource technology*, Vol. 96: 985-1002.

⁵² www.biofuelreview.com

Accanto agli impianti di grande taglia, è in corso di valutazione la possibilità di produrre il bioetanolo in microdistillerie della capacità indicativa di 10 tonnellate al giorno, nella prospettiva di coinvolgere direttamente nella filiera gli imprenditori agricoli in forma consorziata (tabella 21).

La concretizzazione di questa opportunità attualmente è frenata dal più alto costo del bioetanolo prodotto in impianti di piccola taglia. Il superamento del differenziale di costo può essere effettuato, soprattutto, migliorando la valorizzazione energetica dei sottoprodotti⁵³.

Per questo scopo il sorgo appare una delle colture alcoligene più indicate, in virtù della sua elevata plasticità (varietà per la produzione di succo zuccherino, granella, foraggio, fibra) e della sua alta resa in bioetanolo (in media di 4 t/ha).

Tabella 21 - I costi di investimento e di gestione di un impianto di piccola taglia per la produzione del bioetanolo

Materia prima	Superficie agricola asservita [ha]	Capacità produttiva [t/giorno]	Costo di investimento [€]	Costi di gestione [€/anno]
Sorgo	900	10	4.800.000 (1)	1.900.000 (2)

(1) impianto di estrazione: 250.000 €; impianto di fermentazione e distillazione: 4.100.000 €

(2) comprensivi del costo culturale, dell'ammortamento, degli interessi, delle spese generali e degli imprevisti

4.5 Il bilancio energetico della filiera

Il bilancio energetico del bioetanolo è influenzato dal tipo di materia prima impiegata, poiché sono adottati diversi processi produttivi.

4.5.1 Il bioetanolo dalla barbabietola da zucchero

Nell'ambito della produzione del bioetanolo dalla barbabietola, la fase agronomica in media assorbe 7,8 MJ/kg (in un intervallo tra 3,7 MJ/kg e 11,9 MJ/kg); il trasporto dei fittoni, invece, incide per ulteriori 1,2 MJ/kg (tabella 22).

⁵³ Grassi G., (2003), "Microdistillery for decentralised bioethanol production", LAMNET, (Latin America Thematic Network on Bioenergy), http://p9719.typo3server.info/uploads/media/EUBIA_newsletter_-_jan-mar05_02.pdf

Tabella 22 - Gli input energetici della fase agronomica per la produzione del bioetanolo dalla barbabietola da zucchero⁵⁴

Costo energetico della fase agronomica	Barbabietola da zucchero [GJ/ha]
Macchinari (1)	18,2
Azoto (N)	11,3
Fosforo (come P ₂ O ₅)	2,5
Potassio (come K ₂ O)	0,5
Fitofarmaci	1,1
Semi	0,3
Totale	33,9

(1) comprensivo dei carburanti e dei lubrificanti

La produzione del bioetanolo da questa coltura alcoligena assorbe complessivamente in media 23,6 MJ/kg (tabella 23).

Tabella 23 - Gli input energetici per la produzione del bioetanolo dalla barbabietola da zucchero⁵⁵

Costo energetico della produzione	Bioetanolo dalla barbabietola [MJ/kg]
Totale della fase agronomica	3,7-11,9
Estrazione	5,2
Fermentazione e distillazione	6,2
Disidratazione	3,4
Altro (1)	1,0
Totale	19,5-27,7

(1) comprensivo di attrezzature e prodotti

In considerazione della sua densità energetica media di 27 MJ/kg, il bioetanolo prodotto dalla barbabietola presenta un bilancio energetico medio di 1,1, che può migliorare a 2,2, valorizzando la polpa ottenuta nel corso dell'estrazione, previa essiccazione⁵⁶.

⁵⁴ Venturi P. e Venturi G., (2003), "Analysis of energy comparison for crops in European agricultural systems", *Biomass and bioenergy*, 25: 235-255.

⁵⁵ *Production de bio-ethanol à partir du sorgho sucrier et de la betterave sucrière en Wallonie: Etude de faisabilité*, (1992), Sorghal.

⁵⁶ *Production de bio-ethanol à partir du sorgho sucrier et de la betterave sucrière en Wallonie: Etude de faisabilité*, (1992), Sorghal.

4.5.2 Il bioetanolo dal sorgo zuccherino

Nel corso della produzione del bioetanolo, la fase agronomica assorbe mediamente 4,9 MJ/kg (in un intervallo tra 4,3 MJ/kg e 5,6 MJ/kg)⁵⁷ e la trasformazione industriale incide in media per 13,9 MJ/kg (intervallo tra 12,8 MJ/kg e 15,1 MJ/kg). Al netto dei costi energetici per lo stoccaggio e il trasporto, dunque, l'input per la produzione del bioetanolo dal sorgo zuccherino in media è di 18,8 MJ/kg (tabella 24).

Tabella 24 - Gli input energetici per la produzione del bioetanolo dal sorgo⁵⁸

Costo energetico della produzione	Bioetanolo dal sorgo [MJ/kg]
Fertilizzanti (1)	2,1
Fitofarmaci	0,3
Carburanti	1,8
Totale parziale della fase agronomica	4,2
Estrazione	3,9
Fermentazione	0,1
Distillazione (2)	5,0-7,3
Disidratazione	2,3
Altro (3)	1,5
Totale	17,0-19,3

(1) N (5,0 GJ/ha), P₂O₅ (1,0 GJ/ha), K₂O (1,4 GJ/ha)

(2) 5,0 MJ/kg con distillazione a quintuplo effetto, 7,3 MJ/kg con distillazione a triplo effetto

(3) comprensivo di attrezzatura e prodotti

Poiché lo stoccaggio e il trasporto incontrano delle importanti criticità, a causa degli elevati contenuti di acqua e zuccheri della biomassa raccolta e della sua conseguente fermentescibilità, generalmente si adottano delle strategie, atte a minimizzare l'entità di queste fasi.

La concentrazione del succo estratto e l'insilamento sono delle soluzioni rivolte a contenere i problemi relativi allo stoccaggio; tra le due alternative, la concentrazione è generalmente penalizzata a causa dell'elevato consumo energetico: per esempio il passaggio da 16°Brix a 60°Brix assorbe 1,9 MJ/kg⁵⁹.

⁵⁷ Venturi P. e Venturi G., (2003), "Analysis of energy comparison for crops in European agricultural systems", *Biomass and bioenergy*, 25: 235-255.

⁵⁸ *Production de bio-ethanol à partir du sorgho sucrier et de la betterave sucrière en Wallonie: Etude de faisabilité*, (1992), Sorghal.

⁵⁹ dos Santos M.A., *Energy analysis of crops used for production ethanol and CO₂ emissions*, www.ivig.coppe.ufrj.br/doc/alcofoen.pdf

La realizzazione di filiere corte per la produzione del bioetanolo dal sorgo è una misura per contenere i costi energetici del trasporto (6,3 MJ/km per tonnellata trasportata. *Fonte: APAT*).

A fronte di una densità energetica di 27 MJ/kg, il bilancio energetico del bioetanolo dal sorgo zuccherino è di 1,4, che scende a 1,2 nel caso si includano i costi per il trasporto e lo stoccaggio. Un importante miglioramento del bilancio, tuttavia, può derivare dalla valorizzazione dei sottoprodotti, ottenuti in quantità rilevante; a titolo di esempio, la sola combustione del bagasso, previa essiccazione, è in grado di coprire i costi energetici delle fasi di estrazione, distillazione, disidratazione e, se previste, di concentrazione del succo e di essiccazione delle borlande. Il bilancio energetico della filiera può raggiungere in questo caso il valore di 12,4⁶⁰.

4.5.3 Il bioetanolo dal mais

Nella filiera per la produzione del bioetanolo dal mais, la fase agronomica assorbe tra i 16 GJ/ha e i 40 GJ/ha, corrispondenti in media a 8,2 MJ/kg, mentre gli *input* della trasformazione industriale dipendono dalla soluzione scelta per la macinazione (tabella 25). Complessivamente la produzione del bioetanolo dal mais richiede in media 24,6 MJ/kg.

Tabella 25 - Gli input energetici per la produzione del bioetanolo dal mais

Costo energetico della produzione	Bioetanolo dal mais [MJ/kg]	
Fertilizzanti	5,3	
Combustibili fossili liquidi	2,5	
Altro (1)	0,6	
Totale parziale della fase agronomica⁶¹	8,4	
Trasporto ⁶²	0,4	
Conversione con macinazione per via secca ⁶³	14,8	-
Conversione con macinazione per via umida ⁶⁴	-	16,7
Totale	23,6	25,5

(1) comprensivo dei fitofarmaci

⁶⁰ Production de bio-ethanol à partir du sorgho sucrier et de la betterave sucrière en Wallonie: Etude de faisabilité, (1992), Sorghal.

⁶¹ dos Santos M.A., Energy analysis of crops used for producing ethanol and CO₂ emissions, www.ivig.coppe.ufrj.br/doc/alcofoen.pdf

⁶² Shapouri H., Duffield J.A., Graboski M.S., (1995), Estimating the net energy balance of corn ethanol - An economic research service report, US Department of Agriculture.

⁶³ Shapouri H., Duffield J.A., Graboski M.S., (1995), Estimating the net energy balance of corn ethanol - An economic research service report, US Department of Agriculture.

⁶⁴ Shapouri H., Duffield J.A., Graboski M.S., (1995), Estimating the net energy balance of corn ethanol - An economic research service report, US Department of Agriculture.

In considerazione della densità energetica di 27 MJ/kg, il bioetanolo prodotto dal mais presenta un bilancio di 1,1, nell'ipotesi di ricorrere alla macinazione per via secca, e 1,0 utilizzando la macinazione per via umida.

Il computo del contenuto energetico del DDGS è in grado di migliorare il bilancio energetico della filiera indicativamente fino a 2,2-2,5, a seconda che la macinazione sia condotta rispettivamente per via secca o umida.

4.5.4 Il bioetanolo dalle biomasse ligno-cellulosiche

Sebbene la filiera non sia ancora ottimizzata, sono state eseguite delle stime del bilancio energetico con le soluzioni tecniche in corso di studio. Il bilancio energetico del bioetanolo di origine ligno-cellulosica è di 1,8-5,6. L'estensione dell'intervallo è giustificata in parte dalle considerazioni generali valide per la stima dei bilanci energetici, in parte dall'eterogeneità delle situazioni sperimentali, in cui il calcolo è stato effettuato negli studi consultati⁶⁵.

⁶⁵ Gnansounou E., Dauriat A., *Energy balance of bioethanol: a synthesis*, www.eners.ch/downloads/eners_0510_ebce_paper.pdf

Capitolo 5

Il bio-ETBE (Etil Ter Butil Etere)

5.1 Le caratteristiche chimiche, fisiche e merceologiche

Il bio-ETBE è prodotto a partire dal bioetanolo ed è impiegato nei motori a ciclo Otto come antidetonante, ossia per regolarizzare e omogeneizzare la combustione della miscela all'interno del cilindro. Poiché alla sua sintesi chimica partecipa anche l'isobutene (detto anche isobutilene) di origine petrolifera, il bio-ETBE è considerato un biocarburante solo per la frazione che deriva dal bioetanolo, ossia per il 47% in peso.

Nella tabella 26 le proprietà di maggiore interesse per il suo impiego come antidetonante sono poste a confronto con quelle dell'MTBE e della benzina.

Tabella 26 - Le caratteristiche chimiche, fisiche e merceologiche del bio-ETBE, dell'MTBE e della benzina⁶⁶

Caratteristica	Bio-ETBE	MTBE	Benzina
Potere calorifico inferiore (PCI) [MJ/kg]	36	35	44
Contenuto in ossigeno [% in peso]	16	18	assente
Motor Octane Number (MON)	102	101	85
Research Octane Number (RON)	118	118	95
Numero di ottano (valore medio tra MON e RON)	110	110	90
Temperatura di ebollizione [°C]	72	55	100
Tensione di vapore [kPa]	28	55	85
Stato	liquido	liquido	liquido
Aspetto	limpido	limpido	limpido

Il bio-ETBE evidenzia delle caratteristiche chimico-fisiche molto simili all'MTBE e i comportamenti dei due composti come antidetonanti possono essere considerati analoghi.

⁶⁶ ARCO - Chemical Europe (2006).

La benzina e il bio-ETBE presentano dei valori affini come densità energetica e volatilità, sicché l'additivazione con il bio-ETBE non riduce le prestazioni del carburante e non ne aumenta la volatilità. Contestualmente, invece, il numero di ottano più elevato del bio-ETBE incrementa la capacità antidetonante del carburante.

5.2 Le materie prime

Il bio-ETBE è prodotto dal bioetanolo e, pertanto, ne condivide le materie prime. Se ottenuto dalle colture alcoligene dedicate, sono attese le rese agronomiche riportate nella tabella 27.

Tabella 27 - Le rese agronomiche in bio-ETBE conseguibili con le colture alcoligene saccharifere e amidacee in Italia

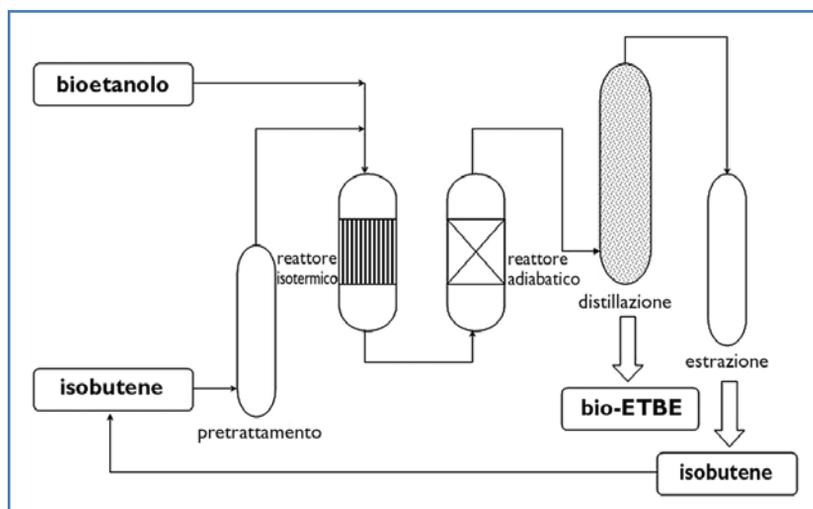
Coltura alcoligena	Resa media in bio-ETBE [t/ha]
Barbabietola da zucchero	9,6
Sorgo zuccherino	8,3
Mais	7,2

5.3 Le tecnologie e i processi di produzione

Il bio-ETBE è prodotto nel corso della reazione chimica tra l'isobutene e il bioetanolo attraverso la catalisi acida, che avviene sulla superficie di una resina a scambio ionico. Questa reazione è esotermica ed è caratterizzata da una resa teorica piuttosto modesta: alla temperatura di 70°C è stimata nell'84,7%. La presenza di acqua nell'ambiente di reazione riduce la resa, a causa della trasformazione dell'isobutene in alcol isobutilico, mentre la concentrazione ottimale di bioetanolo non deve superare il 4%, espressa in moli. Il bioetanolo presente in eccesso, infatti, ha l'effetto di coprire la superficie catalitica, di ridurre la resa della reazione e di favorire la polimerizzazione dell'isobutene. Prima di essere avviato alla trasformazione l'isobutene è pretrattato mediante un lavaggio con acqua, per rimuovere le impurità, dovute alle operazioni di raffinazione del petrolio, che potrebbero ridurre l'efficienza catalitica.

La sintesi del bio-ETBE si avvale delle tecnologie acquisite per l'MTBE. La sintesi tradizionale è condotta in due reattori posti sequenzialmente, per massimizzare la resa della conversione. Nel primo reattore (reattore isotermico) la reazione è condotta a 90°C e alla pressione di 1,5-2,0 MPa; il calore liberato è recuperato per non rallentare la reazione. In questa fase si ottiene la maggior parte del prodotto finale (circa l'80%). La sintesi del bio-ETBE si completa nel secondo reattore (reattore adiabatico) alla temperatura di 50-60°C. Il prodotto di sintesi è sottoposto a purificazione attraverso la distillazione, mentre l'isobutene in eccesso è recuperato mediante una colonna di estrazione e riutilizzato nell'impianto (figura 20)⁶⁷.

Figura 20 - Il processo per la sintesi tradizionale del bio-ETBE. Fonte: C.E.T.A.

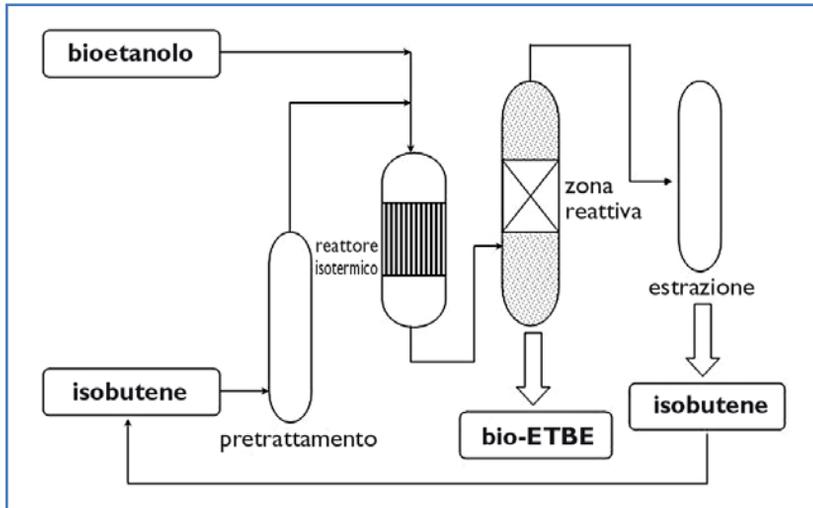


Una soluzione tecnica più innovativa, denominata distillazione reattiva, consente di semplificare il processo, eliminando il secondo reattore e completando la sintesi catalitica nel corso della distillazione. L'investimento iniziale e il bilancio energetico migliorano rispetto alla soluzione tradizionale, poiché c'è un buon recupero del bio-ETBE anche dalla testa e dalla coda della distillazione (figura 21)⁶⁸.

⁶⁷ Sneesby M.G., Tadó M.O., Datta R., Smith T., (1997), "ETBE synthesis via reactive distillation. 1. Steady-state simulation and design aspects", *Ind. Eng. Chem.*, Vol. 36: 1855-1869.

⁶⁸ Sneesby M.G., Tadó M.O., Datta R., Smith T., (1997), "ETBE synthesis via reactive distillation. 2. Dynamic simulation and control aspects", *Ind. Eng. Chem.*, Vol. 36: 1870-1881.

Figura 21 - Il processo per la sintesi innovativa del bio-ETBE (distillazione reattiva).
Fonte: C.E.T.A.



5.4 Il bilancio energetico della filiera

La sintesi del bio-ETBE richiede degli *input* energetici per la produzione del bioetanolo e la raffinazione del petrolio per la separazione dell'isobutene. Mentre per il bioetanolo si fa riferimento alle tabelle 23, 24 e 25, l'incidenza della produzione dell'isobutene e la sintesi sono stimate complessivamente in 18,6 MJ/kg⁶⁹. La sintesi del bio-ETBE, pertanto richiede 42,2 MJ/kg, se prodotto dalla barbabietola, 37,4 MJ/kg utilizzando il sorgo, e 43,2 MJ/kg se ottenuto dal mais.

A fronte di una densità energetica di 36 MJ/kg, il bilancio energetico per il bio-ETBE è negativo, in media di 0,8 se prodotto dalla barbabietola o dal mais, e di 1,0 se prodotto dal sorgo. Se nel bilancio energetico del bioetanolo si include l'*output* rappresentato dai sottoprodotti, il bilancio del bio-ETBE migliora: 1,2 se il bioetanolo è ottenuto dalla barbabietola o dal mais, 1,7 se è prodotto dal sorgo.

⁶⁹ Energy and greenhouse gas balance of biofuel's production chain in France, (2002), www.ademe.fr

Capitolo 6

Il biogas

6.1 Le caratteristiche chimiche, fisiche e merceologiche

Il biogas è una miscela gassosa combustibile ricavata dalla biodegradazione della sostanza organica in assenza di ossigeno (digestione anaerobica) e negli impieghi è assimilabile al gas naturale. Durante il processo di digestione anaerobica, l'energia racchiusa nei legami chimici dei composti organici è rilasciata e immagazzinata principalmente nelle molecole di metano, che, assieme all'anidride carbonica, sono i principali costituenti del biogas. Altre sostanze presenti in percentuale minore sono il monossido di carbonio, l'azoto molecolare, l'idrogeno e l'idrogeno solforato (tabella 28). In virtù del suo elevato potere calorifico inferiore (23 MJ/Nm³), il biogas può essere utilizzato nei motori a ciclo Diesel e a ciclo Otto.

Tabella 28 - Le caratteristiche chimiche, fisiche e merceologiche del biogas

Caratteristica	Biogas*
Potere calorifico inferiore (PCI) [MJ/Nm ³]	23,3
Contenuto in ossigeno	tracce
Contenuto in metano [% in peso]	65
Contenuto in anidride carbonica [% in peso]	40
Contenuto in idrogeno solforato [% in peso]	0,1
Stato	gassoso
Aspetto	gassoso

*valore medio

6.2 Le materie prime

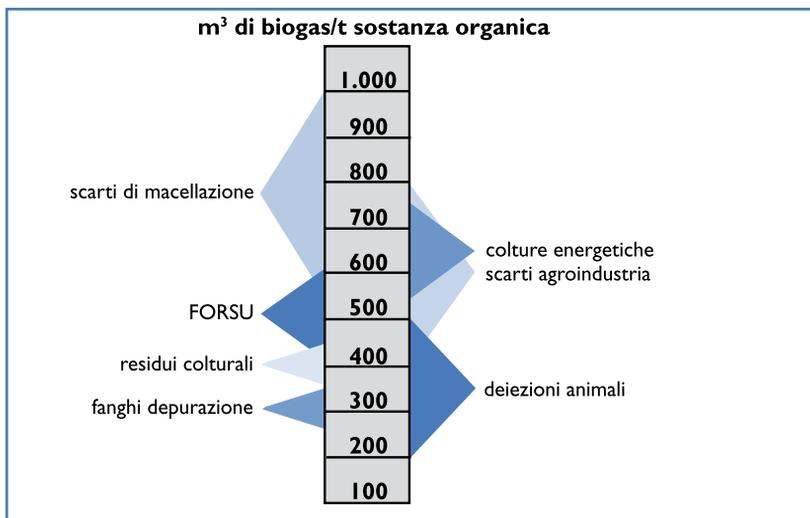
I materiali idonei alla produzione del biogas mediante il processo di digestione anaerobica sono quelli a elevato contenuto in sostanza organica: i

liquami zootecnici, le biomasse ottenute dalle colture energetiche (per esempio il silomais), i residui colturali, gli scarti di origine animale (macellazione) e agroindustriale (per esempio delle industrie agroalimentari, della conservazione degli alimenti e della produzione di bevande), i fanghi di supero degli impianti di depurazione delle acque civili e i FORSU.

Se tradizionalmente i materiali utilizzati sono stati soprattutto i liquami zootecnici, oggi sono favoriti i processi di codigestione, in cui si ricorre all'impiego contestuale di diverse tipologie di substrato. La codigestione consente, infatti, di ottenere un notevole potenziamento delle rese in biogas e, quindi, dell'energia prodotta, nonché una maggiore stabilità del processo di digestione.

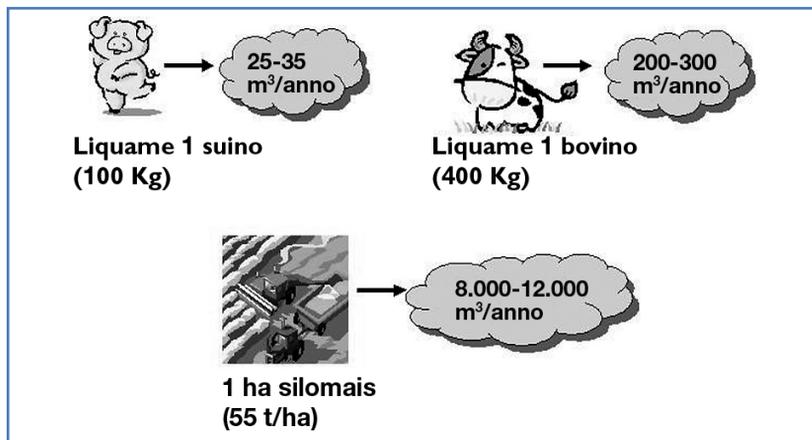
Nella figura 22 sono poste a confronto le rese in biogas, espresse per tonnellata di sostanza organica presente nelle diverse tipologie di substrato.

Figura 22 - Le rese in biogas per tonnellata di sostanza organica presente nei diversi substrati (40-50 giorni). Fonte: C.E.T.A.



Nella figura 23 sono indicati i volumi di biogas prodotto annualmente da liquami zootecnici e da biomasse agricole.

Figura 23 - Il biogas prodotto annualmente dai liquami zootecnici e dall'insilato di mais.
Fonte: C.E.T.A.



Poiché la digestione anaerobica è un processo biologico, che si articola in numerose reazioni biochimiche a carico di diversi gruppi di microrganismi, le modalità di alimentazione, sia in termini quantitativi, sia qualitativi, sono aspetti molto importanti. Per garantire le condizioni di efficienza, dunque, è fondamentale mantenere un certo equilibrio e una costanza nella composizione dei substrati.

Se la presenza di biomasse vegetali consente un aumento delle rese in biogas, l'impiego in codigestione dei liquami zootecnici è comunque auspicabile, poiché sono forniti gli elementi preziosi alla stabilità del processo di digestione, quali la carica batterica e la presenza di sali minerali e micronutrienti.

Nello specifico il mais da insilato è il materiale più utilizzato, sia per le elevate rese energetiche e colturali (quanto meno nelle zone particolarmente vocate), sia per il basso valore di mercato, che lo ha caratterizzato prima dell'impennata dei prezzi dell'ultimo anno.

Attualmente un grande interesse è suscitato da alcune colture, quali il sorgo zuccherino e il triticale, anche nell'ottica di un avvicendamento colturale, che permetta una maggiore flessibilità di gestione e che potenzi la disponibilità dei substrati nell'intero arco dell'anno.

Il ricorso alla codigestione, inoltre, consente di proporre questo processo anche per substrati che, sebbene caratterizzati da elevate potenzialità, presentano delle rilevanti criticità. È il caso, in particolare, del siero proveniente dalle industrie latte-casearie; a fronte dell'elevato contenuto in sostanza organica, nelle forme disciolta e sospesa (COD

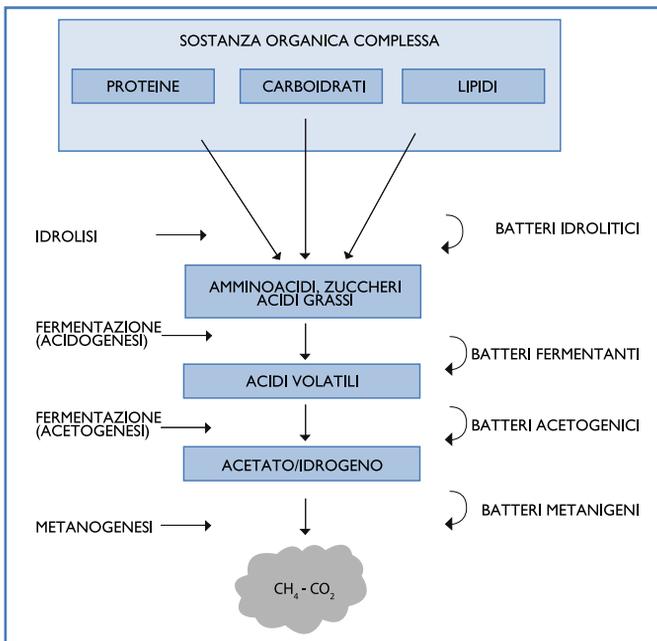
di 200-6.000 mgO₂/l), nel corso della digestione anaerobica il siero evidenzia una certa instabilità e tende ad acidificare l'ambiente di reazione, compromettendo la possibilità di controllo del processo e determinando delle significative flessioni della resa finale in biogas.

6.3 Le tecnologie e i processi di produzione

6.3.1 Le fasi della digestione anaerobica

La digestione anaerobica è un processo biologico complesso, che consiste nella degradazione della sostanza organica in condizioni di assenza di ossigeno, con produzione di biogas come prodotto principale; è effettuata da microrganismi che agiscono in fasi successive: la degradazione dei substrati complessi (idrolisi) per azione dei batteri idrolitici, la fermentazione (acidogenesi e acetogenesi) a opera dei batteri acidificanti (acetogeni e omoacetogeni) e la produzione del metano (metanogenesi) per azione dei batteri metanigeni (figura 24).

Figura 24 - La rappresentazione delle fasi della digestione anaerobica. Fonte: C.E.T.A.



I batteri metanigeni, responsabili della produzione del gas di interesse energetico, occupano solo la posizione finale della catena trofica anaerobica. Il metano, poco solubile in acqua, passa nella fase gassosa, mentre l'anidride carbonica, co-prodotta dagli stessi gruppi microbici, si ripartisce nelle fasi gassosa e liquida.

L'idrolisi e l'acidificazione

In questa prima fase, per intervento di diversi gruppi batterici, ha luogo la degradazione dei substrati organici complessi, presenti come solidi in sospensione o disciolti, quali proteine, grassi e carboidrati, con formazione di composti più semplici, quali amminoacidi, acidi grassi e monosaccaridi in forma solubile.

I microrganismi idrolitici possono colonizzare il materiale solido e degradarlo oppure liberare degli enzimi extracellulari, in grado di scindere le molecole organiche complesse in composti più semplici, che possono essere veicolati all'interno delle cellule dei microrganismi acidogenici fermentanti.

I microrganismi acidogenici effettuano l'ossidazione dei substrati organici semplici a piruvato, trasformato successivamente in acidi grassi volatili, alcoli e chetoni, che fungono da substrati di partenza per la successiva fase acetogenica.

Il processo idrolitico può essere inibito dall'accumulo di amminoacidi e zuccheri.

Contestualmente all'idrolisi del materiale organico complesso avviene il processo fermentativo acidogenico, in cui i batteri degradano gli zuccheri, gli acidi grassi e gli amminoacidi, producendo acidi grassi volatili, per lo più a catena corta (propionato e butirrato). Dalla fermentazione degli amminoacidi è, inoltre, prodotto l'ammonio. In generale il processo idrolitico non implica la crescita di microrganismi.

L'acetogenesi

A partire dagli acidi volatili, formati nel corso della fase di idrolisi e acidificazione, i batteri acetogeni producono l'acido acetico, l'acido formico, l'anidride carbonica e l'idrogeno.

Durante la produzione di acido acetico la presenza di idrogeno molecolare nel mezzo può determinare problemi di inibizione. Se, però, questo è mantenuto a basse concentrazioni, grazie all'attività dei batte-

ri metanigeni idrogeno-ossidanti (idrogenotrofi), la degradazione degli acidi grassi a idrogeno a opera dei batteri acetogeni è più consistente, nonostante questa reazione sia energeticamente sfavorita.

La metanogenesi

La produzione del metano rappresenta la conclusione della catena trofica anaerobica, poiché il metano è l'unico composto non reattivo nell'intero processo. Il processo produttivo può avvenire essenzialmente attraverso due differenti vie. La prima prevede la metanogenesi a opera dei batteri, che effettuano l'ossidazione anaerobica dell'idrogeno, utilizzando l'anidride carbonica come accettore di elettroni. In condizioni mesofile sono stati identificati alcuni batteri idrogenotrofi, appartenenti ai generi *Methanobacterium*, *Methanobacillus* e *Methanococcus*. La seconda, la cosiddetta via acetoclastica, prevede la dismutazione anaerobica dell'acido acetico con formazione di metano e biossido di carbonio. La maggior parte della produzione di metano avviene attraverso questo secondo meccanismo. In condizioni di mesofilia sono stati identificati dei batteri appartenenti ai generi *Methanotrix* e *Methanosarcina* dotati di questa via metabolica.

Con la loro attività questi batteri svolgono due importanti funzioni nell'ambito della catena trofica anaerobica: da un lato degradano l'acido acetico e quello formico, contrastando l'inibizione per eccesso di acidità dei fenomeni di degradazione dei substrati organici, dall'altra mantengono la concentrazione di idrogeno a bassi livelli, favorendo la produzione di acetato e idrogeno dagli acidi grassi a catena lunga e dagli alcoli.

Se la via idrogenotrofa è rallentata, si osserva un accumulo di idrogeno nel mezzo, con inibizione della produzione del metano, mentre la via acetoclastica può subire fenomeni di inibizione da substrato, in presenza di elevate concentrazioni di acido acetico.

Il più importante dei fattori, che influenzano la possibilità di utilizzo dell'acetato da parte dei batteri metanigeni, è rappresentato dalla forma chimica, con cui tale substrato è presente nel mezzo. In particolare, è noto che l'acido acetico può attraversare la parete batterica ed è utilizzabile solo se presente in forma indissociata (con pH tra 6 e 8). A valori di pH superiori a 8 l'acido acetico è presente prevalentemente nella forma dissociata e la concentrazione della forma indissociata nel mezzo non è sufficiente a garantire un gradiente di concentrazione, tale da consentire il trasporto del metabolita attraverso

la parete batterica. Nel caso di valori di pH relativamente bassi (inferiori a 5) si ha un'elevata concentrazione della forma indissociata, che attraversa la membrana cellulare, e la concentrazione dell'acido acetico può risultare superiore alla capacità di metabolizzazione cellulare, con conseguente inibizione da eccesso di substrato.

6.3.2 I parametri di processo

Data la complessità dell'intero processo, è essenziale mantenere il controllo di alcuni parametri fondamentali (tabella 29)⁷⁰.

Tabella 29 - I principali parametri di processo per la digestione anaerobica

Parametro	Condizioni del processo
Temperatura	- sistemi in condizioni di termofilia → 40-55°C - sistemi in condizioni di mesofilia → 20-40°C - sistemi in condizioni di psicrofilia → < 20°C
pH	6,8-7,5
Tempo di permanenza idraulico (HRT)	è il tempo necessario affinché possano avvenire tutte le reazioni; è in funzione delle caratteristiche del substrato
Produzione di biogas	è un parametro valido in caso di carico organico pressoché costante; la bassa produzione di biogas non è di per sé un indice di malfunzionamento se non è accompagnata da una scarsa qualità del biogas
Qualità del biogas	un forte aumento del contenuto in anidride carbonica (> 40% per esempio per i liquami suini) può essere sintomo di malfunzionamento
Acidità volatile	inferiore a 15 meq/l
Alcalinità	superiore a 15 meq/l
Rapporto alcalinità/acidità volatile	2-3:1

Il tempo di permanenza idraulico (HRT, *Hydraulic Retention Time*) dipende dalla biodegradabilità del substrato. L'impiego di materiali a elevato contenuto di cellulosa, sostanza più lentamente biodegradabile rispetto per esempio agli amidi, necessita di tempi più lunghi per la degradazione, quindi HRT superiori e volumi del reattore più elevati. Il tempo di permanenza per la digestione anaerobica di un liquame si aggira intorno a 20-30 giorni; per le biomasse vegetali, invece, l'HRT è pari a circa 40 giorni.

⁷⁰ Robert H.Perry, Don W. Green, *Perry's Chemical Engineer's Handbook*, McGraw – Hill Handbooks, 7th edition.

La temperatura di processo può condizionare il tempo di permanenza: più elevata è la temperatura, inferiori sono i tempi di reazione (figura 25).

Figura 25 - La correlazione tra la temperatura del processo e il tempo di permanenza idraulico (HRT).

Fonte: C.E.T.A.

Temperatura di processo		HRT	Vantaggi/svantaggi
SISTEMI NON RISCALDATI	A FREDDO O PSICROFILI < 30°C	> 30 giorni	Variazioni stagionali nella produzione di biogas
	MESOFILI 30-40°C	25-40 giorni	Processo stabile
SISTEMI RISCALDATI	TERMOFILI 40-55°C	15-25 giorni	Elevata efficienza di produzione di biogas, ma processo più instabile

6.3.3 Le soluzioni tecniche per gli impianti per la produzione di biogas

Le tipologie impiantistiche impiegate nel settore agro-zootecnico sono diverse: da impianti semplificati, che sfruttano per lo più strutture di stoccaggio già esistenti in azienda e che sono dotate di copertura (figure 26 e 27), a reattori verticali a miscelazione completa (figura 28), tipologia di impianto più diffusa, ai filtri anaerobici, reattori UASB, che si prestano per lo più al trattamento di reflui industriali;^{71,72,73,74}.

⁷¹ Robert H. Perry, Don W. Green, *Perry's Chemical Engineer's Handbook*, McGraw – Hill Handbooks, 7th edition.

⁷² Metcalf & Eddy, Inc., (2003), *Wastewater Engineering Treatment and Reuse*, G.Tchobanoglous, F.L. Burton, H.D. Stensel, McGraw – Hill 2003 International Edition, 4th edition.

⁷³ www.habitatenergy.it/cogenerazione-trattamenti.html

⁷⁴ A.A.V.V., (2006), *Energia dalle biomasse. Le tecnologie, i vantaggi per i processi produttivi, i valori economici e ambientali*, AREA Science Park (a cura di), Progetto Novimpresa.

Figura 26 - Un impianto semplificato (dall'alto). Fonte: C.R.P.A. - Centro Ricerche Produzioni Animali - Reggio Emilia



Figura 27 - Un impianto semplificato (vista laterale).
Fonte: C.R.P.A. - Centro Ricerche Produzioni Animali - Reggio Emilia



Figura 28 - Un impianto verticale. Fonte: C.R.P.A. - Centro Ricerche Produzioni Animali - Reggio Emilia



Gli impianti semplificati

Questa tipologia di impianto trova grandi possibilità applicative nel settore zootecnico. Tali impianti sono costituiti per lo più da un digestore, ottenuto dall'adattamento di una vasca di stoccaggio, spesso preesistente, che viene dotata di copertura gasometrica.

I sistemi più semplici sono quelli non riscaldati (psicrofilia), che operano in condizioni, caratterizzate da rendimenti variabili, in funzione della stagione dell'anno, e da tempi di permanenza elevati, tipicamente intorno ai 60 giorni.

Con questa soluzione impiantistica, per un liquame suino le produzioni annuali di biogas sono indicativamente di $0,15 \text{ Nm}^3/\text{kgVS}^{75}$.

I sistemi dotati invece di riscaldamento, con calore fornito dall'impiego del biogas, consentono di mantenere un regime di mesofilia ($35\text{-}37^\circ\text{C}$) e di ottenere rendimenti più elevati e più costanti durante l'anno, con tempi di ritenzione più ridotti, pari mediamente a 20 giorni.

Le produzioni annuali di biogas da liquame suino, in questo caso, si aggirano intorno ai $35 \text{ Nm}^3/100 \text{ kg}$ di peso vivo.

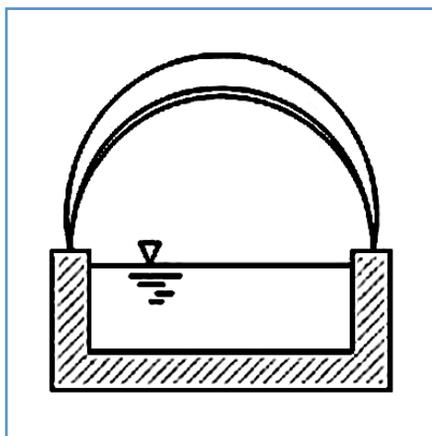
Le coperture gasometriche hanno la funzione di trattenere e accumulare il biogas e possono essere a cupola o galleggianti.

A) Copertura a cupola semplice: non è pressurizzata ed è costituita da un telone di materiale flessibile, ancorato sul perimetro della vasca. Il biogas, essendo a pressione molto bassa, è estratto e avviato agli utilizzi per mezzo di una soffiante.

B) Copertura a cupola a doppia o tripla membrana: due o tre strati sovrapposti di membrane sono fissati al bordo della vasca a formare la copertura; le membrane più esterne costituiscono una camera d'aria, che funge da elemento di spinta pneumatica sulla membrana più interna, contenente il biogas (figura 29). Lo scarico del biogas è realizzato con valvole di sovrappressione, regolate da sensori.

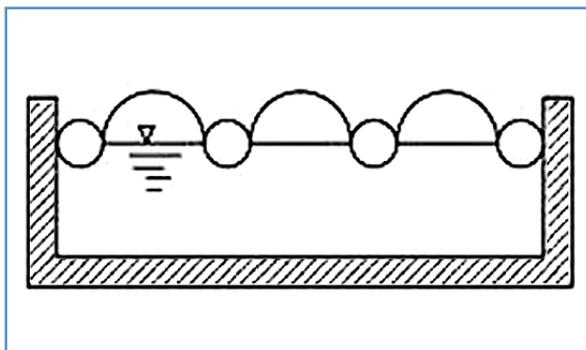
⁷⁵ kgVS: espresso sulle sostanze volatili.

Figura 29 - Una copertura a cupola a tripla membrana. Fonte: www.ecomembrane.it



C) **Copertura galleggiante:** è costituita da membrane dotate di un sistema di zavorra, realizzato con tubi flessibili riempiti con acqua, che garantiscono la pressione di accumulo del biogas (figura 30).

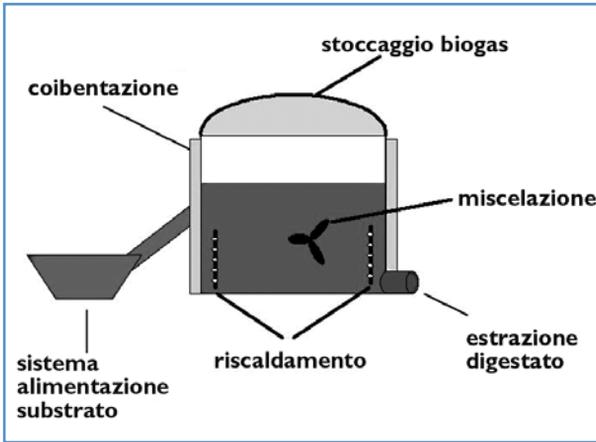
Figura 30 - Una copertura galleggiante. Fonte: www.ecomembrane.it



Gli impianti verticali

Gli impianti verticali sono sicuramente la tipologia più diffusa. I reattori sono di solito a forma di silos, costruiti in cemento armato o acciaio. Nella figura 31 sono schematicamente rappresentate le diverse componenti.

Figura 31 - Le componenti di un reattore verticale a miscelazione completa. Fonte: C.E.T.A.



Sistema di alimentazione del substrato: i materiali liquidi (quali i liquami) sono immessi nel reattore mediante pompaggio diretto. Per quanto riguarda i materiali solidi sono impiegati appositi dosatori, a funzionamento temporizzato, che consentono di programmare un'alimentazione giornaliera equilibrata in termini di quantità e di qualità (figure 32 e 33).

Figura 32 - Un dosatore con coclea verticale. Fonte: C.E.T.A.

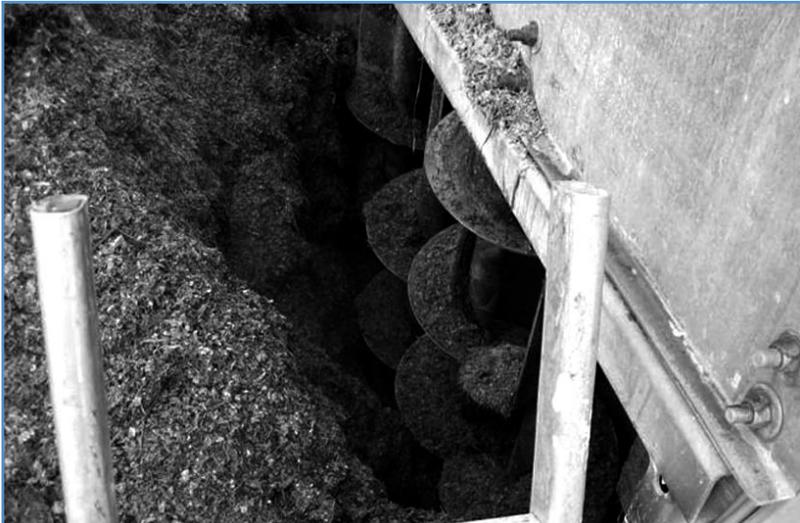
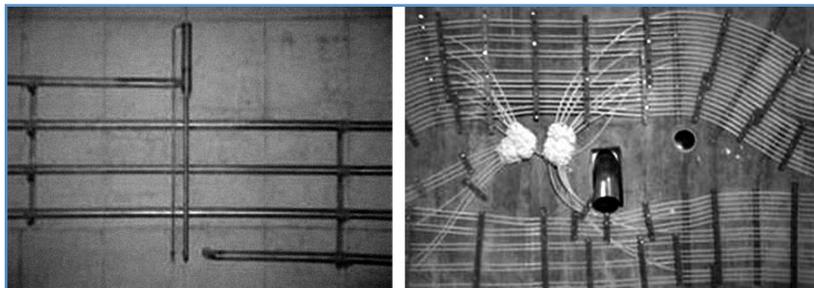


Figura 33 - Un dosatore con convogliatore inclinato. Fonte: C.E.T.A.



Sistema di riscaldamento: la temperatura di processo è mantenuta costante mediante un apposito sistema di riscaldamento. Esso è costituito da una serie di tubazioni (in acciaio *inox* o PVC), disposte normalmente sulle pareti interne del digestore, nelle quali circola acqua calda prodotta dalla cogenerazione, alimentata con il biogas stesso (figura 34).

Figura 34 - Le tubazioni per il riscaldamento del digestore. Fonte: www.rotaguido.it



Sistema di miscelazione: ha la funzione di uniformare la temperatura all'interno del reattore, di miscelare il substrato vecchio a quello nuovo, di evitare la formazione di stratificazioni e di favorire la risalita del biogas. Sono solitamente miscelatori a basso regime di rotazione. Esiste un'offerta molto diversificata di sistemi di miscelazione, che possono essere a pala, a elica e di tipo idraulico (figure 35 e 36). Il loro funzio-

namento può essere temporizzato e limitato a qualche ora al giorno; i sistemi di miscelazione possono rappresentare una buona percentuale del consumo di energia elettrica dell'impianto.

Figura 35 - Un miscelatore a elica.

Fonte: www.uts.it



Figura 36 - Un miscelatore a pale.

Fonte: www.rotaguido.it



Coibentazione: al fine di limitare quanto più possibile la dispersione di calore, le pareti esterne del digestore sono rivestite con materiali isolanti, quali la lana di roccia (figura 37), il polistirene espanso o la schiuma di poliuretano. Come alternativa alla coibentazione, se le condizioni del terreno lo consentono, il digestore può essere interrato.

Figura 37 - La lana di roccia impiegata come materiale isolante. Fonte: C.E.T.A.



Copertura gasometrica: il biogas prodotto è trattenuto nella parte superiore del digestore da una copertura a forma di calotta sferica, oppure in alcuni casi galleggiante. Come già descritto le membrane sono costituite da materiale polimerico e possono presentare una, due o tre membrane.

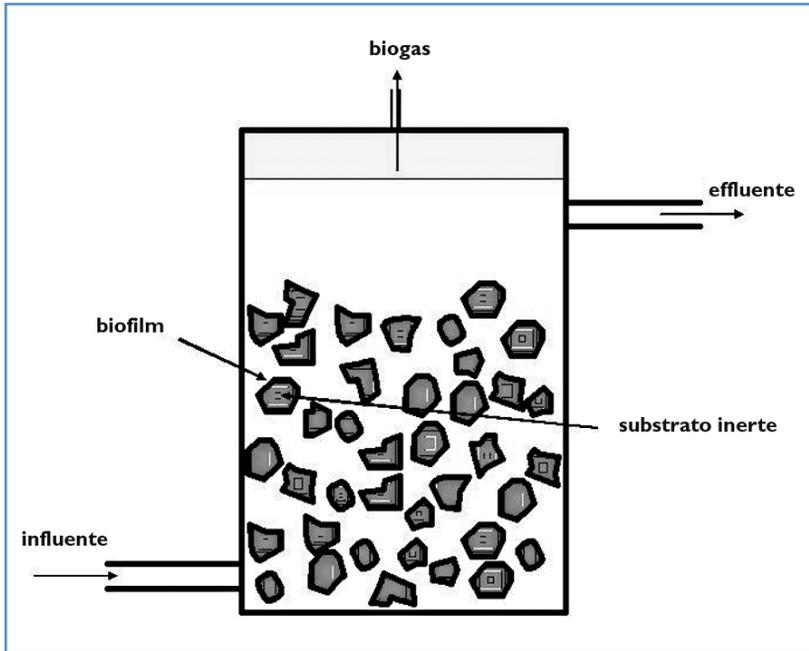
Sistema di estrazione del digestato: l'estrazione del digestato avviene generalmente mediante un apposito sistema di pompaggio.

Sistemi di controllo: al fine di garantire i migliori rendimenti dell'impianto, risultano essenziali i sistemi di controllo e di regolazione ed è per questo che gli impianti sono solitamente dotati di sensori di temperatura, pH e ossigeno disciolto, di indicatori di livello del substrato nel digestore, di contatori e analizzatori del biogas. I diversi strumenti possono essere integrati in un unico pannello di controllo per una completa automatizzazione dell'impianto.

Il filtro anaerobico

La biomassa attiva è immobilizzata su un materiale inerte (pietra, plastica), posto all'interno del reattore (figura 38). Oltre a consentire dei ridotti tempi di permanenza idraulica (1-2 giorni), questa soluzione permette di ottenere un'elevata superficie attiva per unità di volume. Al fine di evitare fenomeni di intasamento, questi sistemi si prestano al trattamento di reflui a basso contenuto in sostanza secca (inferiore al 2%), risultando, quindi, adatti al trattamento dei reflui di tipo industriale a elevato carico organico solubile.

Figura 38 - Un esempio di filtro anaerobico. Fonte: C.E.T.A.

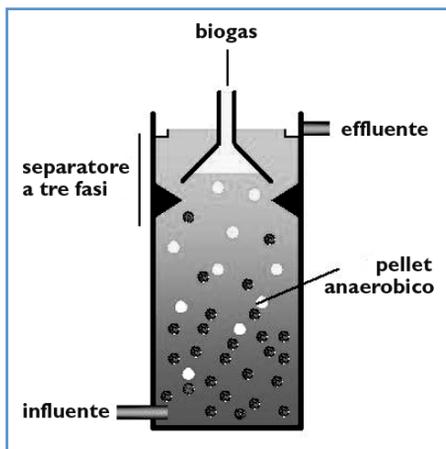


Il reattore UASB (Upflow Anaerobic Sludge Blanket)

La biomassa, aggregata in granuli, è trattenuta all'interno del reattore (figura 39). Il refluo pre-riscaldato attraversa dal basso verso l'alto il letto anaerobico. Nella parte superiore del reattore un separatore a tre fasi permette la separazione del biogas, della fase liquida e dei granuli, che sedimentano nuovamente verso la base.

Questi sistemi sono particolarmente adatti al trattamento di reflui a elevato carico organico, con ridotto contenuto in solidi (reflui di zuccherifici, delle industrie di succhi di frutta e lattiero-casearie e delle distillerie). I tempi di permanenza idraulica sono dell'ordine di qualche ora.

Figura 39 - Un esempio di reattore UASB.
Fonte: C.E.T.A.



6.3.4 La depurazione del biogas

Prima dell'utilizzo a fini energetici, il biogas deve essere sottoposto a opportuni trattamenti di depurazione. La presenza di anidride carbonica, azoto e acqua, infatti, provoca l'abbassamento del potere calorifico della miscela, mentre alcuni composti, come l'idrogeno solforato e i composti organici alogenati, che possono essere presenti nel biogas, si comportano da agenti corrosivi, causando sensibili danni agli impianti di utilizzazione. La scelta dei trattamenti più opportuni dipende sia dalle caratteristiche del biogas, sia dalle modalità di impiego previste; essi sono finalizzati a ottenere un sensibile abbassamento dei costi di conduzione e di manutenzione delle macchine, un funzionamento ottimale e una maggior affidabilità, oltre alla garanzia del rispetto dei limiti di emissione imposti dalla legge.

La filtrazione con ghiaia o sabbia

La filtrazione con ghiaia o sabbia è necessaria per eliminare i solidi in sospensione, costituiti soprattutto da materiale organico, grassi ed, eventualmente, schiume, prima dell'aspirazione dei compressori di ricircolo o dei compressori ausiliari della caldaia e dei motori a gas.

La deumidificazione

Il biogas in uscita dal digestore è caratterizzato da una temperatura di almeno 35°C e da un elevato grado di umidità. Il vapore acqueo condensato è raccolto e spurgato mediante dei pozzetti disposti lungo le tubazioni. Per evitare la formazione di condense nella camera di combustione è necessario eliminare in modo drastico l'umidità utilizzando, per esempio, un impianto di condensazione dotato di un frigorifero a espansione diretta, uno scambiatore a fascio tubiero acqua/biogas e un filtro a coalescenza, ove è condensato il vapore, che è poi estratto mediante scarico automatico o manuale.

La desolforazione

La desolforazione è necessaria per ridurre il contenuto di idrogeno solforato a livelli compatibili con gli impieghi successivi. A titolo di esempio, l'utilizzo nei cogeneratori presuppone un contenuto massimo di 700 mg/Nm³. Possono essere impiegati due sistemi, a umido e a secco.

I sistemi a umido

I sistemi a umido possono essere assimilati alle torri di lavaggio (*scrubber*), normalmente utilizzate per la depurazione delle emissioni gassose. Tali sistemi devono essere installati prima della sezione di deumidificazione.

Un primo sistema consiste nel lavaggio con una soluzione basica, che neutralizza l'acido solforico, composto altamente corrosivo, che si origina dall'idrogeno solforato. Una successiva fase di lavaggio-acido permette di neutralizzare l'eccesso di soluzione basica utilizzata, prima dello scarico della soluzione. Il principale vantaggio di questo sistema è la semplicità, ma il costo dei reagenti e del trattamento dell'acqua scaricata ne penalizza l'impiego industriale.

Un altro sistema, poco diffuso, consiste nel lavaggio con acqua sotto pressione, che porta in soluzione l'idrogeno solforato insieme all'anidride carbonica. Tale miscela è, poi, rilasciata in una successiva fase di stripping.

I sistemi a secco

Il sistema di desolforazione a secco prevede un trattamento di tipo chimico, che consiste nel far passare il biogas attraverso una sostanza adsorbente. Una prima opzione contempla l'impiego di un materiale, contenente ossidi di ferro, in grado di adsorbire l'acido solfidrico. Un'altra opzione si avvale dell'utilizzo del carbone attivo.

Il volume della massa desolforante da utilizzare dipende da alcuni parametri, quali la concentrazione dell'idrogeno solforato presente nel biogas da trattare, la pressione e la temperatura (normalmente si opera a condizioni ambientali), la velocità di passaggio del biogas nella massa adsorbente, il tempo di contatto tra la massa e il biogas e il ciclo di sostituzione dell'adsorbente.

I due sistemi si differenziano, in quanto la rigenerazione dell'ossido di ferro è più facile rispetto a quella del carbone attivo.

L'ossido di ferro, infatti, si riforma per reazione con l'aria e l'acqua; lo zolfo solido, che si libera, è trascinato via ed è eliminato per filtrazione. La sostituzione della massa di ossido di ferro, pertanto, si deve effettuare solo dopo molti cicli di rigenerazione.

La rigenerazione del carbone attivo, invece, richiede l'impiego di solventi e, anche se è condotta a regola d'arte, il carbone rigenerato perde parte della sua efficacia rispetto a quello di partenza. Il costo della rigenerazione e la sostituzione frequente del carbone attivo, dunque, rendono questa soluzione applicabile solo nei casi, in cui si abbia una concentrazione molto ridotta in idrogeno solforato.

Un terzo sistema consiste nell'utilizzo di un biofiltro, al quale sono adese delle popolazioni microbiche in grado di degradare i composti solforati. In questo caso, la depurazione del biogas dipende principalmente dalla porosità, dalla temperatura, dal pH, dall'umidità e dalla concentrazione di idrogeno solforato della fase gassosa.

L'eliminazione dell'anidride carbonica

In alcuni casi può essere utile effettuare anche dei trattamenti per la rimozione o la riduzione del contenuto di anidride carbonica, per aumentare il tenore in metano del biogas. Questi sistemi devono essere installati solo dopo la rimozione dell'idrogeno solforato e si avvalgono di diverse soluzioni tecniche.

- A) Assorbimento in acqua,** a cui seguono lo strippaggio e l'emissione in atmosfera; è il metodo più semplice e meno costoso, a eccezione del costo di compressione.
- B) Filtrazione con membrane semipermeabili:** le membrane sono in grado di lasciare passare l'anidride carbonica e di trattenere il metano.

L'unità cogenerativa

La possibilità di convertire questo biocarburante gassoso in energia elettrica e termica impone una concisa trattazione delle principali caratteristiche delle unità cogenerative alimentate a biogas.

L'impianto è costituito da un motore a ciclo Diesel - convertito per funzionare secondo il ciclo Otto mediante l'inserimento di una candela di accensione - da un alternatore e da uno scambiatore di calore per il recupero termico dal raffreddamento del motore e dei gas di scarico.

Il rendimento energetico complessivo è prossimo al 90%, ripartito nel 35-40% elettrico e 50-55% termico (figura 40).

Figura 40 - Un'unità cogenerativa alimentata a biogas. Fonte: C.E.T.A.



6.4 I costi di investimento e di gestione della filiera

I costi di investimento per la costruzione e la messa in esercizio di un impianto per la produzione e la valorizzazione energetica del biogas sono variabili in funzione di diversi fattori, quali *in primis* la dimensione e la complessità tecnologica e la disponibilità di manufatti e attrezzature preesistenti (per esempio le vasche di stoccaggio dei liquami, la corsia per l'insilamento, le macchine operatrici).

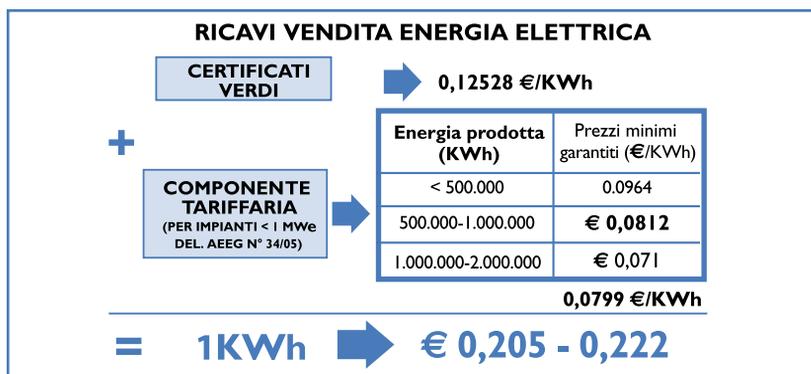
Nella valutazione delle risorse finanziarie, dunque, è necessario considerare tutti gli investimenti di carattere complementare (per esempio le strutture di stoccaggio delle materie prime, la cabina elettrica, gli allacciamenti).

Tabella 30 - I costi di acquisto e di gestione del digestore anaerobico e del motore

Potenza nominale [kWe]	Costi di investimento [€]	Costi di gestione [c€/kWh]
500	2.000.000	1,5-1,8
1.000	3.500.000-4.500.000	1,5-1,8

Le principali voci da accludere al conto riportato nella tabella 30, sono i costi della materia prima, della manodopera, dell'assicurazione (corrispondente a circa 0,5-0,65%), di ammortamento e gli oneri finanziari. I ricavi, che derivano dalla vendita dell'energia elettrica, hanno due componenti: la quota relativa ai Certificati Verdi e quella relativa alla componente tariffaria, per un valore del prodotto compreso attualmente tra 0,205-0,222 €/kWh (figura 41).

Figura 41 - I ricavi della vendita dell'energia elettrica dalle fonti rinnovabili. Fonte: C.E.T.A.



Si sottolinea che circa il 5-7% dell'energia elettrica è autoconsumata e, quindi, non può essere commercializzata.

6.5 Il bilancio energetico della filiera

L'analisi energetica della produzione del biogas è affetta da una certa variabilità, a causa dell'eterogeneità delle materie prime e delle soluzioni impiantistiche adoperate. Per un impianto interaziendale, il processo produttivo richiede un *input* energetico complessivo medio di 6,4 MJ/Nm³ (in un intervallo tra 3,5 MJ/Nm³ e 9,3 MJ/Nm³). La digestione anaerobica assorbe la frazione più importante, compresa tra il 50% e l'80%, mentre la produzione dei substrati dalle colture dedicate incide per il 45% (tabella 31).

Tabella 31 - Gli input e gli output energetici per la produzione del biogas⁷⁶

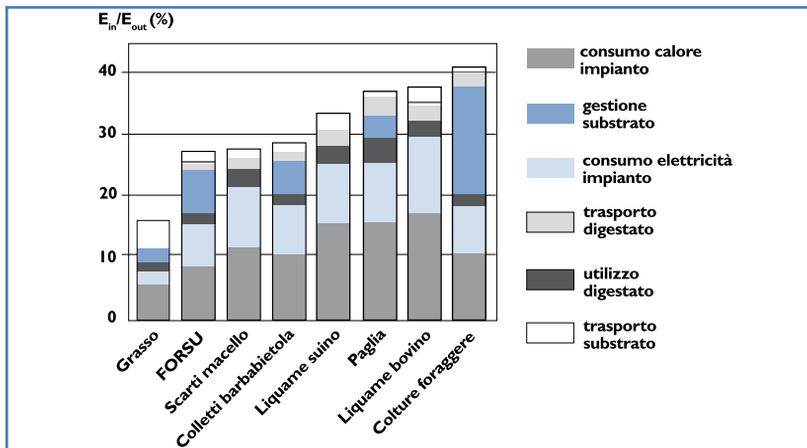
Substrato	Sostanza secca [%]	Resa in biogas [G]/t s.s.]	Costo energetico della produzione		
			gestione substrato [G]/t s.s.]	trasporto substrato [G]/t s.s.]	trasporto digestato [G]/t s.s.]
Liquame bovino	8	6,2	0	0,19 (1)	0,15 (1)
Liquame suino	8	7	0	0,19 (1)	0,15
Grasso (depuratore civile)	4	22	0	1,2 (2)	0,24 (2)
Colture foraggiere	23	10,6	1,9	0,07 (2)	0,24 (2)
FORSU	30	12,4	0,8	0,24 (2)	0,24 (2)
Scarti macellazione	17	9,4	0	0,14 (2)	0,24 (2)
Colletti barbabietole	19	10,6	0,54	0,09 (2)	0,24 (2)
Paglia	82	7,1	0,28	0,05	0,24 (2)

(1) escluso ritorno trasporto vuoto

(2) incluso ritorno trasporto vuoto

I valori assunti dal rapporto tra gli *input* e gli *output* per le diverse tipologie di substrato sono riportati nella figura 42.

Figura 42 - Il rapporto input/output energetico per filiere di produzione del biogas da diversi tipi di substrato⁷⁷



A fronte di una densità energetica di 23,3 MJ/Nm³, il bilancio energetico per il biogas assume valori variabili tra il 2,5 e il 6,7.

⁷⁶ Berglund M. e Börjesson P. (2004), *Energy analysis of Biogas Systems*, Poster session, 2nd World conference and technology exhibition on biomass for energy, industry and climate protection, Roma, 10-14 may.

⁷⁷ Berglund M. e Börjesson P. (2004), *Energy analysis of Biogas Systems*, Poster session, 2nd World conference and technology exhibition on biomass for energy, industry and climate protection, Roma, 10-14 may.

Capitolo 7

I biocarburanti di seconda generazione

In questo capitolo sono brevemente descritti alcuni carburanti innovativi, che rappresentano un'ulteriore valorizzazione delle biomasse ligno-cellulosiche da cui sono ottenuti. Sono definiti "di seconda generazione", poiché mostrano delle caratteristiche e delle prestazioni migliori rispetto a quelle dei biocarburanti tradizionali e al contempo necessitano di soluzioni processistiche e tecnologiche più complesse e perfezionate. A oggi i processi produttivi sono in corso di ottimizzazione e i tempi stimati per loro maturazione tecnologica sono indicativamente valutati nell'ordine di 7-10 anni^{78,79,80,81}.

Le materie prime impiegate di maggiore interesse sono quelle residuali (*in primis* i residui agroforestali e la frazione organica dei rifiuti solidi urbani), poiché consentono di ridurre significativamente l'incidenza del costo di reperimento. In alternativa si può ricorrere alle colture dedicate a elevata produttività (la canna comune, il sorgo da fibra, il panico).

La conversione termochimica delle biomasse e i combustibili ottenuti – La pirolisi e la gassificazione

Se si sottopone la biomassa solida a un progressivo aumento di temperatura, in parziale o totale assenza di ossigeno, hanno luogo importanti processi termochimici, che originano altri combustibili in forma solida, liquida o gassosa, già ampiamente utilizzati nel corso degli anni passati, ma che oggi

⁷⁸ Biofuels in the European Union - A vision for 2030 and beyond, Final draft report of the Biofuels Research Advisory Council, marzo 2006.

⁷⁹ Commissione delle Comunità Europee, Comunicazione della commissione. Strategia dell'UE per i biocarburanti, [SEC(2006) 142].

⁸⁰ Chiaramonti D., (2006), *Biocombustibili*, Università degli studi di Firenze – Dipartimento di Energetica S. Stecco.

⁸¹ www.refuel.eu/biofuels/

sono alla base di un'ulteriore attenzione per la produzione di alcuni biocarburanti di seconda generazione.

Le basi del processo di conversione termochimica

I processi, cui la biomassa è sottoposta nel corso del progressivo riscaldamento, sono i seguenti:

- **essiccamento:** quando dalla temperatura ambiente si passa a temperature sino a circa 150°C, l'acqua di imbibizione evapora, senza sostanziali modificazioni chimiche della materia prima;
- **torrefazione:** tra i 150°C e i 270-280°C, oltre all'acqua si liberano alcuni composti volatili, tra cui soprattutto l'acido acetico, il metanolo e l'anidride carbonica, mentre il residuo solido imbrunisce e acquista una densità energetica elevata (23,8 MJ/kg). Il legno torrefatto, corrispondente in media al 75% della biomassa solida iniziale, è un'importante materia prima per l'impiego energetico, poiché è stabile rispetto alla biodegradazione e caratterizzato da un'elevata densità energetica su base volumica;
- **pirolisi (carbonizzazione):** questa fase, che ha luogo quando le temperature crescono sino a valori massimi di 550-600°C, determina la scissione dei legami C-C e C-O (decarbonilazione e decarbossilazione) con produzione di gas (principalmente monossido di carbonio, idrogeno, anidride carbonica, metano, idrocarburi e in grande misura azoto molecolare), idrocarburi (anche ad alto peso molecolare, quali i catrami), fenoli, esteri, acido acetico, metanolo e acqua. Il residuo solido risultante è il carbone di legna (o carbonella), mentre il gas liberato, se opportunamente raffreddato, si suddivide in due ulteriori tipologie di prodotti: il primo gruppo di composti è incondensabile e costituisce, con una terminologia impropria, il cosiddetto "gas povero", mentre la parte condensabile, liquida alla temperatura ambiente, è detta "succo pirolegnoso" oppure "bio-olio".

Il carbone, con un contenuto in carbonio superiore al 95%, ha un PCI di circa 29,3 MJ/kg; il bio-olio, invece, in considerazione del suo contenuto molto variabile di acqua, ha un PCI, che oscilla tra i 7 MJ/kg e i 18 MJ/kg; il gas, infine, è caratterizzato da un PCI di 4,8 MJ/Nm³;

- **gassificazione:** alle temperature tra i 600°C e i 1.500°C, la produzione di carbone e di bio-olio è sostituita dalla totale gassificazione della biomassa; in altri termini i composti carboniosi e organici reagiscono ulteriormente con l'anidride carbonica e con l'acqua, con formazione prevalente di monossido di carbonio e idrogeno. Queste temperature così elevate sono ottenute bru-

ciando nel reattore un'aliquota della biomassa. Come agente comburente sono impiegati l'aria o l'ossigeno puro: nel primo caso nel gas prodotto si registra un'elevata concentrazione di azoto molecolare, mentre nella seconda ipotesi la presenza dell'azoto molecolare è nettamente inferiore e il gas evidenzia un PCI più alto (sino a valori di 10,5 MJ/Nm³).

Il gas ottenuto dal processo, detto gas di sintesi (o syngas), costituito da una miscela di monossido di carbonio e idrogeno, è alla base di tutta una serie di studi, per ottenere alcuni dei biocarburanti di seconda generazione.

7.1 Il bioidrogeno

Per definizione il bioidrogeno è ottenuto dalla biomassa e/o dalla frazione biodegradabile dei rifiuti mediante due processi distinti. Il primo è di natura termochimica, poiché si avvale della gassificazione ed è integrato da una fase di rettifica (*steam reforming*), qualora il contenuto finale di idrogeno non risulti sufficientemente elevato. Il secondo processo, attualmente ancora in fase di studio, è la fermentazione al buio. Questa opzione, simile alla digestione anaerobica, è riformulata in modo da produrre direttamente l'idrogeno e non il metano. Gli acidi organici, prodotti intermedi delle vie metaboliche microbiche, sono convertiti in bioidrogeno in presenza della radiazione solare mediante la foto-fermentazione.

Il bioidrogeno può essere utilizzato nei motori a combustione interna a ciclo Otto e a ciclo Diesel oppure nelle celle a combustibile.

Le caratteristiche del bioidrogeno sono riportate nella tabella 32.

Tabella 32 - Le caratteristiche chimiche, fisiche e merceologiche del bioidrogeno

Caratteristica	Bioidrogeno*
Potere calorifico inferiore (PCI) [MJ/Nm ³]	10,05
Numero di ottano (valore medio tra MON e RON)	130
Flash point [°C]	585
Temperatura di ebollizione [°C]	- 252
Temperatura di infiammabilità [°C]	- 279
Stato	gassoso
Aspetto	gassoso

*valore medio

L'utilizzo del bioidrogeno nell'autotrazione richiede la compressione e la liquefazione del gas oppure la sua trasformazione in forma di idruro metallico⁸².

7.2 Il syngas

Si definisce gas di sintesi o *syngas* (dall'inglese *synthesis gas*) una miscela di gas, generata mediante il processo di gassificazione dei materiali contenenti carbonio, tra cui le biomasse ligno-cellulosiche.

Il *syngas* è composto principalmente da monossido di carbonio (CO) e idrogeno (H₂), quali combustibili principali; sono presenti, inoltre, azoto e anidride carbonica (CO₂). Il suo PCI è variabile, poiché la sua composizione può essere condizionata nel corso della gassificazione, usando aria e acqua (*steam reforming*) per realizzare il rapporto H₂/CO desiderato. Le caratteristiche ottenute in funzione del tipo di gassificatore utilizzato sono esposte nella tabella 33.

Le sue proprietà chimiche e fisiche ne consentono l'impiego nei motori a ciclo Otto e a ciclo Diesel, nelle turbine a gas e nelle celle a combustibile⁸³.

Tabella 33 - La composizione tipica del syngas ottenuto dalla biomassa legnosa, in funzione dei vari tipi di gassificatore⁸⁴

Caratteristica	Tipo di gassificatore		
	aria	ossigeno	vapore
Potere calorifico inferiore (PCI) [MJ/Nm ³]	3,8-4,6	10	12-13
Contenuto in monossido di carbonio [%]	12-15	30-37	32-41
Contenuto in anidride carbonica [% in peso]	14-17	25-29	17-19
Contenuto in idrogeno [%]	9-10	30-34	24-26
Contenuto in metano [%]	2-4	4-6	12,4
Contenuto in cetano [%]	0,2-1	0,7	2,5
Contenuto in azoto [%]	56-59	2-5	2,5
Resa del gas [Nm ³ /kg di legno secco]	2,3-3	1,3-1,45	-
Stato	gassoso		
Aspetto	gassoso		

- data non disponibile

⁸² Hamelinck C.N., (2004), *Outlook for advanced biofuels*, Università di Utrecht (Olanda).

⁸³ *Biomass Program: Pyrolysis and Other Thermal Processing*, www1.eere.energy.gov/biomass/pyrolysis.html

⁸⁴ Murphy M.J. et al., (2004), *Compendium of Experimental Cetane Number Data*, National Renewable Energy Laboratory (NREL).

7.3 Il bio-olio

Il bio-olio è il prodotto liquido della pirolisi della biomassa ligno-cellulosica, con caratteristiche simili al petrolio.

La pirolisi è un processo termico di decomposizione della biomassa, condotto in assenza di ossigeno e a temperature moderate (350-550°C). Tra le varie configurazioni impiantistiche, che consentono dei rendimenti di produzione di bio-olio elevati (75% in peso asciutto della biomassa di partenza), si ricordano i reattori a letto fluido bollente, circolante e trasportato e quelli a ciclone.

Il bio-olio è stato sperimentato con successo nei motori a ciclo Diesel e nelle turbine ed è annoverato tra gli idrocarburi combustibili di alta qualità, sebbene attualmente sia gravato da costi energetici ed economici ancora inaccettabili^{85,86}.

Tabella 34 - Le caratteristiche chimiche, fisiche e merceologiche del bio-olio⁸⁷

Caratteristica	Bio-olio*
Potere calorifico inferiore (PCI) [MJ/kg]	18,5
Numero di cetano	10
Contenuto di ossigeno [% in peso]	45
Contenuto in acqua [% in peso]	14
Contenuto in ceneri [% in peso]	0,13
Temperatura di infiammabilità [°C]	70
Densità [kg/m ³]	1.250
Stato	liquido
Aspetto	limpido

*valore medio

7.4 Il biometanolo

Il biometanolo si distingue dal metanolo tradizionale in virtù della materia prima utilizzata per la sua produzione: mentre il metanolo tradizionale è ottenuto mediante il processo di conversione catalitica

⁸⁵ Biomass Program: Pyrolysis and Other Thermal Processing, www1.eere.energy.gov/biomass/pyrolysis.html

⁸⁶ Vivarelli S., Tondi G., (2004), *Pyrolysis Oil: An Innovative Liquid Biofuel for Heating*, COMBIO Project, ETA Renewable Energies.

⁸⁷ Murphy M.J. et al., (2004), *Compendium of Experimental Cetane Number Data*, National Renewable Energy Laboratory (NREL).

a partire da un combustibile fossile (generalmente gas naturale), per il biometanolo si ricorre alla biomassa ligno-cellulosica.

Il processo più diffuso prevede la gassificazione della biomassa e la conversione catalitica dei gas ottenuti (CO₂ e H₂) (con ossido di cromo e ossido di zinco). La reazione per la produzione del biometanolo avviene generalmente in condizioni piuttosto spinte di temperatura (400°C) e pressione (40-80 atm).

In considerazione delle sue proprietà, molto simili a quelle del bioetanolo, il biometanolo può essere utilizzato nei motori a ciclo Otto e a ciclo Diesel (tabella 35).

Tabella 35 - Le caratteristiche chimiche, fisiche e merceologiche del biometanolo⁸⁸

Caratteristica	Biometanolo*
Potere calorifico inferiore [MJ/kg]	19,5
Contenuto in ossigeno [% in peso]	34,7
Motor Octane Number (MON)	88,6
Research Octane Number (RON)	120
Numero di ottano (valore medio tra MON e RON)	104,3
Numero di cetano	5
Flash point [°C]	464
Temperatura di ebollizione [°C]	65
Tensione di vapore [kPa]	32
Stato	liquido
Aspetto	limpido

*valore medio

Nelle applicazioni per l'autotrazione il biometanolo presenta un comportamento paragonabile alla benzina per prestazioni e veicoli impiegati ed è caratterizzato da un valore più elevato per il numero di ottano.

La principale criticità dell'utilizzo del biometanolo è legata alla sicurezza delle fasi di stoccaggio, trasporto e manipolazione, poiché esso brucia senza fiamma visibile ed è tossico per inalazione, contatto e ingestione. Queste problematiche si riflettono negli elevati costi di gestione a carico della rete di distribuzione.

L'impiego del biometanolo in miscele fino al 20% in volume con la benzina non richiede modifiche al motore o alle infrastrutture di distribuzione, mentre un suo utilizzo puro o a elevate concentrazioni in

⁸⁸ Murphy M.J. et al., (2004), *Compendium of Experimental Cetane Number Data*, National Renewable Energy Laboratory (NREL).

miscela con la benzina è subordinato a interventi sul motore, per garantirne la partenza a freddo e per evitare la corrosione dei materiali. Nella filiera del biodiesel, infine, il biometanolo può essere utilizzato come reagente nella transesterificazione degli oli vegetali⁸⁹.

7.5 Il biodimetilere (bio-DME)

Si definisce biodimetilere, o etere di legno, l'etere dimetilico ottenuto dalla biomassa.

Il processo produttivo si avvale della gassificazione della biomassa ligno-cellulosica a biometanolo e della sua successiva conversione a bio-DME; è attualmente in corso di ottimizzazione una tecnologia per la trasformazione diretta del *syngas* in bio-DME.

In considerazione delle sue proprietà chimiche e fisiche, il bio-DME è indicato per sostituire il gasolio nei motori a ciclo Diesel (tabella 36). Il bio-DME è gassoso a temperatura ambiente e liquido se la pressione è superiore ai 5 bar o se la temperatura è inferiore a -25°C. In linea generale esso si presta a essere impiegato allo stato liquido, operando a valori di pressione dell'ordine dei 5-10 bar.

Tabella 36 - Le caratteristiche chimiche, fisiche e merceologiche del bio-DME⁹⁰

Caratteristica	Bio-DME*
Potere calorifico inferiore (PCI) [MJ/kg]	28,3
Contenuto in ossigeno [% in peso]	35
Numero di cetano	57
Flash point [°C]	292
Temperatura di ebollizione [°C]	- 23
Temperatura di infiammabilità [°C]	- 41
Densità [kg/m ³]	668 (liquefatto)
Stato	gassoso
Aspetto	gassoso incolore

*valore medio

Le ricerche sulle applicazioni del biodimetilere come carburante nell'autotrazione sono iniziate recentemente; è già emerso come la

⁸⁹ Lappas et al., (2005), *Production of transportation fuels from biomass*, Chemical Process Engineering Research Institute (CPERI)/Center for Research and Technology Hellas (CERTH), Themi-Thessaloniki (Grecia).

⁹⁰ Murphy M.J. et al., (2004), *Compendium of Experimental Cetane Number Data*, National Renewable Energy Laboratory (NREL).

predisposizione dei motori necessari della sostituzione di alcuni materiali, quali la plastica, gli elastomeri e le gomme, che possono essere aggrediti dal bio-DME.

Le operazioni di trasporto, di stoccaggio e di distribuzione del biodimetil-etere sono simili a quelle adottate con il GPL⁹¹.

7.6 Il bio-MTBE (Metil Ter Butil Etere)

Il bio-MTBE è prodotto a partire dal biometanolo e può essere utilizzato come antidetonante nei motori a ciclo Otto, analogamente all'MTBE di origine fossile, di cui ricalca tutte le caratteristiche (tabella 26).

Il bio-MTBE ha l'effetto di innalzare il numero di ottano della benzina, senza diminuirne la densità energetica e incrementarne la volatilità. Poiché alla reazione di sintesi partecipa anche l'isobutene di origine petrolifera, il bio-MTBE è considerato un biocarburante nella misura in cui il biometanolo contribuisce alla sua composizione, ossia per il 36%.

Con la progressiva eliminazione del piombo, a partire dalla metà degli anni Ottanta, è diventato una delle componenti più utilizzate per la formulazione delle benzine: il costo e la tossicità inferiori a quelle del piombo tetraetile e del benzene ne hanno incrementato l'impiego come antidetonante in tutte le benzine verdi, fino a essere usato oggi in percentuali che vanno dal 7% al 12% in volume.

La principale criticità, che penalizza l'utilizzo del bio-MTBE, è la sua alta solubilità in acqua, che, accompagnata dal modesto adsorbimento alle frazioni organica e minerale del suolo e dalla scarsa degradabilità, crea una seria minaccia per la qualità delle acque sotterranee.

7.7 Il biobutanolo

Il biobutanolo è un biocarburante liquido, prodotto dalla fermentazione degli zuccheri a opera del microrganismo *Clostridium acetobutylicum* a partire dalle stesse materie prime del bioetanolo.

In considerazione delle sue proprietà (tabella 37), il biobutanolo può essere utilizzato nei motori a combustione interna a ciclo Diesel e a ciclo Otto, analogamente al bioetanolo.

⁹¹ Biomass Program: Pyrolysis and Other Thermal Processing, www1.eere.energy.gov/biomass/pyrolysis.html

Tabella 37 - Le caratteristiche chimiche, fisiche e merceologiche del biobutanolo⁹²

Caratteristica	Biobutanolo*
Potere calorifico inferiore (PCI) [MJ/kg]	36
Contenuto in ossigeno [% in peso]	22
Motor Octane Number (MON)	78
Research Octane Number (RON)	96
Numero di ottano (valore medio tra MON e RON)	87
Numero di cetano	17
Flash point [°C]	35
Temperatura di ebollizione [°C]	118
Tensione di vapore [kPa]	32
Stato	liquido
Aspetto	limpido

*valore medio

Il biobutanolo presenta alcune caratteristiche che lo favoriscono rispetto al bioetanolo. In primo luogo è meno corrosivo e non danneggia le infrastrutture esistenti per la distribuzione della benzina. In secondo luogo, la sua miscelazione con i carburanti fossili è migliore e le miscele non vanno incontro a separazione delle fasi. Ne consegue che l'immagazzinamento e la distribuzione del biobutanolo sono facilitati.

A fronte di una densità energetica superiore a quella del bioetanolo, il biobutanolo evidenzia dei valori più bassi per il numero di ottano: complessivamente, pertanto, il bioetanolo fornisce delle prestazioni migliori⁹³.

7.8 L'FT-diesel (FT-liquids o biocarburanti sintetici)

Appartengono a questa categoria gli idrocarburi sintetici o le miscele di idrocarburi sintetici ricavati dalla biomassa.

Il processo più noto per la conversione energetica della biomassa ligno-cellulosica in biocarburanti liquidi (BTL, *Biomass-to-Liquid*) è la sintesi di Fischer-Tropsch, che è stata usata su vasta scala in Germania durante la Seconda guerra mondiale.

Il processo denominato Fischer-Tropsch prevede la gassificazione delle biomasse ligno-cellulosiche, la purificazione e il condiziona-

⁹² Murphy M.J. et al., (2004), *Compendium of Experimental Cetane Number Data*, National Renewable Energy Laboratory (NREL).

⁹³ Zimbardi F., *Biocombustibili da materiali lignocellulosici*, ENEA.

mento del gas prodotto e la successiva conversione in biocarburanti liquidi (*FT-liquids*).

I prodotti liquidi sono costituiti da idrocarburi a catena lineare, non contengono composti dello zolfo e possono essere ulteriormente convertiti in combustibili per l'autotrazione.

Il diesel Fischer-Tropsch può essere prodotto direttamente, ma si ottengono dei rendimenti più alti, se si passa per un intermedio, che è successivamente trasformato tramite un processo di idrolisi.

Il diesel Fischer-Tropsch ha un comportamento simile al gasolio di origine fossile, in termini di potere calorifico inferiore, densità e viscosità (tabella 38); può, dunque, sostituire questo carburante fossile nei motori a ciclo Diesel. Per alcune caratteristiche il diesel di sintesi presenta un comportamento migliore del gasolio: il numero di cetano è più alto e il contenuto di composti aromatici è inferiore, con conseguenti minori emissioni di particolato e ossidi di azoto.

I due carburanti possono essere mescolati in qualsiasi proporzione, senza l'esigenza di apportare delle modifiche al motore e alle infrastrutture di distribuzione.

Tabella 38 - Le caratteristiche chimiche, fisiche e merceologiche del FT-diesel⁹⁴

Caratteristica	FT-diesel*
Potere calorifico inferiore (PCI) [MJ/kg]	42,9
Numero di cetano	74
Flash point [°C]	315
Densità [kg/m ³]	770
Stato	liquido
Aspetto	limpido

*valore medio

I principali temi di ricerca dei prossimi anni per la produzione degli *FT-liquids* sono la purificazione e il condizionamento del gas di sintesi, lo sviluppo di catalizzatori e la valorizzazione dei sottoprodotti, quali l'energia elettrica e termica e il vapore^{95,96,97}.

⁹⁴ Murphy M.J. et al., (2004), *Compendium of Experimental Cetane Number Data*, National Renewable Energy Laboratory (NREL).

⁹⁵ Biomass Program: Pyrolysis and Other Thermal Processing, www1.eere.energy.gov/biomass/pyrolysis.html

⁹⁶ Eberhardt J.J., *Future Fuels for Heavy-Duty Trucks*, Office of Heavy Vehicle Technologies, Energy Efficiency and Renewable Energy – U.S. Department of Energy (DOE).

⁹⁷ Ministero delle Attività Produttive – Direzione Generale per lo Sviluppo Produttivo e la Competitività, *Il processo GTL e la gassificazione dei combustibili solidi*, gennaio 2006.

Capitolo 8

L'impiego dei biocarburanti

Uno degli impieghi più importanti dei biocarburanti è quello nei motori termici, ovvero nelle macchine, che hanno lo scopo di trasformare l'energia termica in energia meccanica.

I motori termici possono essere a combustione esterna, quando questa avviene al di fuori del fluido motore, o a combustione interna, quando il combustibile è bruciato nel fluido stesso, in modo che vengano a far parte di questo anche i prodotti di combustione. I motori a combustione interna, detti anche motori endotermici, sono senz'altro i più diffusi in termini di unità installate. Fra questi troviamo i motori a ciclo Diesel, i motori a ciclo Otto e le turbine a gas.

I biocarburanti sono stati utilizzati nei motori endotermici sin dalle prime fasi di sviluppo di queste macchine. Già nei primi anni del Novecento gli oli vegetali venivano utilizzati nei motori Diesel, mentre i primi studi più approfonditi risalgono agli anni Venti. L'interesse verso questo tipo di combustibili aumentò durante la Seconda guerra mondiale, per far fronte alla mancanza di combustibili fossili.

Dalla guerra a oggi, tuttavia, lo sviluppo tecnologico ha portato a un uso quasi esclusivo dei combustibili fossili; i motori, inoltre, sono stati migliorati enormemente, soprattutto per quanto riguarda i sistemi di iniezione e di controllo, a tal punto da diventare poco flessibili per l'utilizzo con carburanti diversi dal gasolio e dalla benzina.

Di recente l'accresciuta attenzione all'impatto ambientale dei processi di combustione ha nuovamente rinnovato l'interesse nei confronti dei biocarburanti e delle implicazioni che il loro utilizzo può avere in termini tecnici ed economici nei motori.

In questo capitolo ci si propone, quindi, di analizzare proprio queste implicazioni, in relazione al tipo di motore e di biocarburante usato. È descritto il principio di funzionamento dei più diffusi motori endotermici e, in particolare, sono esaminate quelle componenti del moto-

re, il cui funzionamento può essere influenzato dal tipo di combustibile impiegato.

Si analizzano, inoltre, i sistemi cogenerativi, ovvero gli impianti nei quali si producono contemporaneamente elettricità e calore, che consentono uno sfruttamento più completo dell'energia contenuta nel combustibile.

8.1 I motori a combustione interna alternativi

I motori a combustione interna sono macchine termiche, che convertono in lavoro meccanico l'energia chimica del combustibile. Il loro nome deriva dal fatto che la trasformazione dell'energia ha luogo all'interno del motore stesso, e non all'esterno, in appositi organi come caldaie e bruciatori.

I motori a combustione interna possono essere suddivisi in differenti categorie, facendo uso di diversi criteri di classificazione, alcuni dei quali sono riportati di seguito^{98,99}:

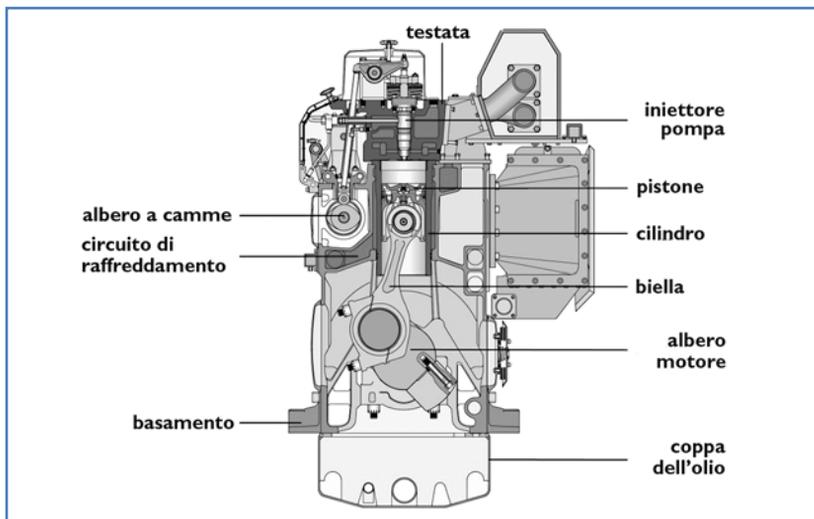
- **modalità di accensione:** motori ad accensione comandata o ad accensione per scintilla, comunemente indicati come motori Otto, e motori ad accensione spontanea o per compressione, detti anche motori Diesel;
- **durata del ciclo di funzionamento:** motori a due tempi, in cui il ciclo di funzionamento si compie in un solo giro dell'albero motore, e quindi, in due corse dello stantuffo, e motori a quattro tempi, in cui il ciclo di funzionamento si compie in due giri dell'albero motore, ovvero in quattro corse dello stantuffo.

I motori a combustione interna alternativi sono caratterizzati dalla presenza di una camera di combustione a volume variabile, la cui geometria è definita dal moto alterno dello stantuffo (figura 43). Quest'ultimo è collegato tramite una biella all'albero motore, detto anche albero a gomiti, e si muove tra due posizioni estreme, dette punto morto superiore (PMS) e punto morto inferiore (PMI), in corrispondenza delle quali il volume della camera raggiunge, rispettivamente, i valori minimo e massimo (figura 44). Il cilindro è messo in comunicazione con l'ambiente esterno da apposite valvole di aspirazione e di scarico, che sono aperte a ogni ciclo e consentono il ricambio del fluido di lavoro.

⁹⁸ Ferrari G., (2001), *Motori a combustione interna*, Edizioni il capitolino, Torino.

⁹⁹ Giacosa D., (1990), *Motori endotermici*, Hoepli Milano.

Figura 43 - La sezione di un motore Diesel¹⁰⁰

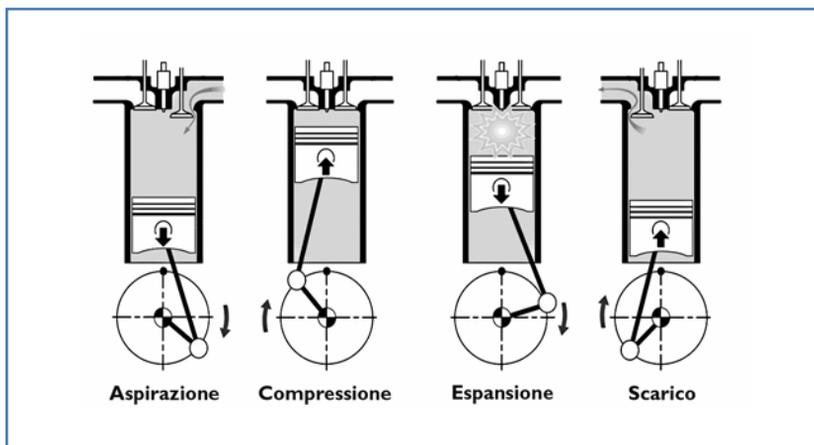


Il ciclo di funzionamento per un motore a quattro tempi

Durante la corsa di aspirazione lo stantuffo si sposta dal PMS al PMI, creando una depressione all'interno del cilindro e richiama, attraverso la valvola di aspirazione, la carica fresca. Se il motore è ad accensione comandata, si immette all'interno del cilindro una miscela di aria e combustibile, mentre nel motore Diesel è immessa soltanto aria. Durante la corsa di compressione entrambe le valvole sono chiuse e lo stantuffo, spinto dall'albero motore, si sposta dal PMI al PMS, comprimendo il gas contenuto all'interno del cilindro. Poco prima che lo stantuffo raggiunga il PMS, è avviata la combustione: innescata da una scintilla nel caso di motori ad accensione comandata, per autoaccensione nel caso di motori Diesel. La pressione all'interno del cilindro aumenta rapidamente e, durante la corsa di espansione, lo stantuffo è spinto verso il PMI, provocando la rotazione dell'albero motore (fase utile). Poco prima del PMI si apre la valvola di scarico e i gas combusti abbandonano spontaneamente il cilindro (scarico spontaneo). Successivamente, nella corsa di scarico, lo stantuffo, mosso dall'albero motore, si porta al PMS, espellendo i gas ancora rimasti all'interno.

¹⁰⁰ Wärtsilä.

Figura 44 - Il ciclo di funzionamento per un motore a quattro tempi¹⁰¹



8.1.1 Il confronto fra motori a ciclo Otto e Diesel

Nel cilindro dei motori a ciclo Otto è compressa una miscela di aria e combustibile, che viene accesa mediante una scintilla provocata da una candela negli ultimi istanti della fase di compressione. Ai fini del corretto funzionamento del motore è molto importante che il combustibile non si accenda spontaneamente a seguito delle alte temperature presenti nel cilindro (detonazione). Questo problema può essere evitato limitando il rapporto di compressione. La fase di compressione dei motori Diesel interessa solamente aria e, quindi, il rischio di detonazione non esiste e il rapporto di compressione può essere più elevato. Si passa così da un rapporto di compressione, che al massimo può essere 12:1 - 13:1 nei motori Otto, a dei valori superiori a 20:1 tipici dei motori Diesel. Dal momento che il rendimento del motore è proporzionale al rapporto di compressione, si evince che il motore Diesel può raggiungere delle efficienze di conversione più elevate.

Un'altra differenza fra i due tipi di motore, che incide anche sul rendimento, è relativa al sistema di controllo. Nel motore Otto la regolazione della quantità di carica immessa nel cilindro avviene tramite una valvola (la valvola a farfalla), che causa delle perdite di carico nel circuito di alimentazione. La regolazione dei motori Diesel ha luogo,

¹⁰¹ Bosch.

invece, controllando solo la quantità di combustibile introdotta direttamente nel cilindro, mentre rimane invariata la quantità di aria. Ciò comporta ai carichi parziali un vantaggio, in termini di rendimento, per i motori Diesel rispetto a quelli Otto.

Allo stato dell'arte i motori Otto lenti di grande taglia possono raggiungere rendimenti attorno al 40%, mentre i corrispondenti motori Diesel possono raggiungere efficienze anche superiori al 46%.

Nonostante un'efficienza più bassa, i motori Otto presentano alcuni vantaggi rispetto ai Diesel:

- nei motori Diesel la pressione nel cilindro è più elevata e ciò implica delle sollecitazioni meccaniche superiori che impongono una struttura più resistente, andando a penalizzare il costo e il peso del sistema; questo aspetto è importante per un motore destinato alla trazione, meno rilevante per un motore stazionario;
- nei motori Diesel la combustione comporta dei depositi carboniosi e causa un più rapido degrado dell'olio lubrificante, che incide negativamente sui costi di manutenzione;
- i motori Otto, soprattutto se alimentati a gas naturale, consentono di raggiungere livelli di emissioni nocive inferiori rispetto ai motori Diesel alimentati con combustibili liquidi;
- nelle applicazioni cogenerative la minore efficienza del motore Otto può essere compensata dalla maggiore quantità di calore rilasciato e, quindi, potenzialmente recuperabile. Contestualmente utilizzando gas naturale privo di zolfo, è possibile abbassare la temperatura dei gas di scarico, senza incorrere in problemi di corrosione delle ultime sezioni degli scambiatori e recuperare così una frazione maggiore di energia termica.

8.1.2 L'influenza delle condizioni operative

Come in tutte le macchine anche nei motori a combustione interna le caratteristiche di funzionamento sono influenzate dalle condizioni operative, siano queste relative alle modalità di carico, sia ai parametri ambientali.

Nel caso di sistemi con funzionamento a numero di giri costante, per esempio per la produzione di energia elettrica, è necessario poter valutare le prestazioni ai carichi parziali e al variare delle condizioni ambientali.

Per quanto riguarda i carichi parziali, normalmente i costruttori forniscono dei diagrammi come quello riportato nella figura 45, dove è presentata la variazione del consumo specifico per un motore di grossa cilindrata, ad accensione comandata a quattro tempi, al variare del carico, per tre diverse velocità di funzionamento.

Per motori con funzionamento a numero di giri variabile, come nell'impiego automobilistico, è molto importante l'andamento della coppia al variare del numero di giri, oltre che al valore della potenza massima. In questo caso può essere utile fare riferimento a dei piani quotati, come quello riportato nella figura 46. In ordinata è indicato il carico espresso in termini di pressione media effettiva, in ascissa la velocità di rotazione, mentre le curve di livello presentano la variazione del consumo specifico.

L'influenza dei parametri ambientali, e in particolare della temperatura, può essere valutata, in prima approssimazione, utilizzando dei diagrammi come quello nella figura 47, in cui si riporta l'andamento del rendimento e della potenza erogata per un motore a ciclo Otto di 120 kW.

I motori a combustione interna e le definizioni di rendimento

Nello studio e nella caratterizzazione dei motori a combustione interna sono usati numerosi rapporti per definire il rendimento dei processi e delle trasformazioni, che avvengono nella macchina. Di seguito sono riportati quelli più frequentemente utilizzati¹⁰²:

- **il rendimento termico ideale:** *esprime la qualità del ciclo ideale di funzionamento ed è uguale al rapporto tra il lavoro prodotto e il calore fornito;*
- **il rendimento indicato:** *rappresenta un indice dell'efficienza con cui il calore sviluppato dal combustibile, durante il ciclo reale di funzionamento, è convertito nel lavoro meccanico, fatto dalla pressione del gas sullo stantuffo;*
- **il rendimento meccanico (organico):** *tiene conto delle perdite di potenza per vincere l'attrito tra i principali accoppiamenti cinematici del motore e per trascinare tutti gli ausiliari indispensabili per il funzionamento;*
- **il rendimento effettivo (globale), nel testo talvolta indicato semplicemente come "rendimento" o "efficienza di conversione":** *misura l'efficienza con cui l'energia contenuta nel combustibile è convertita in lavoro meccanico disponibile all'albero. È uguale al rapporto tra il lavoro disponibile all'albero e la quantità di calore fornito con il combustibile.*

¹⁰² Challen B., Baranescu R., (1999), Diesel engine reference book, Butterworth-Heinemann College; 2nd edition.

Figura 45 - La variazione del consumo specifico in funzione del carico e della velocità – motore stazionario ad accensione comandata alimentato a gas¹⁰³

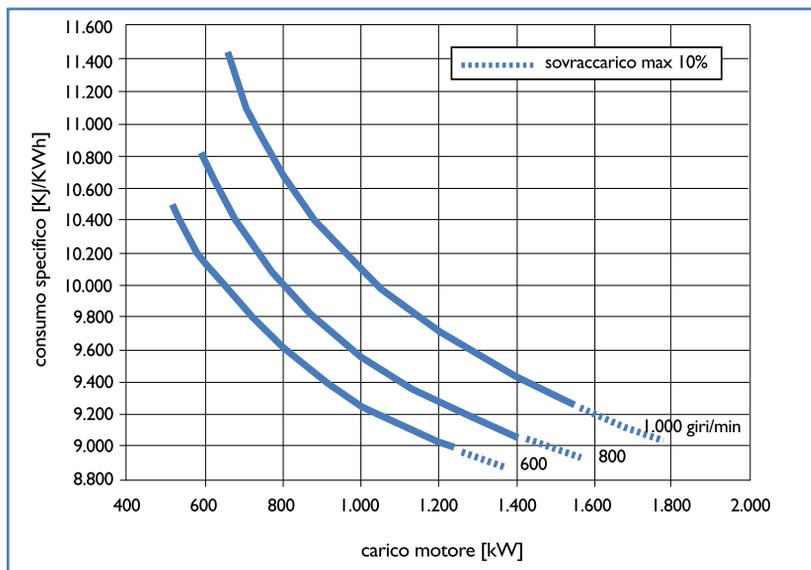
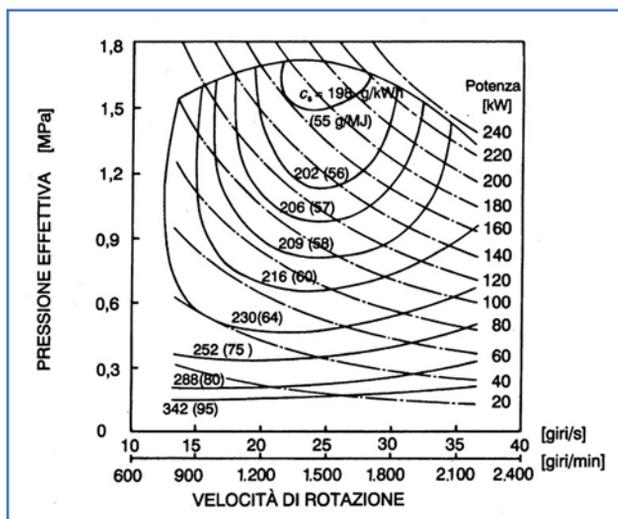


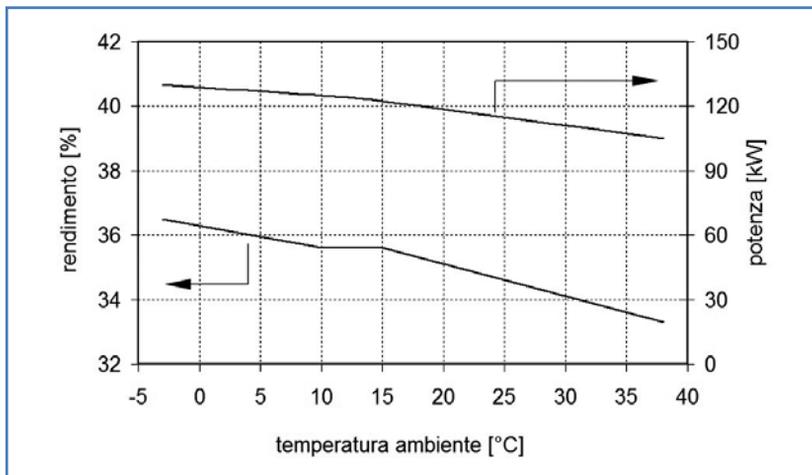
Figura 46 - L'andamento del consumo specifico di combustibile in funzione del carico e della velocità – motore Diesel per autotrazione¹⁰⁴



¹⁰³ Elaborato da Waukesha.

¹⁰⁴ Ferrari G., (2001), *Motori a combustione interna*, Edizioni il capitulo, Torino.

Figura 47 - L'andamento del rendimento e della potenza erogata in funzione della temperatura ambiente per un motore Otto da 120 kW_e. Fonte: modificato da: Macchi E., Campanari S., Silva P., (2005), *La microgenerazione con gas naturale*, Polipress, Milano



La pressione media effettiva (PME) è un parametro che esprime il lavoro meccanico effettivo per ciclo e unità di cilindrata e, quindi, fornisce una misura dell'efficienza, con cui il progettista è riuscito a sfruttare la cilindrata del motore per un dato regime di rotazione. Per una certa velocità, la PME varia in base alla potenza sviluppata dal motore; è per questo che il suo valore è spesso usato come indice per la definizione del carico del motore. È espressa in bar.

Il consumo specifico di combustibile rappresenta una grandezza molto significativa, che definisce l'efficienza con la quale un motore utilizza il combustibile per produrre energia meccanica. Noto il potere calorifico del combustibile, permette di calcolare il rendimento del motore. Normalmente si esprime in g/kWh.

L'utilizzo di combustibili alternativi nei motori non può prescindere da una verifica di compatibilità con il sistema di iniezione. Tale verifica può essere fatta solo sulla base di un'approfondita conoscenza del sistema e, normalmente, va condotta in collaborazione con la casa costruttrice.

Nel prossimi paragrafi si danno alcune informazioni riguardo i sistemi di alimentazione più comuni, in modo da rendere disponibili le conoscenze necessarie per un'individuazione preliminare delle possibili criticità di funzionamento.

8.1.3 I sistemi di alimentazione dei motori a ciclo Otto

Nei motori ad accensione comandata si utilizzano principalmente due sistemi di alimentazione:

- la carburazione, che sfrutta la depressione all'interno di un condotto Venturi per richiamare la quantità di combustibile necessaria nel flusso d'aria aspirato dal movimento discendente del pistone;
- l'iniezione (diretta o indiretta), ovvero il combustibile è iniettato sotto pressione nella massa d'aria aspirata.

Con la sola eccezione dei sistemi a iniezione diretta, la preparazione della miscela aria-combustibile inizia al di fuori dei cilindri e si completa all'interno della camera di combustione.

La velocità di formazione e l'omogeneità della miscela dipende da molti parametri di funzionamento e costruttivi del motore, quali per esempio la velocità di rotazione, il carico, le caratteristiche del combustibile, la geometria dei condotti e la disposizione delle valvole.

La qualità della miscela aria-combustibile

La qualità della miscela può essere definita tramite la dosatura (A/F), ovvero il rapporto, in massa, aria-combustibile. Quando, nel caso dei motori alimentati a benzina, questo rapporto vale 14,7 la miscela è detta "stechiometrica"; per valori superiori è detta "magra" e per quelli inferiori "ricca" o "grassa". Utilizzando una miscela magra è possibile ottenere dei rendimenti migliori mentre, entro certi limiti, una miscela ricca consente di raggiungere delle potenze più elevate. Per un motore catalizzato, il funzionamento ottimale della marmitta catalitica richiede il mantenimento della dosatura stechiometrica: tuttavia in alcune condizioni di funzionamento, per esempio durante l'avviamento a freddo, la miscela viene arricchita. Ciò comporta un temporaneo aumento delle emissioni inquinanti.

Nel campo dell'autotrazione, l'introduzione delle marmitte catalitiche ha reso necessario l'utilizzo dei sistemi a iniezione elettronica in sostituzione del carburatore, al fine di assicurare un preciso controllo della qualità della miscela. Tuttavia il carburatore è ancora utilizzato, per esempio, in alcuni motori a gas e biogas, dove svolge la funzione di miscelare il combustibile gassoso con l'aria.

L'iniezione indiretta

Nei sistemi a iniezione indiretta la quantità di combustibile necessaria per ottenere la dosatura corretta può essere iniettata nel flusso d'aria in aspirazione da un unico iniettore, posizionato subito a monte della valvola a farfalla (iniezione *single-point*), oppure, l'iniezione può essere affidata a più iniettori, uno per ciascun cilindro, posizionati a monte della valvola di aspirazione (iniezione *multi-point*).

In base alla strategia di comando degli iniettori, l'iniezione *multi-point* può essere:

- **simultanea:** quando gli iniettori immettono contemporaneamente il combustibile, richiedendo così un solo comando da parte dell'unità di controllo;
- **semisequenziale:** quando sono attivati diversi gruppi di iniettori con un unico comando, semplificando così il sistema di controllo;
- **sequenziale:** quando i singoli iniettori sono azionati individualmente secondo un ordine prefissato.

L'iniezione diretta

L'esigenza di ridurre ulteriormente le emissioni inquinanti dei motori a benzina portò, alla fine degli anni Novanta, alla realizzazione dei motori a carica stratificata con l'adozione dell'iniezione diretta. Questo sistema, però, non è attualmente molto diffuso, in quanto comporta la necessità di introdurre il combustibile a pressioni più elevate (decine di bar) rispetto l'iniezione indiretta (3,5 bar). Per entrambi i sistemi, la regolazione della quantità iniettata e, quindi, della qualità della miscela, è fatta intervenendo sul tempo di apertura degli iniettori.

8.1.4 I sistemi di alimentazione dei motori a ciclo Diesel

In un motore Diesel il combustibile è iniettato direttamente nella camera di combustione sotto forma di un fine *spray*. Grazie a un energetico mescolamento con l'aria, portata a una temperatura elevata nella fase di compressione, le goccioline parzialmente vaporizzano, generando una miscela aria-combustibile eterogenea. La combustione segue una prima fase premiscelata e una seconda diffusiva. Nella fase premiscelata, la combustione della miscela aria-combustibile è meno

completa e contribuisce in larga parte alla formazione del particolato. Il passaggio alla fase diffusiva, che garantisce una combustione più completa, è condizionato significativamente dalla quantità di combustibile iniettata, dal momento dell'iniezione e dalle caratteristiche dello *spray*.

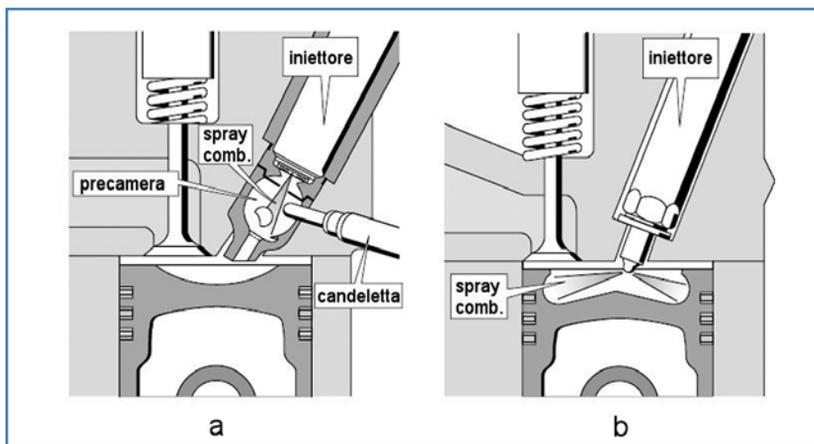
Al fine di assicurare un funzionamento regolare del motore e un basso livello di emissioni, il sistema di iniezione deve garantire, per ogni condizione di carico e regime, la corretta dosatura del combustibile, assieme a una sua buona polverizzazione e un'adeguata saturazione dell'iniezione.

I motori a iniezione indiretta e diretta

I motori Diesel si possono suddividere in due principali tipi: i motori a iniezione diretta e i motori a iniezione indiretta.

Come evidenziato nella figura 48 (a) in un motore a iniezione indiretta la camera di combustione è divisa in due parti collegate tramite un condotto: la camera principale, compresa fra il pistone e la testata, e la precamera, ricavata nella testata stessa del motore. L'iniezione avviene nella precamera, dove inizia la combustione associata a un rapido aumento della pressione, che fa sì che i gas siano proiettati violentemente nella camera principale, favorendo il processo di miscelazione e, quindi, la continuazione del processo di ossidazione del combustibile. In passato, soprattutto nel campo automobilistico, l'iniezione indiretta è stata largamente usata, in quanto permetteva di ottenere un sufficiente grado di miscelazione del combustibile in modo tecnicamente semplice e, di conseguenza, economico. Il consumo specifico elevato, in confronto con i motori a iniezione diretta, dovuto alle perdite fluidodinamiche e termiche, ha determinato l'abbandono di questo sistema.

Figura 48 - I motori Diesel: iniezione indiretta (a) e diretta (b)¹⁰⁵



In un motore a iniezione diretta (figura 48 (b)) il combustibile è iniettato nella camera di combustione che, generalmente, è costituita da una cavità ricavata nello stantuffo. Il controllo della combustione, in questo caso, è più difficile: una delle criticità dell'iniezione diretta, infatti, è l'elevata velocità con cui è rilasciata l'energia nella fase di combustione, che causa un repentino aumento della pressione nel cilindro, portando a vibrazioni e rumorosità. Questo sistema di iniezione, senza gli opportuni accorgimenti, si caratterizza anche per un'elevata fumosità in fase di accelerazione e a regimi di rotazione elevati in condizioni di pieno carico. A fronte di questi aspetti negativi, l'iniezione diretta garantisce il raggiungimento di un'efficienza di conversione elevata e per questo motivo, nel passato, è stata comunque utilizzata nel settore dei veicoli industriali e nel campo navale. Nell'ultimo decennio, lo sviluppo del controllo elettronico dei principali parametri operativi del motore ha permesso il trasferimento dell'iniezione diretta anche nel campo automobilistico.

La classificazione dei sistemi di iniezione

Nei motori Diesel si impiegano fondamentalmente quattro tipi di sistemi di iniezione: pompa in linea, pompa rotativa, *common rail* e iniettore pompa.

¹⁰⁵ Bosch.

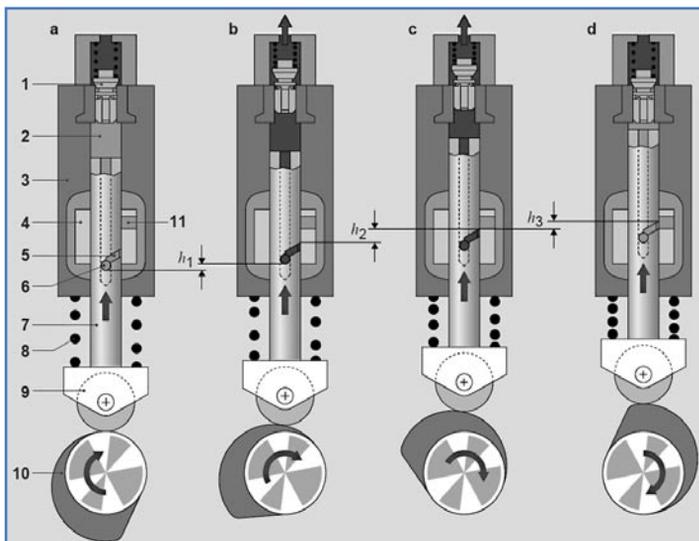
La pompa in linea

La pompa in linea è costituita da una serie di elementi pompanti, ognuno dei quali alimenta un singolo cilindro. Ogni elemento è costituito da un cilindro, al cui interno è alloggiato uno stantuffo, sul quale è incisa una scanalatura. Facendo riferimento alla figura 49, si può osservare che l'iniezione avviene durante la corsa ascendente dello stantuffo. In particolare il processo si articola nelle seguenti fasi:

- l'alimentazione del cilindro, che avviene durante lo spostamento "h1", attraverso il foro (6);
- l'aumento della pressione e l'iniezione del combustibile, che avviene durante lo spostamento "h2", attraverso la valvola di mandata (1);
- la diminuzione della pressione e il reflusso di combustibile nel circuito di alimentazione, durante lo spostamento "h3".

Il controllo della quantità iniettata è effettuato tramite l'anello (4), variando l'escursione "h2".

Figura 49 - Il sistema di iniezione Diesel con pompa in linea; 1-valvola di mandata, 2-cilindro, 3-corpo della pompa, 4-anello di controllo, 5-profilo stantuffo, 6-orificio di controllo inizio iniezione, 7-stantuffo, 8-molla, 9-punteria a rullo, 10-camma, 11-orificio di ritorno e controllo fine iniezione, a-punto morto inferiore, b-inizio iniezione, c-fine iniezione, d-punto morto superiore¹⁰⁶



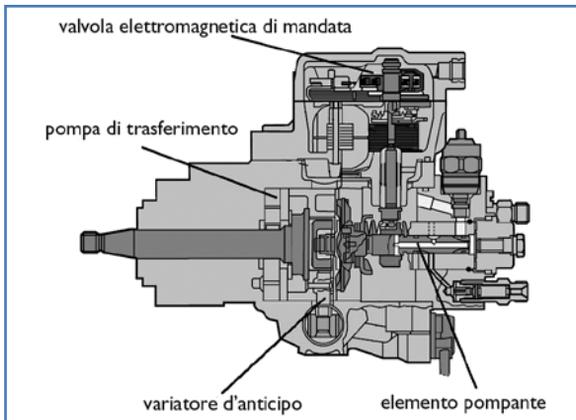
¹⁰⁶ Bosch.

La pompa rotativa

Nella pompa rotativa il combustibile è compresso in un unico elemento pompante ed è, poi, avviato agli iniettori mediante un distributore. A titolo di esempio, nella figura 50 si presenta un modello di pompa, che è utilizzata nei motori per autotrazione di piccola e media cilindrata. Le principali componenti di questa pompa Diesel ad alta pressione sono:

- **pompa di trasferimento:** è una pompa a palette a bassa pressione con la funzione di alimentare la pompa ad alta pressione;
- **elemento pompante:** genera l'alta pressione necessaria per l'iniezione e distribuisce il carburante ai singoli iniettori;
- **valvola elettromagnetica di mandata:** consente di modulare la portata di combustibile in base alla mappatura;
- **variatore d'anticipo:** regola l'anticipo dell'iniezione in base al carico e ai giri del motore.

Figura 50 - Un esempio di pompa rotativa¹⁰⁷



Il sistema common rail

Il sistema *common rail* ha segnato un punto di svolta nell'evoluzione del motore Diesel. L'introduzione di tale elemento e di sofisticati sistemi di controllo motore elettronici, infatti, ha consentito di migliorare sensibilmente la potenza specifica e l'efficienza e, allo stesso tempo, di ridurre le emissioni inquinanti.

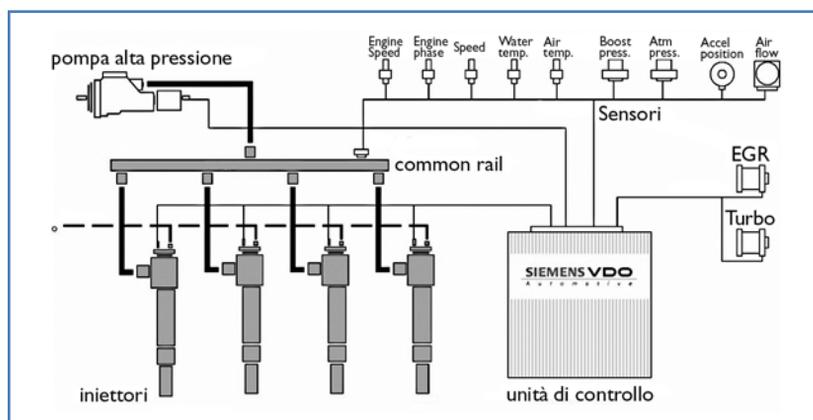
¹⁰⁷ Bosch.

Questi miglioramenti sono stati conseguiti, grazie alla possibilità di frazionare l'iniezione del combustibile in più iniezioni successive, permettendo un controllo molto accurato del processo di combustione.

Le modalità di iniezione (in termini di quantità, tempistica e pressione) sono determinate in base sia al carico richiesto e alla mappatura, sia all'effettivo stato operativo del motore, grazie all'adozione di un numero rilevante di sensori.

Il sistema (figura 51) è costituito principalmente da un circuito del combustibile a bassa pressione, uno ad alta pressione (*common rail*) e dagli elettroiniettori.

Figura 51 - Il sistema di iniezione Diesel *common rail*¹⁰⁸



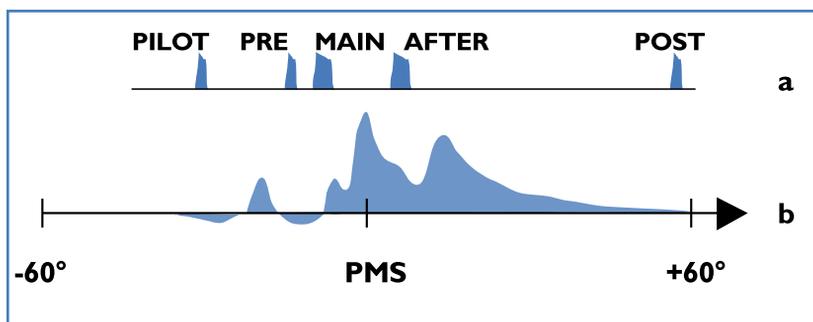
Un tipico esempio di frazionamento dell'iniezione è riportato nella figura 52. Nel grafico superiore è evidenziato l'andamento della portata in funzione dell'angolo di manovella, mentre quello inferiore visualizza l'andamento del rilascio del calore. Di seguito sono descritte le fasi dell'iniezione:

- iniezione pilota, effettuata con un elevato anticipo rispetto all'iniezione principale, rende possibile un preriscaldamento della camera di combustione, consentendo di diminuire il rumore derivato dalla combustione;
- pre-iniezione, effettuata con bassissimo anticipo rispetto all'iniezione principale, permette, assieme all'iniezione *after*, di modulare l'andamento della combustione, contenendo le emissioni di inquinanti;

¹⁰⁸ Siemens.

- iniezione principale, durante la quale è erogata la frazione maggiore di combustibile;
- iniezione *after*, effettuata subito dopo l'iniezione principale, con analoghe finalità a quelle della pre-iniezione;
- post-iniezione, effettuata periodicamente nella fase finale della combustione con lo scopo di aumentare la temperatura del gas di scarico, permettendo la rigenerazione del filtro del particolato.

Figura 52 - Le fasi dell'iniezione, (a)-portata iniettata, (b)-rilascio del calore nella camera di combustione. Fonte: FIAT



L'iniettore pompa

Un'alternativa al *common rail* è il sistema iniettore pompa, che integra in una sola componente la pompa e l'iniettore. Con questa soluzione è possibile ridurre la lunghezza delle tubazioni ad alta pressione e, quindi, limitare i fenomeni connessi all'elasticità dei condotti e alla comprimibilità del combustibile, che possono alterare in modo non prevedibile la legge di iniezione. Un tipico gruppo iniettore pompa è riportato nella figura 53; si può osservare come la sede sia ricavata direttamente nella testata e come l'azionamento dello stantuffo avvenga tramite un albero a camme.

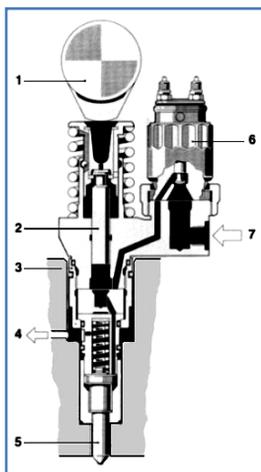
La pressione nel circuito e l'apertura dell'iniettore sono controllate elettronicamente con un'elettrovalvola in base ai segnali ricevuti da vari sensori (posizione acceleratore, giri e temperatura motore ecc.).

Un vantaggio del sistema iniettore pompa, rispetto al *common rail*, consiste nella possibilità di raggiungere pressioni di iniezione più elevate, con un effetto positivo sulla formazione della miscela aria-combustibile.

I principali svantaggi sono:

- l'iniettore pompa è più ingombrante di un elettroiniettore *common rail* e richiede degli spazi maggiori;
- i pompanti degli iniettori sono azionati dall'albero motore e ciò rende meno flessibile la strategia di iniezione.

Figura 53 - Il sistema di iniezione Diesel con iniettore pompa; 1-camma, 2-stantuffo, 3-testata motore, 4-ritorno combustibile, 5-polverizzatore, 6-elettrovalvola, 7-alimentazione combustibile¹⁰⁹



8.1.5 L'utilizzo dei combustibili gassosi

Alcuni biocarburanti, per esempio il biogas e il *syngas*, si presentano sotto forma gassosa e, quindi, il loro utilizzo nei motori presuppone l'impiego di un opportuno sistema di alimentazione del combustibile, che si può differenziare in base al tipo di ciclo impiegato e alla taglia del motore.

I motori a ciclo Otto

L'utilizzo di motori ciclo Otto alimentati a gas (metano e GPL) nel campo dell'autotrazione è oggi abbastanza diffuso e non richiede modifiche rilevanti al sistema di alimentazione. I combustibili gassosi possono essere impiegati con la stessa relativa facilità anche nei mo-

¹⁰⁹ Bosch.

tori per cogenerazione di taglia più elevata, anche se, già menzionato, i motori ciclo Otto consentono di raggiungere dei rendimenti inferiori rispetto ai motori Diesel e, quindi, andrà attentamente valutata la convenienza economica del sistema.

Dal punto di vista tecnico, il gas nei motori Otto è introdotto nel condotto di aspirazione e forma una miscela solitamente prossima al valore stechiometrico. Per evitare problemi di detonazione il rapporto di compressione è compreso tra 9:1 e 12:1. Si ricorda, tuttavia, che il metano ha un potere antidetonante superiore a quello delle benzine.

Al fine di avere rendimenti più elevati e ridurre le emissioni di ossidi di azoto possono essere utilizzate delle miscele magre, ovvero con una dosatura superiore a quella stechiometrica. In questo caso si parla di motori *lean burn*. La combustione "magra" può essere ottenuta usando una precamera oppure realizzando una carica stratificata.

La prima soluzione è simile a quella utilizzata nei motori Diesel a iniezione indiretta: l'accensione di una miscela ricca avviene nella precamera e successivamente la combustione prosegue nella camera principale, dove, invece, è presente una miscela magra.

Nel caso dei motori a carica stratificata la configurazione dei condotti di aspirazione e della camera di combustione sono tali da permettere di formare una miscela ricca solo in prossimità della candela, dove è, quindi, possibile l'accensione, mentre nella parte rimanente della camera la miscela è magra.

Il rendimento dei motori a gas varia da circa 27% per motori di piccola taglia (< 50 kWe) e può arrivare a valori prossimi al 40% per motori da 500 a 1.000 kWe.

Il carburatore e l'iniezione

I principali sistemi di alimentazione per combustibili gassosi sono:

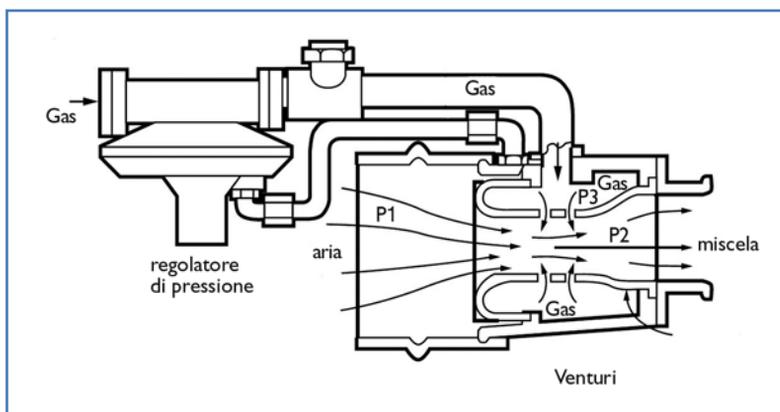
- il carburatore, utilizzato per i motori di grossa cilindrata nel campo dell'autotrazione e della cogenerazione;
- l'iniezione, impiegata per i motori di piccola cilindrata, specifici per applicazioni di tipo automobilistico.

La figura 54 presenta un tipico carburatore installato su motori per uso stazionario di media cilindrata (10-20 litri). Il sistema, composto principalmente da un tubo Venturi e da un regolatore di pressione, controlla la portata del combustibile in base alla depressione nella sezione di gola del condotto. Il modello presentato non è provvisto di nessun sistema elettronico di controllo della dosatura, quindi il suo

utilizzo è limitato solo per sistemi stazionari e in situazioni in cui le normative antinquinamento non sono particolarmente restrittive.

I sistemi a iniezione sono prevalentemente usati nel campo automobilistico. I modelli più recenti sono compatibili con le macchine a benzina aventi iniezione sequenziale e semisequenziale. È possibile, pertanto, mantenere inalterate, rispetto alla configurazione a benzina, cilindro per cilindro, sia le strategie di arricchimento, sia quelle di ottimizzazione dei consumi e delle emissioni.

Figura 54 - La rappresentazione schematica di un carburatore per combustibili gassosi¹¹⁰



I motori Dual Fuel - ciclo Diesel

L'utilizzo dei combustibili gassosi nei motori Diesel è riservato quasi esclusivamente ai motori con potenze superiori a 1 MWe, in quanto si rende necessaria l'adozione di un sistema più complesso di alimentazione, che prevede l'utilizzo anche di una piccola quantità di combustibile liquido (1-10%) per avviare la combustione; da qui il nome *dual fuel*.

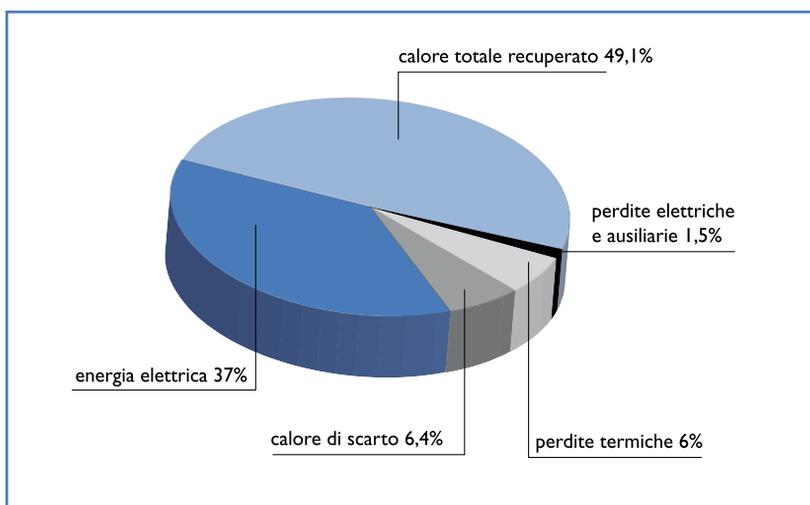
Il gas naturale può essere iniettato secondo due modalità: a bassa pressione nel condotto di aspirazione o ad alta pressione direttamente nel cilindro. Nel primo caso la potenza nominale del motore deve essere ridotta rispetto a quella ottenibile con il solo gasolio, per evitare i rischi connessi alla detonazione. L'utilizzo di un sistema con iniezione di gas ad alta pressione, sebbene più complesso e costoso in termini energetici, consente di mantenere la stessa potenza.

¹¹⁰ Schema elaborato da Caterpillar.

8.1.6 La cogenerazione con i motori a combustione interna

Il motore a combustione interna si presta all'uso in cogenerazione (produzione combinata di elettricità e calore), poiché rende disponibile calore di scarto recuperabile da diverse fonti e il recupero è possibile senza modificare il ciclo termodinamico^{111,112}. Nel diagramma rappresentato nella figura 55 sono riportati i flussi energetici in un tipico motore di taglia media (500 kW_e).

Figura 55 - I flussi energetici in un tipico motore di taglia media (500 kW_e). Fonte: Macchi E., Campanari S., Silva P., (2005), *La microcogenerazione con gas naturale*, Polipress, Milano

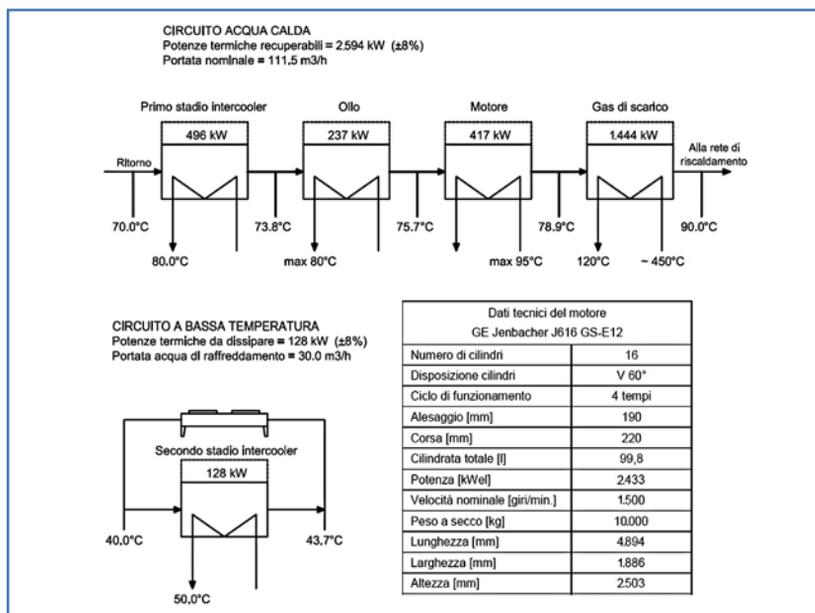


I livelli termici, ai quali questi flussi sono disponibili, sono diversi e possono essere recuperati utilizzando degli scambiatori. Un tipico esempio delle potenze termiche effettivamente recuperabili è riportato nello schema della figura 56.

¹¹¹ Petchers N., (2003), *Combined heating, cooling&power handbook: Technologies&Applications*, The Fairmont Press.

¹¹² Macchi E., Campanari S., Silva P., (2005), *La microcogenerazione con gas naturale*, Polipress, Milano.

Figura 56 - Il recupero termico in un motore cogenerativo a ciclo Otto da 2.433 kW¹¹³



In questo caso tutto il calore è ceduto a una rete di teleriscaldamento tramite degli scambiatori disposti in serie. Tipicamente lo scambiatore dell'olio lubrificante opera con temperature in ingresso comprese tra i 75°C e gli 85°C, quello del liquido di raffreddamento può arrivare a 95°C, e in certi casi anche a superarli.

Normalmente l'aria in uscita dal gruppo di sovralimentazione è raffreddata in due scambiatori a diversi livelli termici. Nel caso presentato è possibile recuperare solo il calore del livello termico superiore, mentre il calore ceduto nello scambiatore a bassa temperatura è dissipato. I fumi di scarico sono disponibili a delle temperature comprese fra i 400 e 500°C e, quindi, possono essere utilizzati anche per la produzione di vapore. Chiaramente il rendimento del recupero è influenzato dalla temperatura alla quale il calore è richiesto: tanto questa sarà minore, tanto più elevata sarà la frazione di calore recuperabile. Nella tabella 39 sono riportate le prestazioni ai carichi parziali del motore precedentemente menzionato. Si può osservare che il rendimento elettrico diminuisce al diminuire del carico. La tabella 40 presenta le

¹¹³ Jenbacher.

principali caratteristiche tecniche di alcuni sistemi cogenerativi alimentati a gas naturale. Si rileva che il costo di installazione, che diminuisce al crescere della taglia dell'impianto, è circa di 1.000 €/kW.

Tabella 39 - Le prestazioni di un motore per cogenerazione alimentato a gas naturale ai carichi parziali¹¹⁴

Prestazioni	Pieno carico	Carico parziale	
Carico	100%	75%	50%
Potenza introdotta [kW]	5.790	4.474	3.158
Quantità di gas [Nm ³ /h]	609	471	332
Potenza meccanica [kW]	2.495	1.871	1.248
Potenza elettrica [kWe]	2.433	1.822	1.208
Potenze termiche recuperabili			
- Primo stadio intercooler [kW]	496	264	79
- Olio [kW]	237	211	184
- Acqua di raffreddamento motore [kW]	417	371	310
- Gas di scarico raffreddamento a 120°C [kW]	1.444	-	-
Potenza erogata complessiva [kW]	5.026	2.668	1.781
Potenza termica da dissipare			
- secondo stadio intercooler [kW]	128	104	79
- calore in superficie [kW]	203	163	149
- potenza termica rimanente [kW]	58	45	32
Consumo specifico del motore [kWh/kWh]	2,32	2,39	2,53
Consumo olio motore [kg/h]	0,75	-	-
Rendimento elettrico [%]	42,0	40,7	38,3
Rendimento termico [%]	44,8	-	-
Rendimento complessivo [%]	86,8	-	-
Circuito acqua calda			
Temperatura di mandata [°C]	90,0	76,5	74,4
Temperatura di ritorno [°C]	70,0	70,0	70,0
Portata nominale [Nm ³ /h]	111,5	111,5	111,5
Potere calorifico inferiore del gas 9,5 kWh/Nm ³			

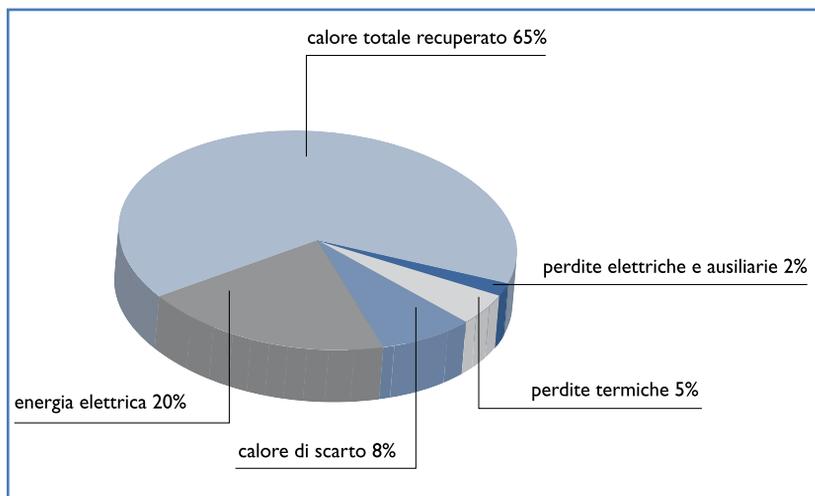
¹¹⁴ Elaborato da Jenbacher.

Tabella 40 - Le principali caratteristiche tecniche di alcuni pacchetti cogenerativi alimentati a gas¹¹⁵

Costi e caratteristiche	Tedom S22AP 45 kW	Waukesha VSG11G 75kW	MAN 100 kW	Cummins GSK19G 300 kW	Caterpillar G3516LE 800 kW
Potenza nominale [kW _e]	45,5	75,0	100,0	300,0	800,0
Costo totale d'installazione [€/kW _e]	n.d.	1.100	1.190	950	1.000
Rendimento elettrico [%; rif.PCI]	28,4	27,2	33,7	34,2	36,6
Velocità di rotazione [giri/min]	3.000	1.500	1.500	1.500	1.000
Costo di manutenzione [€/MWh]	n.d.	15	14,5	10	7,6

Negli ultimi anni si vanno diffondendo anche dei sistemi cogenerativi di piccola e piccolissima taglia, adatti alla cogenerazione domestica (1-5 kW_e). Un tipico andamento dei flussi energetici per questi motori è riportato nella figura 57. Si può notare che in questi propulsori il rendimento elettrico è inferiore rispetto al motore considerato precedentemente e, quindi, aumenta la quantità di calore che può essere recuperata.

Figura 57 - I flussi energetici in un tipico motore di piccolissima taglia (1 kW_e). Fonte: Macchi E., Campanari S., Silva P., (2005), *La microcogenerazione con gas naturale*, Polipress, Milano



¹¹⁵ Macchi E., Campanari S., Silva P., (2005), *La microcogenerazione con gas naturale*, Polipress, Milano.

Alcuni dati tecnici relativi a un pacchetto cogenerativo sono raccolti nella tabella 41. Si può osservare che sono disponibili modelli adatti, sia per combustibili gassosi, sia liquidi e che, nonostante la piccolissima taglia, i rendimenti si mantengono elevati. L'intervallo di manutenzione programmata può arrivare a 3.500 ore.

Tabella 41 - Le principali caratteristiche tecniche di alcuni pacchetti cogenerativi¹¹⁶

	HKA G 5.5	HKA HR 5.3	HKA HR 5.3
Combustibile	metano	olio combustibile leggero	biodiesel
Potenza elettrica [kW]	5,5	5,3	5,3
Potenza termica [kW]	12,5	10,5	10,3
Circuito acqua calda			
Temperatura massima di mandata [°C]	83		
Temperatura massima di ritorno [°C]	70		
Rendimento elettrico [%]	27	30	30
Rendimento termico [%]	61	59	59
Rendimento complessivo [%]	88	89	89
Voltaggio/Frequenza	3~230 V/400 V 50Hz		
Livello sonoro [dB(A)]	52	54	58
Intervallo di manutenzione [h]	3.500	2.700	1.400
Dimensioni (lunghezza, larghezza, altezza) [mm]	1.070 x 720 x 1.000		
Peso [kg]	530		

Alcune tipiche rappresentazioni grafiche, che offrono un quadro generale delle caratteristiche degli impianti cogenerativi, sono presentate nelle figure 58 e 59. Nella prima sono collocati sul piano rendimento elettrico/potenza, sia i sistemi cogenerativi oggi tecnologicamente maturi, sia quelli nelle prime fasi di sviluppo. Nella seconda gli stessi sistemi sono collocati nel piano rendimento elettrico/rendimento termico.

¹¹⁶ Senertec.

Figura 58 - La collocazione sul piano rendimento elettrico/potenza dei sistemi cogenerativi. Oltre alle tecnologie mature e commercialmente disponibili sono anche rappresentate quelle nelle prime fasi di sviluppo TPV: sistemi termofotovoltaici, TG AD: turbine a gas di derivazione aeronautica, TG HD: turbine a gas heavy duty, FC: celle a combustibile, TV: turbine a vapore, USC: impianti ultra super critici, IGCC: integrated gasification combined cycles, SOFC: FC a ossidi solidi, PEM: FC polimeriche, PAFC: FC ad acido fosforico, MCFC: FC a carbonati fusi

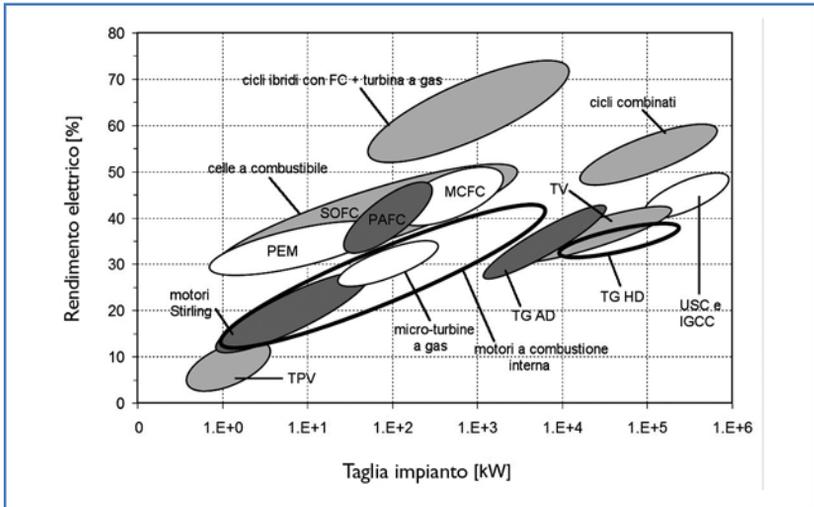
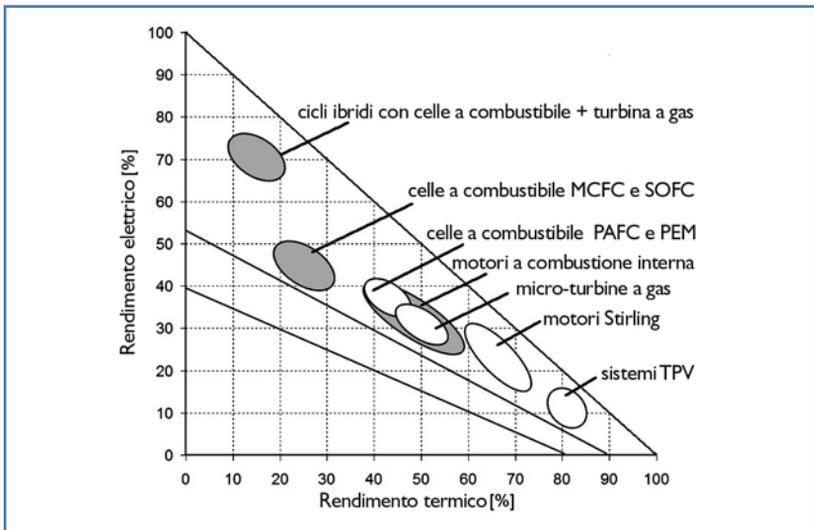


Figura 59 - La collocazione sul piano rendimento elettrico/rendimento termico dei sistemi cogenerativi



8.1.7 Gli oli vegetali puri

L'utilizzo degli oli vegetali puri nei motori Diesel è oggi di grande interesse, anche a seguito di alcune agevolazioni fiscali già in vigore o in via di definizione.

L'impiego degli oli vegetali puri può portare a dei problemi di funzionamento che sono principalmente causati dalla loro maggiore viscosità rispetto al gasolio. La qualità dell'iniezione, infatti, è funzione della viscosità del combustibile.

Un'elevata viscosità comporta una minore polverizzazione dell'olio nella camera di combustione, causando una combustione più difficile, che può essere anche associata alla formazione di residui. Questi ultimi possono trafilare tra il pistone e il cilindro e arrivare a inquinare l'olio motore. In alcuni casi i residui di combustione possono provocare delle incrostazioni nelle sedi delle fasce elastiche dei pistoni, riducendo la mobilità e, quindi, la tenuta: ciò contribuisce ad aumentare ancor di più il flusso di olio vegetale nella coppa olio motore. L'olio vegetale, inoltre, non è adatto a sopportare le temperature dell'olio motore e, quindi, polimerizza, causando ulteriori incrostazioni nel circuito di lubrificazione. Ne risulta che gli oli vegetali puri sono più adatti a essere utilizzati in propulsori non particolarmente sofisticati. A questa categoria appartengono molti motori industriali e agricoli. Contrariamente, nei motori automobilistici di nuova generazione ad alte prestazioni, in particolare in quelli dotati di *common rail* o iniettore pompa, l'uso dell'olio vegetale puro può determinare guasti all'impianto di iniezione, nonché al motore.

Per limitare o eliminare tali problemi, tuttavia, può essere sufficiente adottare alcuni semplici accorgimenti:

- utilizzare gli oli vegetali in miscela con il gasolio. A seconda del motore Diesel utilizzato, è tecnicamente possibile miscelare l'olio dal 5 al 30% in volume con il gasolio nella stagione invernale e dal 30 al 70% in volume in quella estiva;
- installare un circuito di preriscaldamento del combustibile al fine di ridurre la viscosità;
- sostituire con una frequenza maggiore l'olio lubrificante;
- prevedere un doppio circuito di alimentazione (gasolio e olio vegetale).

L'utilizzo degli oli vegetali può portare a una riduzione delle prestazioni e a un aumento del consumo specifico, attribuibile alla diversa densità energetica rispetto al gasolio.

I sistemi a doppio circuito di alimentazione

Per il funzionamento con l'olio vegetale puro nei motori di nuova generazione può essere necessario adottare un sistema di alimentazione a doppio circuito. Tale soluzione permette l'impiego dell'olio vegetale su una vasta gamma di motori Diesel, inclusi anche alcuni modelli iniettori pompa e common rail¹¹⁷. Questi sistemi sono disponibili anche sotto forma di kit, che tipicamente prevedono: l'introduzione di un serbatoio aggiuntivo per l'olio vegetale, l'utilizzo di linee di alimentazione riscaldate, i sistemi di filtraggio addizionali e, in alcuni casi, di intervenire a livello del controllo del motore. Nei sistemi a doppio serbatoio (gasolio e olio vegetale) l'avviamento del motore ha luogo utilizzando il gasolio. L'olio vegetale è impiegato solo quando ha raggiunto una temperatura sufficientemente elevata e, quindi, una viscosità ridotta, grazie al calore proveniente dal motore o dalle resistenze elettriche.

8.1.8 Il biodiesel

Molti dei problemi connessi all'elevata viscosità degli oli vegetali puri possono essere superati utilizzando il biodiesel.

Oggi il biodiesel, in miscela con il gasolio fino al 30% in volume, può essere utilizzato nella maggior parte dei motori Diesel sul mercato, senza che si renda necessaria alcuna modifica all'impianto di alimentazione.

L'utilizzo del biodiesel puro è possibile solo su certi motori che lo prevedono specificatamente; su molti altri sono tuttavia sufficienti solo alcuni accorgimenti tecnici imposti dalle diverse proprietà del combustibile.

I principali problemi che possono emergere usando il biodiesel sono di seguito descritti¹¹⁸.

La loro entità può essere più marcata utilizzando il biodiesel puro, mentre è limitata, o addirittura non si manifestano, impiegando miscele con un tenore di biodiesel inferiore al 30-20% in volume.

¹¹⁷ ATG Vegetable Oil-Kit - Converting Diesel Vehicles to Straight Vegetable Oil with the 2-tank system from ATG. www.diesel-therm.com

¹¹⁸ www.cti2000.it/biodiesel.htm

I problemi di compatibilità con alcuni dei materiali utilizzati nel motore

Un carburante con un elevato contenuto di biodiesel può causare inconvenienti quando entra in contatto con alcuni materiali (gomma sirene-butadiene o SBR, gomma naturale, gomma etilene-acetato, gomma etilene-propilene, isoprene, *hyphalone*, silicone e *polisulphide*), che normalmente costituiscono le guarnizioni degli iniettori, delle pompe e di altre componenti. Per questa ragione è di solito sconsigliato l'uso del biodiesel puro o in miscele ad alta percentuale, a meno di non sostituire le guarnizioni con materiali compatibili.

Una prima precauzione è l'ispezione visiva periodica delle parti più accessibili, a cui segue, se necessario, la sostituzione delle componenti non idonee con materiali compatibili. Rame, acciaio, ottone, gomme fluorurate (Teflon, Viton), gomma acrilico-nitrilica (acrilonitrile > 35%), gomma nitrilica caricata, PVC, polietilene e poliammide 11-30 sono tutti esempi di materiali che non subiscono danni particolari in seguito al contatto con il biodiesel.

La possibile diluizione dell'olio lubrificante

Il biodiesel può trafilare attraverso le fasce elastiche e contaminare l'olio lubrificante. Miscelato all'olio motore il biodiesel può causare una serie di problemi, in quanto favorisce il processo di polimerizzazione e, quindi, può portare alla formazione di incrostazioni gommo-se nei condotti dell'impianto di lubrificazione, che determinano la riduzione del flusso. Ciò può imporre una sostituzione più frequente dell'olio del motore.

La formazione di depositi nel sistema di iniezione

Anche se in misura molto inferiore rispetto agli oli vegetali puri, l'uso del biodiesel può portare alla formazione di depositi carboniosi soprattutto sugli iniettori.

La diminuzione delle prestazioni e l'aumento dei consumi

Anche in questo caso la diversa densità energetica del biodiesel può comportare una diminuzione delle prestazioni con un annesso aumento dei consumi.

Numerose prove hanno dimostrato che la durata di un motore alimentato a biodiesel non si discosta molto da quella di un motore a

gasolio¹¹⁹, a condizione che vi sia un rigoroso controllo della qualità del biodiesel. La normativa europea a riguardo è la EN 14214.

Le principali proprietà del biodiesel da considerare, con i relativi possibili effetti sul motore nel caso di un mancato rispetto dei limiti previsti, sono di seguito riportate^{120,121}:

- **la viscosità cinematica:** una viscosità troppo elevata determina il deterioramento delle caratteristiche dello *spray*;
- **il contenuto di ceneri:** un contenuto troppo alto determina danni nel sistema di controllo delle emissioni;
- **il contenuto di acqua:** provoca problemi di corrosione, soprattutto al livello della pompa di alta pressione e degli iniettori;
- **la contaminazione totale:** si possono registrare intasamento dei filtri e danni al livello della pompa di alta pressione, dovuti alla mancanza di lubrificazione e al raffreddamento;
- **la stabilità all'ossidazione:** la mancanza di stabilità determina l'innescio di processi di polimerizzazione nel circuito di alimentazione, con conseguente intasamento dei filtri e dei condotti e formazione di depositi nelle pompe;
- **l'acidità totale:** determina problemi di corrosione;
- **il contenuto di trigliceridi:** provoca la formazione di depositi nelle pompe di iniezione e sulle fasce elastiche.

Il biodiesel nelle macchine agricole

Il biodiesel ha un utilizzo abbastanza diffuso nelle macchine agricole^{122,123}. Per esempio, nel caso del marchio New Holland, è possibile utilizzare il biodiesel puro al 100% (B100), conforme alla normativa EN 14214, sulla maggior parte dei motori Diesel con sistema di iniezione meccanica e su alcuni modelli con motore a iniezione elettronica, tramite un kit di adattamento e seguendo uno specifico programma di manutenzione. I trattori Fendt, dotati della pompa di iniezione in linea, sono predisposti per il biodiesel, sia in miscela, sia puro. L'utilizzo è esteso anche ai motori common rail, dove la pompa rotativa di alta pressione è sostituita con un gruppo composto da due pompe a stantuffo, dotate di lubrificazione forzata.

¹¹⁹ Kemp W.H., (2006), *Biodiesel – Basics and beyond*, Aztext Press.

¹²⁰ Haupt J., Bockey D., *Running vehicles successfully on bio-diesel*, www.ufop.de

¹²¹ Knothe G., Van Gerpen J., Krahl J., (2005), *The Biodiesel Handbook*, AOCS Press.

¹²² *New Holland: 100% Biodiesel su più modelli in assoluto*, Comunicato stampa New Holland, gennaio 2007.

¹²³ *I trattori Fendt – verdi dentro e fuori*, www.fendt.com

8.1.9 Il bioetanolo

I motori a ciclo Otto

Il bioetanolo è una valida e concreta alternativa alla benzina e può essere utilizzato sia puro, E100, sia miscelato, in genere nella proporzione di 85% in volume di alcol e 15% in volume di benzina, assumendo il nome di E85^{124,125}. La presenza di una piccola percentuale di benzina è necessaria per consentire l'avviamento a freddo, poiché al di sotto dei 10-15°C l'alcol evapora con difficoltà, non consentendo l'innesco della combustione; questo inconveniente può essere anche risolto utilizzando un riscaldatore.

L'elevato numero di ottano dell'etanolo permette il miglioramento delle prestazioni del motore, in quanto viene a diminuire il rischio della detonazione. Il bioetanolo, tuttavia, ha un potere calorifico inferiore rispetto alla benzina di circa il 40%, il che si traduce in un aumento dei consumi di circa il 35% e in una leggera riduzione delle prestazioni, se non si interviene su altri parametri di funzionamento, quali la durata dell'iniezione e l'anticipo dell'accensione.

Il numero di ottano

È un indice che caratterizza le qualità antidetonanti di una benzina: maggiore è il suo valore, più elevata sarà la resistenza alla detonazione. La detonazione è una combustione anomala, che consiste nell'autoaccensione della miscela aria-combustibile prima che essa sia raggiunta dal fronte di fiamma. In seguito alla detonazione si creano onde di pressione, ovvero onde d'urto che si muovono alla velocità del suono nella camera di combustione, che generano una rumorosità caratteristica conosciuta come "battito in testa". La detonazione diminuisce il rendimento del motore e, se di entità rilevante, può danneggiare le componenti meccaniche (stantuffo e testata).

I potenziali rischi connessi all'utilizzo del bioetanolo sono dovuti ai fenomeni di corrosione; l'impianto di alimentazione, pertanto, deve essere realizzato impiegando preferibilmente l'acciaio *inox* o delle gomme compatibili.

¹²⁴ Assessment of bioethanol and biogas initiatives for transport in Sweden, Background information for the EU-project PREMIA, www.energywatch.org.uk

¹²⁵ Olah G.A., Goepfert A., Surya Prakash G.K., (2006), *Beyond oil and gas: the methanol economy*, Wiley-VCH.

Le proprietà lubrificanti del bioetanolo, inoltre, sono inferiori rispetto a quelle della benzina e, quindi, per certe componenti (a titolo di esempio le sedi delle valvole) devono essere impiegati materiali più resistenti. Oggi, comunque, tutti i motori sono predisposti per poter funzionare con benzine contenenti percentuali limitate di etanolo (fino al 5% in volume) in ottemperamento delle Direttive comunitarie.

Flexible Fuel Vehicles - FFV

Alcune case costruttrici stanno commercializzando dei modelli di vetture denominati Flexible Fuel Vehicles (FFV). Questi veicoli sono progettati per funzionare con miscele bioetanolo-benzina, nelle quali il bioetanolo è presente al massimo fino all'85% in volume (E85). La flessibilità e, quindi, il vantaggio dei sistemi FFV consiste nella possibilità, da parte del sistema di controllo del motore, di rilevare la concentrazione di bioetanolo nel serbatoio e di ottimizzare automaticamente sia l'iniezione, che l'accensione.

Per ovviare a potenziali problemi di avviamento a freddo, alcuni modelli sono dotati di riscaldatori elettrici del blocco motore, impiegati di solito solo quando la temperatura ambiente scende sotto i -15°C ^{126,127}.

I motori a ciclo Diesel

Studi effettuati già negli anni Ottanta hanno dimostrato che il bioetanolo, miscelato con piccole quantità di un additivo con elevato numero di cetano, può essere utilizzato direttamente anche nei motori Diesel¹²⁸. Già da diversi anni, l'azienda svedese Scania propone alcuni modelli di veicoli commerciali pesanti (tabella 42), che sono ottimizzati per il funzionamento a bioetanolo e, secondo le informazioni della casa costruttrice, presentano dei livelli di emissioni molto contenuti¹²⁹.

Tecnicamente, le differenze fra il motore base, alimentato a gasolio, e quello alimentato con il bioetanolo consistono in un rapporto di compressione maggiore, nell'utilizzo di materiali compatibili per le guarnizioni e i filtri, nell'applicazione di una specifica legge di iniezione (con tempi di iniezione aumentati) e nell'impiego di serbatoi più capienti.

¹²⁶ Leopold R., (2005), *Bioethanol, The Saab way*, Presentation for Clean Vehicles and Fuels, Stockholm.

¹²⁷ Ford flexifuel vehicles in Europe, www.media.ford.com

¹²⁸ Adelman H., (1980), "Alcohols in Diesel engines", *SAE Progress in technology series*, Number 19.

¹²⁹ "L'etanolo: la migliore alternativa per il trasporto urbano", *Scania Press Info*, giugno 2006.

Tabella 42 - Le principali caratteristiche di alcuni motori predisposti per l'alimentazione con biocarburanti prodotti dalla Scania e utilizzati sugli autobus Scania OmniLink^{130,131}

Modello motore	DSI9 E01 230	OC9 G02
Combustibile	bioetanolo	biogas
Ciclo di funzionamento	Diesel	Otto
Cilindrata	9 litri	9 litri
Configurazione	6 cilindri in linea	6 cilindri in linea
Potenza massima	169 kW @ 2000 giri/min.	191 kW @ 2000 giri/min.
Coppia massima	1035 Nm @ 1200 giri/min.	1100 Nm @ 1200 giri/min.

Il numero di cetano

In un motore Diesel, poco prima del PMS, il combustibile è iniettato nella camera di combustione e, a contatto con l'aria ad alta temperatura, si accende con un ritardo dell'ordine del millisecondo, chiamato ritardo d'accensione. La diminuzione del ritardo rappresenta uno degli obiettivi fondamentali per il controllo della combustione nel motore Diesel: un valore troppo elevato si riflette negativamente sulla rumorosità di funzionamento e sull'aumento delle vibrazioni e delle sollecitazioni meccaniche. Il ritardo d'accensione dipende da vari parametri termodinamici e chimici tra cui, soprattutto, il tipo di combustibile. Il grado di accendibilità di un combustibile è valutato dal numero di cetano: più elevato è il suo valore, più basso sarà il ritardo d'accensione. L'aumento del numero di cetano può essere ottenuto anche con speciali additivi¹³².

Nel biodiesel il valore minimo del numero di cetano è 51 (EN 14214), mentre per un olio vegetale puro il suo valore è inferiore e, secondo la normativa tedesca DIN V 51605, deve essere superiore a 39¹³³. Il bioetanolo puro ha un numero di cetano ancora più basso e può essere inferiore a 10: di conseguenza è necessario ricorrere agli additivi per assicurare il corretto funzionamento del motore.

¹³⁰ Scania buses&coaches - Scania OmniLink Ethanol, www.scania.com

¹³¹ Scania bus and coach engines from 220 to 420 hp, www.scania.com

¹³² Diesel fuels - Technical review, Chevron Products Company 2006

¹³³ Haupt J., Bockey D., *Running vehicles successfully on bio-diesel*, www.ufop.de

8.1.10 Il biogas

Il biogas è usato soprattutto nel campo della cogenerazione in motori di grossa cilindrata. Di solito si tratta di motori Diesel convertiti per il funzionamento a metano secondo il ciclo Otto. La conversione consiste essenzialmente nell'introduzione di un carburatore e di una candela di accensione. L'utilizzo del biogas impone una maggiore frequenza di sostituzione dell'olio lubrificante: tipicamente si passa dalle 600 ore di funzionamento per il metano alle 300 ore per il biogas. Ciò consente di mantenere bassa la concentrazione di acido solfidrico (normalmente presente nel biogas) e, quindi, di limitare i problemi di corrosione del motore.

Nei modelli di ultima generazione il carburatore è controllato elettronicamente, per garantire un corretto funzionamento anche al variare della composizione del biogas (percentuale di metano e potere calorifico). Per aumentare l'efficienza e abbassare le emissioni di ossidi di azoto e di anidride carbonica, si usano miscele magre, principio che impone l'impiego di sistemi di accensione particolari, già menzionati^{134,135}.

Tipiche installazioni di motori a biogas possono essere trovate presso gli impianti per lo smaltimento dei rifiuti. Fra questi rientra l'impianto cogenerativo della discarica di Castrezzato/Trenzano (Brescia), dove sono utilizzati 5 motori da 660 kWe e 550 kWe. Tali propulsori sono sovralimentati e adattati per il funzionamento a biogas. Al fine di contenere le emissioni di monossido di carbonio, a valle dei motori, sono usati dei post-combustori termici.

Nella tabella 43 sono raccolti alcuni dati relativi a questo e ad alcuni altri impianti simili.

Tabella 43 - Le caratteristiche di alcuni impianti con motori alimentati a biogas¹³⁶

Ubicazione	Castrezzato-Trenzano (BS)	Rovato (BS)	Provaglio d'Iseo (BS)
Numero motori	5	3	1
Anno di installazione	1995-96	2003	2003
Potenza elettrica [kW]	3.080	2.508	836
Ore annue funzionamento	7.500	7.500	7.500
Rendim. elettrico [%]	35	38	38

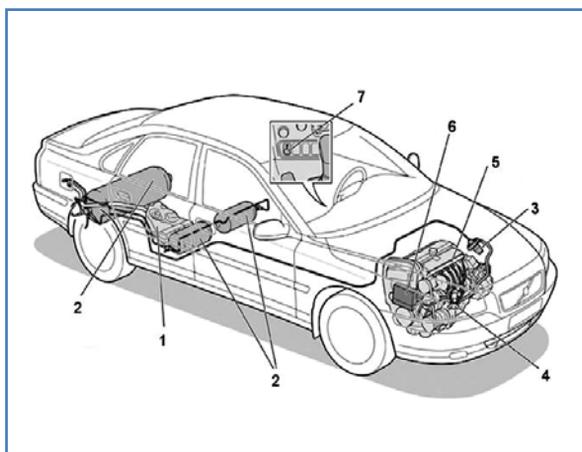
¹³⁴ GE Jenbacher Type 6, Product brochure, GE Jenbacher 2004.

¹³⁵ Cogeneration with Jenbacher gas engines, GE Jenbacher 2006.

¹³⁶ Sagerenergia.

L'utilizzo diretto del biogas nel campo dell'autotrazione è molto limitato. È, tuttavia, possibile estrarre dal biogas, con opportuni processi, un gas ricco di metano (contenuto superiore al 95%), che può essere impiegato nei motori ad accensione comandata, adottando le soluzioni tecniche menzionate nel paragrafo relativo all'utilizzo dei combustibili gassosi. Un tipico impianto a doppia alimentazione è riportato nella figura 60, dove è presentato il sistema Bi-Fuel, che può funzionare con la benzina oppure con un combustibile gassoso (metano o biogas ricco in metano)¹³⁷.

Figura 60 - Un esempio di sistema di alimentazione Bi-Fuel, 1-serbatoio benzina, 2-serbatoi biogas/metano, 3-riduttore di pressione, 4-ripartitore gas, 5-iniettori gas, 6-centralina, 7-commutatore. Fonte:Volvo



Il biogas e l'esperienza della Svezia

Il biogas, se ha una concentrazione di metano almeno del 95%, può essere utilizzato nel settore dell'autotrazione, nei motori ad accensione comandata. In Svezia esistono alcune flotte locali che impiegano autobus alimentati a biogas sulle tratte urbane^{138,139}. Per esempio, la Storstockholms Lokaltrafik AB di Stoccolma impiega 51 autobus alimentati a biogas, con la prospettiva di portare questo numero a 130 entro il 2009.

¹³⁷ www.volvocars.com/corporation/environment/Alternativefuels/VolvoBi-Fuel.htm

¹³⁸ Biogas as a road transport fuel – An assessment of the potential role of biogas as a renewable transport fuel, Research undertaken for the National Society for Clean Air and Environmental Protection, 2006.

¹³⁹ Stromberg J., Towards Sustainable Travel in Stockholm's Public Transport, www.sl.se

L'esperienza accumulata in questo campo ha evidenziato i seguenti punti:

- *è possibile ottenere una diminuzione delle emissioni di ossidi di azoto, monossido di carbonio e particolato;*
 - *a livello globale si ha una riduzione delle emissioni di anidride carbonica;*
 - *vi può essere un aumento dell'emissione di idrocarburi incombusti;*
 - *l'utilizzo del biogas ha comportato un leggero aumento dei costi di esercizio e manutenzione, legato soprattutto alla maggiore frequenza di sostituzione dell'olio lubrificante.*
-

Gli attuali impieghi dei biocarburanti liquidi nell'autotrazione

Il biodiesel:

- *nell'U.E. è impiegato in miscela al 5% in volume nei motori a ciclo Diesel;*
- *in Germania è miscelato fino al 20%-30% in volume nei motori a ciclo Diesel non predisposti;*
- *in Germania è utilizzato puro nei motori a ciclo Diesel dei veicoli appositamente predisposti.*

Gli oli vegetali puri:

- *in alcuni Paesi dell'U.E. (Austria e Germania) sono utilizzati puri nei mezzi agricoli con motori a ciclo Diesel appositamente predisposti.*

Il bioetanolo:

- *nell'U.E. è impiegato in miscela al 5% in volume con la benzina nei motori a ciclo Otto;*
- *negli Stati Uniti e in Canada è utilizzato in miscela al 20% in volume con la benzina nei motori a ciclo Otto;*
- *in alcuni Paesi dell'U.E. (Svezia, Francia, Germania) è utilizzato in miscela all'85% in volume nei motori FFV (Flexi Fuel Vehicles);*
- *in Brasile è utilizzato puro con un residuo in acqua del 5% in volume (non sottoposto a disidratazione, ossia azeotropo) nei motori a ciclo Otto.*

Il bio-ETBE:

- *nell'U.E. è utilizzato come antidetonante al 15% in volume nei motori a ciclo Otto.*
-

8.2 Le turbine a gas

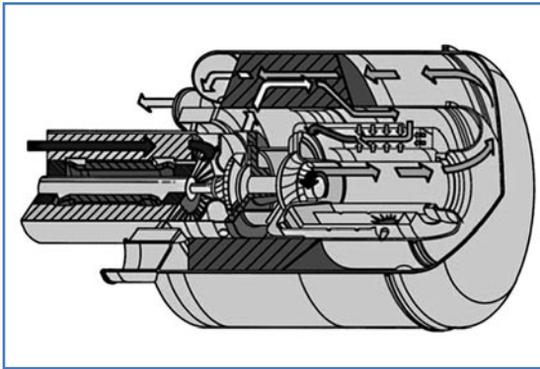
A differenza dei motori a combustione interna alternativi, nelle turbine a gas (TG) il fluido di lavoro scorre in modo continuo nell'organo di espansione, la turbina, sviluppando energia meccanica. Le trasformazioni termodinamiche, alle quali il fluido di lavoro è sottoposto, sono quelle di un ciclo di Brayton.

Le componenti fondamentali di una turbina a gas sono:

- il turbocompressore: può essere di tipo assiale o radiale e ha il compito di comprimere l'aria, prima che questa raggiunga il combustore;
- il combustore: ha la funzione di innalzare la temperatura dei gas secondo un processo isobaro e deve essere progettato in modo da limitare la formazione di gas nocivi;
- la turbina o l'espansore: ha il compito di espandere i gas caldi provenienti dal combustore, producendo energia meccanica.

Nella figura 61 è riportato uno spaccato di una turbina radiale di tipo rigenerativo, in cui è evidenziato il percorso dei gas.

Figura 61- Lo spaccato di una turbina radiale¹⁴⁰



Il ciclo di Brayton

Il ciclo termodinamico ideale di riferimento delle turbine a gas è il ciclo di Brayton (figura 62). Come evidenziato dallo schema, esso è composto dalle seguenti trasformazioni (diagrammi T-s e P-s):

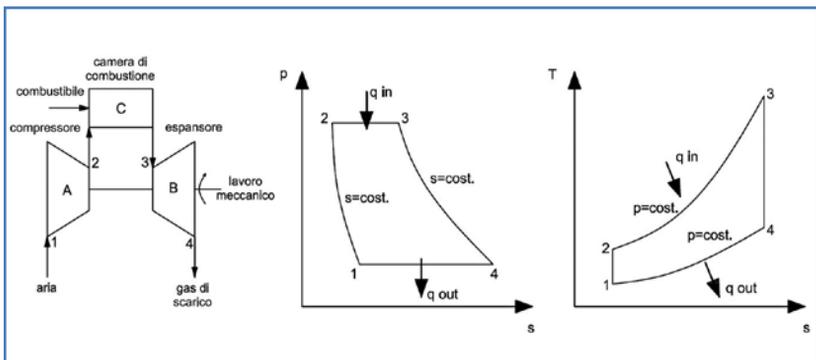
¹⁴⁰ JPL

1-2: compressione isoentropica; 2-3: riscaldamento isobaro; 3-4: espansione isoentropica;

4-1: cessione di calore a pressione costante.

Nella pratica, il ciclo evolve in modo diverso e si discosta molto da quello ideale. Le principali differenze sono relative alla non isoentropicità della compressione e dell'espansione e alle modalità di introduzione e cessione del calore nel ciclo. Seguendo lo schema dell'impianto, si osserva che il calore è introdotto nel ciclo mediante un processo di combustione interna. I prodotti della combustione costituiscono il fluido di lavoro per la parte rimanente del processo e la cessione del calore avviene semplicemente disperdendo i gas combusti nell'ambiente (ciclo aperto).

Figura 62 - Lo schema di un impianto a turbina a gas a ciclo aperto (sinistra); rappresentazione del ciclo ideale di Brayton sul piano P-s e T-s (destra). Fonte: Radu R., Taccani R.



Le turbine a gas trovano applicazione nel campo della generazione elettrica, della propulsione aerea e come motore primo in diversi contesti, fra cui, sebbene con una diffusione molto limitata, la propulsione terrestre.

Il rendimento di una turbina a gas è funzione della classe di potenza dell'impianto: per turbine di grossa taglia (200-250 MW) si può superare il 35%, mentre il rendimento scende considerevolmente, anche sotto il 20%, per turbine sotto 1 MW non rigenerative.

I più comuni combustibili di origine fossile utilizzati nelle turbine a gas sono per le applicazioni stazionarie il gas naturale e per la propulsione aeronautica i distillati (nafte, cherosene e gasolio).

Le condizioni ambientali possono incidere considerevolmente sulle prestazioni delle TG. Rimandando a dei testi specifici per un'analisi

dettagliata del problema, si riportano di seguito solo alcune considerazioni di carattere generale^{141,142}:

- al crescere della temperatura ambiente diminuiscono il rendimento e la potenza prodotta e viceversa;
- al diminuire della pressione ambiente (installazione ad alta quota) diminuisce la potenza prodotta.

Accanto alle macchine industriali di grossa taglia, per impianti di generazione elettrica e di cogenerazione, si sta attualmente diffondendo l'utilizzo delle microturbine.

8.2.1 Le microturbine a gas

Per microturbina a gas (MTG) si intende un sistema di generazione di piccola taglia (inferiore a 500 kWe) basato su un ciclo recuperativo a gas. Queste potenze si adattano a molte situazioni, dove si può prevedere l'autoconsumo di biocarburanti^{143,144}.

L'utilizzo delle turbine a gas per la generazione elettrica su piccola scala è una realtà sicuramente innovativa. Le turbine a gas industriali, infatti, offrono una competitività economica per potenze superiori ai 5-10 MW, mentre per potenze inferiori il rendimento scende rapidamente e il costo dell'energia elettrica prodotta viene a essere superiore a quello dell'energia acquistata dalla rete. L'opportunità di introdurre l'utilizzo di turbine a gas in impianti di piccola taglia, mantenendo competitivi i costi, è stata, quindi, possibile solo rivedendo completamente il progetto del sistema:

- a differenza delle macchine di grossa taglia, dove il compressore e la turbina sono di tipo assiale, nelle MTG si utilizzano turbomacchine radiali assai più economiche;
- il ciclo di funzionamento è sempre recuperativo;
- la generazione elettrica avviene normalmente accoppiando direttamente il generatore con l'albero della macchina, producendo energia elettrica a elevata frequenza, poi riportata alla frequenza di rete mediante un convertitore statico a raddrizzatore e *inverter*.

¹⁴¹ Walsh P., Fletcher P., (1998), *Gas Turbine Performance*, Blackwell Science.

¹⁴² Lozza G., (1986), *Turbine a gas e cicli combinati*, Progetto Leonardo, Esculapio Editore, Bologna.

¹⁴³ Macchi E., Campanari S., Silva P., (2005), *La microcogenerazione con gas naturale*, Polipress, Milano.

¹⁴⁴ Vasen N., Vivarelli S., *Biofuel-burning Microturbine. Opportunities for Biofuel-burning Microturbines in the European Decentralised-generation Market (BIOTURBINE)*, European Commission – Altener, ETA Firenze 2004.

Ciò facilita la modulazione del carico e consente di mantenere dei rendimenti accettabili anche ai carichi parziali^{145, 146}.

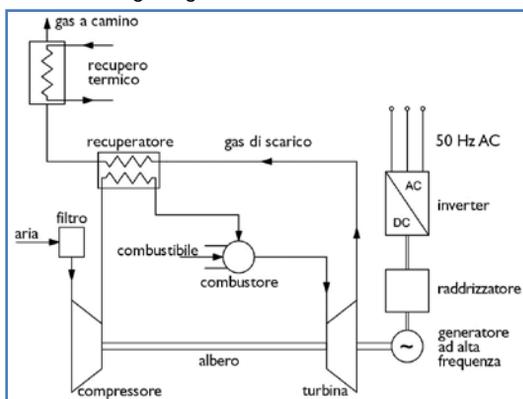
Nella figura 63 è riportata una rappresentazione schematica di uno di questi sistemi, in cui si può osservare come il calore in uscita dalla turbina sia utilizzato per riscaldare l'aria in ingresso nel combustore. Tale accorgimento consente di ottenere dei rendimenti più elevati, che possono arrivare a superare il 30% anche nel caso di impianti di appena 100 kWe (tabella 44). Lo spaccato riportato nella figura 64 rappresenta un tipico sistema di generazione basato su MTG.

Tabella 44 - Le caratteristiche di alcuni impianti con microturbine alimentate a gas

Costruttore e modello	Potenza [kWe]	Rendimento elettrico netto [PC!%]	Velocità di rotazione [giri/min]	Peso [kg]	Ingombri (lungh. x largh. x alt.) [mm]
Capstone C30 (1)	30	25	96.000	405	1.516x762x1.943
Capstone C30	60	28	96.000	1.250	1.956x762x2.764
IR PowerWorks MT 70	70	29	44.000	2.200	1.810x1.080x2.220
Bowman TG 60	80	28	68.000	1.930	3.100x876x1.922
Elliott TA 100	100	29	68.000	2.040	3.100x876x1.922
Turbec T100	100	30	70.000	2.000	2.900x840x1.920
IR PowerWorks MT 250	250	30	45.000	5.307	3.230x2.160x2.290

(1) modello a ciclo non rigenerativo

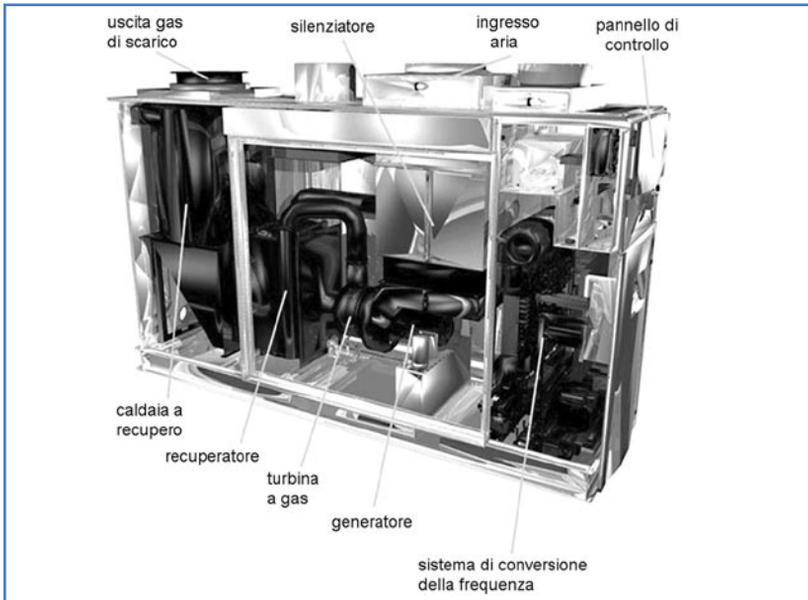
Figura 63 - La rappresentazione schematica di un impianto con turbina a gas cogenerativo. Fonte: Radu R., Taccani R.



¹⁴⁵ Lymberopoulos N., *Microturbines and their application in bio-energy*, Centre for Renewable Energy Sources (C.R.E.S.), gennaio 2004.

¹⁴⁶ *Distributed Energy Program – Microturbines*, U.S. Department of Energy - Energy Efficiency and Renewable Energy www.eere.energy.gov

Figura 64 - Uno spaccato di un tipico sistema di generazione basato su turbina a gas.
Fonte: Bowman Power



L'analisi economica

Una prima analisi economica è eseguita, prendendo come riferimento il gas naturale. Va ribadito che il mercato delle MTG non è ancora pienamente sviluppato e, quindi, le considerazioni che seguono sono basate su un numero limitato di esperienze e installazioni. La tecnologia, che compete direttamente con le MTG, è quella dei motori a combustione interna alternativi. In termini strettamente economici, attualmente questi ultimi sono più convenienti.

Le MTG, tuttavia, offrono, o ci si aspetta potranno offrire, i seguenti vantaggi:

- emissioni notevolmente ridotte, in termini di ossidi di azoto e monossido di carbonio;
- rendimenti oggi confrontabili ma con ottime prospettive di miglioramento;
- manutenzione ridotta e vita utile estesa;
- affidabilità elevata e semplicità impiantistica;
- dimensioni e rumorosità minori;

- possibilità di impiego di combustibili diversi;
- elevata temperatura del calore recuperabile.

I costi di investimento e di gestione, inoltre, sono modesti (tabella 45).

Tabella 45 - I parametri economici delle microturbine in funzione della taglia

Potenza nominale [kWe]	Costo di investimento [€]	Costi specifici di investimento [€/kWe]
30	46.000	1.535
60	78.000	1.300
100	120.000	1.200

I costi di investimento variano significativamente in funzione dei lavori richiesti per le infrastrutture, le installazioni meccaniche di cogenerazione. I costi di progetto e di installazione incrementano, tipicamente, i costi di investimento fino al 50-60%.

I costi di manutenzione e di funzionamento sono variabili e i fornitori di microturbine li calcolano in valori compresi tra 0,005 e 0,015 €/kWe.

Rispetto a un costo di riferimento per un sistema cogenerativo di 1.200 €/kWe, nel futuro sono attese delle significative riduzioni e diversi costruttori si sono proposti l'obiettivo di 500-600 €/kWe.

Una stima di alcuni parametri economici e ambientali per le MTG in assetto cogenerativo è riportata nella tabella 46¹⁴⁷.

Tabella 46 - Una stima di alcuni parametri economici e ambientali per le MTG cogenerative a gas naturale

Costo di investimento	1.200 €/kWe
Costo di manutenzione	10-15 €/MWh
Vita utile	60.000-80.000 h
Emissioni	NOx, CO < 10 ppmvd 15% O ₂

8.2.2 Le microturbine e i biocarburanti

L'utilizzo dei biocarburanti nelle MTG presuppone alcuni accorgimenti, spesso simili a quelli necessari nel caso dei motori Diesel e Otto; è tuttavia possibile richiedere direttamente al produttore di configurare e

¹⁴⁷ Macchi E., Campanari S., Silva P., (2005), *La microcogenerazione con gas naturale*, Polipress, Milano.

predisporre opportunamente il sistema e renderlo, quindi, compatibile con un particolare tipo di biocarburante.

Il biogas

Nelle MTG l'utilizzo di gas derivante dalla biomassa e dai rifiuti, pur non essendo oggi particolarmente diffuso, è senz'altro una prospettiva molto interessante e alcuni produttori offrono già degli impianti dotati di opportuni sistemi di filtrazione, che, quindi, sono in grado di operare con questo tipo di combustibile senza ricorrere a ulteriori modifiche.

In particolare è necessario adottare dei sistemi che consentano di:

- abbattere il tenore di umidità del biogas;
- ridurre la concentrazione di silossani;
- ridurre la concentrazione di acido solfidrico.

Tali dispositivi di trattamento possono venire a incidere sui costi di produzione per circa 1-2 cent€/kWh.

Nella tabella 47 sono riportati i limiti relativi alle concentrazioni di alcuni composti nel combustibile, suggeriti per alcune turbine attualmente sul mercato.

Tabella 47 - I limiti ammissibili per alcuni tipici composti presenti nel gas di alimentazione di una MTG

Parametro	Valore limite
Ossigeno	< 3%
Idrogeno	< 5%
Anidride carbonica	< 45%
Metano	> 38%
Etano	< 8%
Propano e butano	< 2%
Umidità	150 ppm
Acido solfidrico	< 25 ppmv
Composti alogenati organici	200 ppmv
Particolato	dimensione media 3 mm
Sodio, potassio e litio	0,6 ppm
Silossani	10 ppbv

I biocarburanti liquidi

Nelle MTG la sostituzione di combustibili liquidi di origine fossile con gli oli vegetali puri, il biodiesel e il bioetanolo è possibile, prevedendo soltanto alcuni semplici accorgimenti¹⁴⁸.

Il primo, e più ovvio, fattore da considerare è il potere calorifico del combustibile adottato e, quindi, è necessario assicurarsi che il sistema di alimentazione sia in grado di garantire la portata necessaria per il corretto funzionamento. Si deve, inoltre, adeguare il volume dei serbatoi di stoccaggio del combustibile.

I biocarburanti, come per esempio gli oli vegetali, presentano una viscosità elevata e, quindi, bisogna prevedere, in alcuni casi, il riscaldamento della linea di alimentazione. Tale accorgimento è sufficiente ad assicurare il corretto funzionamento della macchina, come dimostrato con la sperimentazione condotta, utilizzando l'olio di colza presso l'Università di Aachen (Germania)¹⁴⁹. Nei casi, in cui il biocarburante risulti contaminato da impurità, come per esempio residui solidi, zolfo, cloro o fosforo, andranno previsti e adottati degli opportuni sistemi di filtrazione e abbattimento.

8.3 I benefici ambientali

Il principale beneficio ambientale, che differenzia i biocarburanti dai combustibili fossili, è il loro contributo nullo al bilancio dell'anidride carbonica durante la combustione che si riflette nell'indifferenza del loro utilizzo agli effetti dell'alterazione del clima.

Da un lato, analizzando l'intero ciclo di vita dei biocarburanti, si evidenzia come nel corso della produzione, essi si rendano responsabili dell'emissione in atmosfera di gas serra, dovuti al consumo di combustibili fossili per la lavorazione del terreno, l'applicazione dei prodotti fitochimici (fertilizzanti, pesticidi), la raccolta e il trasporto (tabella 48). D'altro canto, la coltivazione delle materie prime agricole ha l'effetto di sottrarre l'anidride carbonica all'atmosfera, per impiegarla nei processi biochimici della fase oscura della fotosintesi clorofilliana per la produzione di nuova biomassa vegetale.

¹⁴⁸ www.bioturbine.org

¹⁴⁹ <http://www.nowum-energy.com>

Tabella 48 - L'emissione in atmosfera di anidride carbonica attribuibile alle colture energetiche per la produzione dei biocarburanti; nella codigestione per la produzione del biogas sono state considerate le colture del mais e del sorgo zuccherino

Biocarburante	Coltura	CO ₂ [t/ha]
Biodiesel e oli vegetali puri	girasole	1,2-2,7
	colza	0,8-2,6
Bioetanolo, bio-ETBE e biogas	barbabietola	1,7-4,8
	sorgo	0,7-1,8
	mais	1,7-3,2

I gas serra

I gas climalteranti, o gas serra, hanno l'effetto di schermare l'uscita dall'atmosfera delle radiazioni infrarosse emesse dalla superficie terrestre, quando è colpita dalle radiazioni solari a minore lunghezza d'onda (appartenenti soprattutto agli spettri del visibile e dell'ultravioletto). Si tratta di composti di origine naturale, tra cui l'anidride carbonica (CO₂), il metano (CH₄), il protossido di azoto (N₂O) e il vapore acqueo (H₂O), o di origine antropica, tra cui gli idrofluorocarburi (HFC), i perfluorocarburi (PFC) e gli esafluoruro di zolfo (SF₆).

L'entità del contributo all'effetto serra dipende dalla natura di ciascun composto, espressa sul valore di riferimento dell'anidride carbonica, posto pari a 1, e dalla sua persistenza nell'atmosfera. Si ritiene che la produzione di biocarburanti determini il rilascio dei composti climalteranti solo di origine naturale (tabella 49)¹⁵⁰.

Tabella 49 - L'entità del contributo all'effetto serra dei gas climalteranti di origine naturale

Parametro	Contributo	Persistenza in atmosfera
Anidride carbonica	1	50-200 anni
Metano	21	12 anni
Protossido di azoto	296	120 anni
Vapore acqueo	< 1	1-7 giorni
Idrofluorocarburi	12.000	1-264 anni
Perfluorocarburi	5.700	3.200-51.000 anni
Esafluoruro di zolfo	22.200	3.200 anni

¹⁵⁰ www.biodiesel.co.uk/press_release/submission_for_biofuels_3.htm

Considerando l'intera filiera della produzione dei biocarburanti, il risparmio netto nelle emissioni di gas climalteranti è significativo, rispetto all'impiego del corrispondente sostituto fossile.

La sostituzione del gasolio con il biodiesel permette un risparmio tra il 40% e il 60% delle emissioni di anidride carbonica, più spiccato con l'utilizzo del girasole. Questo risparmio si accentua, nell'ipotesi di sostituire il gasolio con gli oli vegetali puri, dove è omessa una parte della trasformazione industriale.

La sostituzione della benzina con il bioetanolo consente un risparmio nelle emissioni di anidride carbonica, diversificato a seconda della materia prima impiegata: per esempio è stimato nel 15-25% nel caso del mais e nel 50-60% nel caso della barbabietola da zucchero.

La sostituzione del MTBE con il bio-ETBE permette un risparmio nelle emissioni di anidride carbonica stimato nel 20%.

Il contenimento delle emissioni di gas serra è un tema di ancora maggiore rilievo per il biogas, poiché una scorretta gestione dei reflui zootecnici causa il rilascio in atmosfera di ingenti quantità di metano, che esercita un impatto molto superiore a quello dell'anidride carbonica agli effetti del surriscaldamento globale.

Contrariamente, recuperando i liquami per la produzione del biogas, anche in codigestione con i materiali fibrosi e i foraggi, è possibile contenere del 80-96% le emissioni di anidride carbonica e del 50% le emissioni di metano rispetto allo stoccaggio dei liquami senza copertura e allo spandimento agronomico (tabella 50).

Tabella 50 - Le emissioni di gas climalteranti, prendendo in considerazione l'intero ciclo di vita della produzione di biogas per due tipologie di substrato e con la cogenerazione alla scala aziendale e alla scala interaziendale

Emissione di gas serra	CO ₂ [g/Nm ³]	CH ₄ [g/Nm ³]
Ipotesi 1: biogas da liquami zootecnici		
Cogenerazione alla scala aziendale	326	156
Cogenerazione alla scala interaziendale	395	144
Ipotesi 2: biogas da codigestione		
Cogenerazione alla scala aziendale	558	130
Cogenerazione alla scala interaziendale	581	133

Gli autoveicoli a basse emissioni di anidride carbonica

Il contenimento delle emissioni di gas climalteranti mediante la sostituzione nell'autotrazione dei carburanti fossili è una delle misure con cui, nel breve termine, la Commissione Europea intende rispettare gli impegni assunti con il Protocollo di Kyoto.

Contestualmente la Commissione Europea spinge alla progettazione di autoveicoli con ridotte emissioni di anidride carbonica.

L'obiettivo per il 2012 è la commercializzazione di autoveicoli che emettano 120 g CO₂/km, a fronte dei 163 g CO₂/km dei modelli del 2004.

L'obiettivo fissato per il 2012 impone un miglioramento dei rendimenti dei motori, corrispondente a un consumo di carburante di 4,5 litri per 100 chilometri nei motori a ciclo Diesel e di 5 litri per 100 chilometri in quelli a ciclo Otto.

La tecnologia FFV per l'utilizzo del bioetanolo in miscela con la benzina all'85% in volume, con delle emissioni di 99,6 g CO₂/km, già consente di ottemperare all'obiettivo del 2012¹⁵¹.

Un ulteriore beneficio ambientale indotto dalla sostituzione dei combustibili fossili con i biocarburanti si configura nella diminuzione dell'impatto dei gas di scarico sulla qualità dell'aria.

I gas di scarico

Il processo di combustione nei veicoli e negli impianti di generazione elettrica e termica determina il rilascio in atmosfera di sottoprodotti gassosi, con effetti tossici sulla salute dell'uomo e sull'ambiente.

I principali composti inquinanti sono il monossido di carbonio (CO), il particolato (PM), gli idrocarburi incombusti (HC), talora riportati come composti organici volatili (VOC), l'anidride solforosa (SO₂), gli ossidi di azoto (NO_x) e l'ozono (O₃).

Il monossido di carbonio si lega al ferro contenuto nell'emoglobina nel sito destinato all'ossigeno e lo satura, poiché l'affinità del legame è superiore. Di conseguenza si perde la funzionalità dell'emoglobina nella distribuzione dell'ossigeno nei tessuti dell'organismo.

Il particolato è costituito da residui grossolani carboniosi, su cui sono adesi i composti inorganici (metalli pesanti, monossido di carbonio, anidride solforosa) e organici (idrocarburi incombusti). La dimensione dei residui consen-

¹⁵¹ Automotive use of ethanol, www.engineerlive.com

te la classificazione del particolato in PM_{10} (diametro inferiore ai 10 μm) e in $PM_{2,5}$ (diametro inferiore ai 2,5 μm). La pericolosità aumenta al diminuire della dimensione dei residui, poiché si riduce la capacità filtrante, esercitata dalle ciglia e dal muco presenti negli epiteli delle vie respiratorie superiori. I residui di piccole dimensioni, pertanto, sono in grado di veicolare i composti inquinanti fino al tratto inferiore delle vie respiratorie, dove esplicano il loro potenziale tossico o cancerogeno.

Gli idrocarburi incombusti (o composti organici volatili) sono molecole contenenti carbonio e idrogeno a catena lineare o ciclica. Il benzene appartiene a questa famiglia ed è ampiamente diffuso a causa del suo impiego come antidetonante nella formulazione delle benzine "verdi". I più pericolosi per la salute umana sono gli idrocarburi aromatici con struttura a cicli condensati (IPA), poiché sono cancerogeni e persistenti nell'ambiente.

L'anidride solforosa (o biossido di zolfo) è irritante per le vie respiratorie ed è un precursore dell'acido solforico, responsabile del fenomeno delle piogge acide.

Gli ossidi di azoto comprendono principalmente l'ossido di azoto (NO) e il biossido di azoto (NO₂). Entrambi sono precursori dell'acido nitrico, che dà origine al fenomeno delle piogge acide.

L'ozono esercita un'azione irritante nei confronti delle vie respiratorie superiori. Sulla vegetazione determina l'inibizione della fotosintesi clorofilliana e il conseguente rallentamento della crescita.

Il biodiesel, con un contenuto in ossigeno del 11% in peso, consente di ridurre le emissioni di monossido di carbonio, particolato e idrocarburi incombusti, con una certa variabilità in funzione del tipo di motore e della percentuale in miscela con il gasolio (tabella 51). Contrariamente, le elevate temperature raggiunte nella camera di combustione determinano una più intensa ossidazione dell'azoto atmosferico con il conseguente incremento della presenza di ossidi di azoto nei gas di scarico. Questo inconveniente è stato recentemente superato, migliorando la formulazione del biocarburante, in modo da ridurre il numero di cetano e, di conseguenza, la temperatura raggiunta durante la combustione.

Tabella 51 - Le emissioni prodotte dalla combustione del biodiesel rispetto a quelle prodotte dal gasolio¹⁵²

Emissione di gas inquinanti		CO [%]	PM [%]	HC [%]
Biodiesel al 20% v/v	motore DI	+ 5	- 22	+ 3
	motore IDI	- 6	- 9	- 4
	motore HDI	+ 23	- 22	+ 11
Biodiesel puro	motore DI	- 2	- 60	- 30
	motore IDI	- 12	- 35	- 36
	motore HDI	+ 23	- 46	+ 11

DI: iniezione diretta; IDI: iniezione a precamera; HDI: common rail; v/v: in volume

In generale la combustione degli oli vegetali puri consente il rilascio in atmosfera di gas di scarico di migliore qualità rispetto ai sostituti fossili (olio combustibile e gasolio).

Nel settore della cogenerazione i principali benefici sulla qualità delle emissioni si registrano in riferimento all'anidride solforosa, agli idrocarburi incombusti e al monossido di carbonio (tabella 52).

Tabella 52 - Le emissioni prodotte dalla combustione degli oli vegetali puri rispetto a quelle prodotte dall'olio combustibile leggero (LFO) e pesante (HFO)¹⁵³

Emissione di gas inquinanti	Oli vegetali puri	Olio combustibile	
		LFO	HFO
SO ₂ [ppmvd 15% O ₂]	< 2	118	463
CO [ppmvd 15% O ₂]	30	40	40
NO _x [ppmvd 15% O ₂]	1.050	860	970
HC [ppmvd 15% O ₂]	30	170	80

Nel settore dell'autotrazione queste differenze si ridimensionano e, per alcuni inquinanti (ossidi di azoto e idrocarburi incombusti), si annullano con le soluzioni motoristiche più recenti, dirette a ottimizzare la combustione dei carburanti fossili (tabella 53).

Tabella 53 - Le emissioni prodotte dalla combustione degli oli vegetali puri rispetto a quelle prodotte dal gasolio

Emissioni di gas inquinanti		CO [%]	PM [%]	NO _x [%]	HC [%]
Oli vegetali puri	EURO I	- 42	- 41	n.d.	- 36
	EURO III	- 17	- 14	+ 162	+ 291

¹⁵² www.cti2000.it/biodiesel.htm

¹⁵³ Haga N., (2004), *Vegetables oils as fuel in diesel generating set*, 10th International cogeneration, combined cycle & environment conference and exhibition, Istanbul.

La presenza dell'ossigeno nella composizione del bioetanolo, da un lato ne riduce in misura importante la densità energetica, dall'altro migliora la qualità delle emissioni in atmosfera, per il monossido di carbonio, gli ossidi di zolfo e di azoto e i composti organici volatili rispetto all'utilizzo della benzina (tabella 54).

Tabella 54 - Le emissioni prodotte dalla combustione del bioetanolo rispetto a quelle ottenute dalla combustione della benzina

Emissioni di gas inquinanti	CO [%]	NOx [%]	SO ₂ [%]	PM [%]	VOC [%]
Bioetanolo al 10% v/v ¹⁵⁴	- 5	n.r.	- 18	- 46	n.r.
Bioetanolo al 20% v/v ¹⁵⁵	- 27	-	-	-	- 25
Bioetanolo al 95% v/v ¹⁵⁶	- 23	- 50	- 93	- 70	- 58

n.r.: differenza non rilevabile; -: dato non disponibile; v/v: in volume

L'utilizzo del bio-ETBE come antidetonante nella formulazione delle benzine ha l'effetto di migliorare le emissioni di composti inquinanti, quali *in primis* il benzene e l'ozono (tabella 55).

Tabella 55 - Le emissioni prodotte dalla combustione del bio-ETBE rispetto a quelle ottenute dalla combustione della benzina

Emissioni di gas inquinanti	CO [%]	O ₃ [%]	Benzene [%]	VOC [%]
Bio-ETBE al 15% v/v	- 3	- 20	- 28	- 7

v/v: in volume

La combustione del biogas determina l'emissione di gas di scarico con una qualità migliore di quella che caratterizza i sostituti fossili (tabelle 56 e 57).

Tabella 56 - Il confronto tra le emissioni derivanti dalla combustione di diversi tipi di combustibili per unità di energia prodotta¹⁵⁷

Combustibile	SO ₂ [g/GJ]	NOx [g/GJ]	PM [g/GJ]
Biogas	3	50	3
Gas naturale	3	90	2
Carbone minerale	300	150	20
Legno	100	64	100
Paglia	170	340	200

¹⁵⁴ Tyson, (1993), *Review of Greenhouse Gas Life Cycle Emissions, Air Pollution Impacts and Economics of Biomass Production and Consumption in Scotland*, www.biodiesel.co.uk

¹⁵⁵ A testing based assessment to determine impacts of 20% ethanol gasoline fuel blend on the Australian passenger vehicle fleet, (2003), www.environment.gov.au

¹⁵⁶ Tyson, (1993), *Review of Greenhouse Gas Life Cycle Emissions, Air Pollution Impacts and Economics of Biomass Production and Consumption in Scotland*, www.biodiesel.co.uk

¹⁵⁷ AD-NETT Report 2000, *Anaerobic Digestion: making energy and solving modern waste problems*, Ed. H. Ortenlab, Herning Municipal Utilities, Sweden.

Tabella 57 - Le emissioni prodotte nel corso della cogenerazione del biogas, considerando trascurabili le perdite di metano¹⁵⁸

Emissioni di gas inquinanti	CO [mg/Nm ³]	NOx [mg/Nm ³]	SO ₂ [mg/Nm ³]	PM [mg/Nm ³]	HC [mg/Nm ³]
Ipotesi 1: biogas da liquami zootecnici					
Cogenerazione alla scala aziendale	744	3.256	158	102	279
Cogenerazione alla scala interaziendale	884	4.419	153	100	279
Ipotesi 2: biogas da codigestione					
Cogenerazione alla scala aziendale	1.488	6.512	226	128	465
Cogenerazione alla scala interaziendale	1.605	6.744	205	128	512

Oltre ai vantaggi diretti, legati agli aspetti relativi alla riduzione delle emissioni, l'applicazione della digestione anaerobica determina anche dei benefici indiretti nella gestione dei substrati.

Per quanto riguarda in particolare il settore zootecnico, la digestione anaerobica dei liquami consente di ottemperare a molteplici finalità:

- la stabilizzazione dei liquami in seguito alla mineralizzazione della sostanza organica;
- la riduzione della carica patogena;
- il controllo e l'abbattimento degli odori;
- la riduzione delle sostanze con azione fitotossica;
- il miglioramento delle proprietà fertilizzanti del materiale digerito, in virtù della riduzione del rapporto tra carbonio e azoto (C/N) e della maggiore presenza di azoto ammoniacale prontamente assimilabile (APA) per la nutrizione delle piante; ciò comporta, di conseguenza, un minor rischio di inquinamento delle acque di falda in seguito alla percolazione dell'azoto.

A questo proposito si sottolinea che la digestione anaerobica non è un processo efficace nella rimozione dell'azoto e, quindi, dal punto di

¹⁵⁸ Borjesson P. e Berglund M., (2004), *Environmental analysis of biogas systems*, Poster session, 2nd World Conference and Technology Exhibition on Biomass for Energy, Industry and Climate Protection, Roma.

vista tecnico non rappresenta da sola una soluzione per l'annoso problema della gestione dei liquami, in particolare degli allevamenti zootecnici intensivi.

Come si evince dalla tabella 58, tuttavia, la possibilità di ottenere un ricavo dalla produzione di energia elettrica, rende economicamente più sostenibili le operazioni per la rimozione dell'azoto a valle della digestione.

Tabella 58 - I costi di esercizio (escluso l'ammortamento) dell'abbattimento dell'azoto in un allevamento suinicolo a ciclo chiuso (900-950 tonnellate di peso vivo)¹⁵⁹

Gestione	Costo annuo [€]	Costo espresso sul liquame [€/m³]	Costo espresso sul peso vivo [€/100 kg]
Senza digestione	188.170	3,0	19,6
Con digestione	8.642	0,14	0,91

¹⁵⁹ CRPA.

Capitolo 9

Lo scenario di produzione dei biocarburanti

In questo capitolo sono esposte le informazioni di base attinenti ai biocarburanti di maggior diffusione sul mercato europeo e nazionale: il bioetanolo, il biodiesel e il biogas. Non sono considerati gli altri combustibili liquidi, che potrebbero essere impiegati in modo efficiente anche per l'autotrazione, che ne sono impediti per carenze tecniche o normative (quali gli oli vegetali puri) o perché in una fase ancora iniziale dello sviluppo tecnico (per esempio il biobutanolo).

Le informazioni suddette riguardano essenzialmente i livelli produttivi raggiunti, le strategie e le politiche economiche dell'U.E. e del governo del nostro Paese.

Si è ritenuto di fare cosa utile, inoltre, nel fornire un quadro sintetico della situazione concernente i biocarburanti nei Paesi più vicini alla regione Friuli Venezia Giulia, ossia Slovenia, Ungheria e Austria, anche nell'ottica di una progressiva integrazione dell'economia, ancorché settoriale.

9.1 La produzione mondiale dei biocarburanti

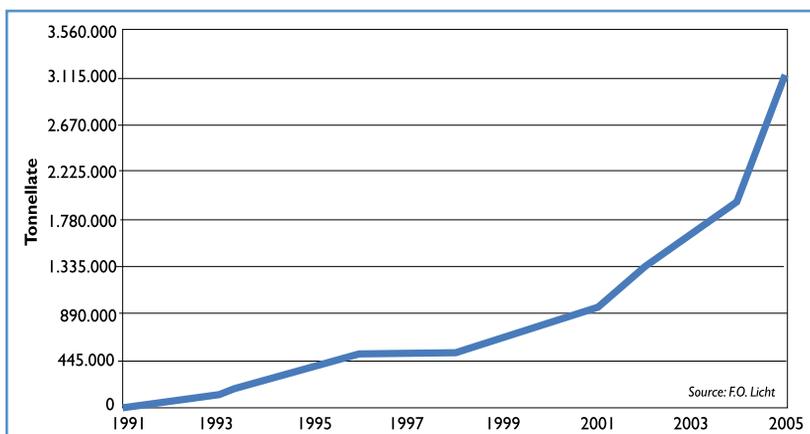
Allo stato attuale il Brasile, gli Stati Uniti e l'U.E. sono i maggiori produttori di biocarburanti: in Brasile e negli Stati Uniti prevale la produzione del bioetanolo, mentre nell'U.E. è più rilevante la produzione di biodiesel.

In risposta alle politiche energetiche e ambientali, avviate in seguito al Protocollo di Kyoto, e in considerazione del fatto che molti Paesi non hanno approvvigionamenti propri sufficienti, si prevede che il mercato dei biocarburanti, nel breve termine, andrà incontro a una forte espansione. Secondo quanto indicato dall'*International Energy Agency* (IEA), si attende che entro il 2020 la produzione mondiale di biocarburanti ammonterà a circa 100 milioni di tonnellate.

9.1.1 Il biodiesel

Fino al 2004 la produzione di biodiesel è stata ottenuta quasi esclusivamente nell'U.E. e ammontava a circa 2 milioni di tonnellate. Nell'ultimo periodo si è notato un incremento della produzione anche in altri Paesi. A titolo di esempio, tra il 2004 e il 2005 la produzione statunitense è passata da 84 mila tonnellate a 263 mila tonnellate e si prevede che nei prossimi venti anni il biodiesel potrà coprire il 25% del consumo di gasolio degli Stati Uniti^{160,161}.

Figura 65 - L'andamento della produzione mondiale di biodiesel nel periodo 1991-2005.
Fonte: modificato da F.O. Licht



Come scenario nel medio termine, si stima che nei prossimi dieci anni il mercato del biodiesel andrà incontro a una crescita rilevante, soprattutto nei Paesi al di fuori dell'U.E., Stati Uniti e Brasile *in primis*. Entro l'anno 2015, per esempio, si attende che la produzione in Brasile potrà superare quella degli Stati Uniti e dell'U.E.^{162,163}.

¹⁶⁰ *Emerging markets online: Biodiesel: Market survey, Case studies and forecasts*, ottobre 2006, US., www.emerging-markets.com

¹⁶¹ IIED, Dufey A., (2006), *Biofuels production, trade and sustainable development: emerging issues*, Environmental Economics Programme/Sustainable Markets Group, London.

¹⁶² *Emerging markets online: Biodiesel: Market survey, Case studies and forecasts*, ottobre 2006, US., www.emerging-markets.com

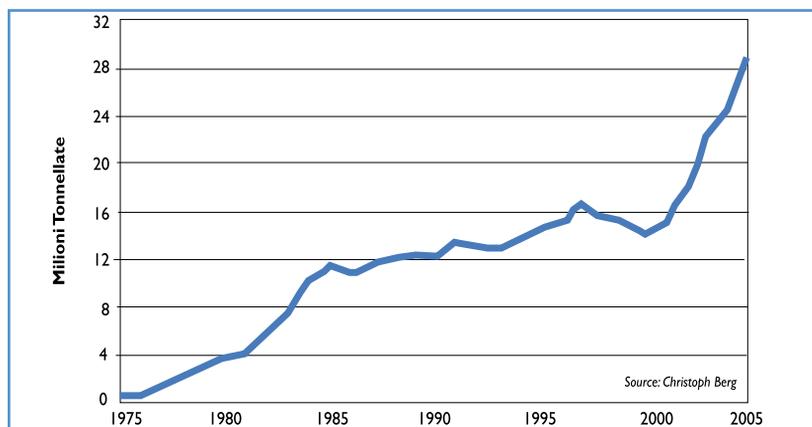
¹⁶³ RNCOS, *Biofuel market Worldwide*, (2006), www.piribo.com

9.1.2 Il bioetanolo

A livello mondiale il bioetanolo è il biocarburante a più ampia diffusione. Il Programma *Proalcool*, attivato nel 1975 dal governo brasiliano, è stato la prima importante azione, mirata a sostituire il carburante fossile importato con il bioetanolo prodotto dalla canna da zucchero, coltivata nel Paese. Nel 2004 la produzione mondiale di bioetanolo ammontava a circa 26 milioni di tonnellate e nel 2005 è aumentata a 28 milioni di tonnellate. Negli ultimi cinque anni la crescita annua mondiale di produzione del bioetanolo si è attestata attorno al 12%; circa il 60% della produzione globale deriva dalla canna da zucchero, mentre il 40% da altre colture, *in primis* dal mais¹⁶⁴.

Nel 2005 negli Stati Uniti sono stati ottenuti 12,9 milioni di tonnellate di bioetanolo, essenzialmente da mais; in Brasile sono state prodotte 12,8 milioni di tonnellate, ricavate prevalentemente dalla canna da zucchero¹⁶⁵.

Figura 66 - L'andamento della produzione mondiale di bioetanolo nel periodo 1975-2005.
Fonte modificata da F.O. Licht



L'interesse degli Stati Uniti nei confronti della produzione del bioetanolo è sorto negli anni Settanta, in risposta alla crisi petrolifera. Il forte sostegno governativo, che ha condotto gli Stati Uniti a raggiungere il primato mondiale, è testimoniato dall'emanazione nel-

¹⁶⁴ IIED, Dufey A., (2006), *Biofuels production, trade and sustainable development: emerging issues*, Environmental Economics Programme/Sustainable Markets Group, London.

¹⁶⁵ Monsma D.W., (2006), *The Report of an Aspen Institute Policy Dialogue, A high growth strategy for ethanol*, Washington, www.aspeninstitute.org

l'agosto 2005 della legge, nota come *Energy Policy Act*, per il miglioramento della sicurezza degli approvvigionamenti energetici. Questa legge ha fissato in 22,7 milioni di tonnellate di bioetanolo l'obiettivo di immissione nel mercato per il 2010¹⁶⁶.

La recente decisione di portare l'obiettivo di sostituzione per il 2030 al 30% testimonia l'intenzione di sostenere anche nel lungo termine la produzione del bioetanolo, al fine di ridurre la dipendenza dai combustibili fossili. Il governo statunitense, tuttavia, intende raggiungere questo obiettivo, avvalendosi anche del bioetanolo prodotto in Brasile, che è il maggiore Paese esportatore (circa il 50% delle esportazioni mondiali). È del mese di marzo 2007, infatti, l'accordo per l'importazione del bioetanolo prodotto in Brasile dalla canna da zucchero¹⁶⁷.

Le proiezioni nel medio termine suggeriscono che si registrerà un tasso annuo di crescita del mercato globale del bioetanolo tra il 2006 e il 2020 del 6,5%¹⁶⁸.

9.1.3 Il biogas

A livello mondiale il biogas occupa per importanza la terza posizione tra i biocarburanti. Il suo impiego è sostanzialmente legato alla produzione di energia termica ed elettrica, soprattutto in cogenerazione. Nel settore dell'autotrazione le principali applicazioni sono localizzate in Svezia, dove negli ultimi anni è stato registrato un forte incremento e attualmente sono disponibili 779 autobus a biogas, circa 4.500 autovetture a doppia alimentazione (benzina e biogas) e un locomotore ferroviario¹⁶⁹.

9.2 La produzione e le politiche dei biocarburanti nell'U.E.

Nell'U.E. nel 2005 sono state prodotte 3,9 milioni di tonnellate di biocarburanti, con una crescita del 65,8% rispetto all'anno precedente, quale

¹⁶⁶ Pytlík W., (2006), *Biofuel production depends on new raw materials*, The biotech/Life sciences Portal Baden-Württemberg, www.bio-pro.de/en/region/ulm/magazin/02712/index.htm

¹⁶⁷ *Nature International weekly journal of science*, Vol. 444, November 2006, UK, www.biorenew.iastate.edu

¹⁶⁸ RNCOS, *Biofuel market Worldwide*, 2006, www.piribo.com

¹⁶⁹ *Commission of the European communities, Communication from the Commission to the council and the European parliament, Green Paper follow-up action Report on progress in renewable electricity*, Brussels, 2007, http://ec.europa.eu/energy/energy_policy/doc/06_progress_report_renewable_electricity_en.pdf

misura per il contenimento delle emissioni di gas serra e per l'incremento dell'autonomia nel fabbisogno energetico nel settore dei trasporti¹⁷⁰. Al 2030 nell'U.E. si prevede un aumento della domanda energetica pari al 14% nel trasporto delle persone e al 74% in quello delle merci. Di conseguenza è prevedibile che l'incremento delle macchine a ciclo Diesel e la forte domanda energetica per il trasporto pesante provocheranno un aumento del consumo di gasolio pari al 51% e del cherosene pari al 60% e un incremento più modesto del consumo di benzina (tabella 59)¹⁷¹.

Tabella 59 - Le stime dei consumi di carburanti per il trasporto al 2030, espresse in milioni di tonnellate

Carburante	2000	2010	2020	2030
Benzina	129,8	142,1	145,4	141,6
Cherosene	45,1	53,0	63,3	72,0
Gasolio	147,7	182,1	207,6	223,6
Totale	322,6	377,2	416,3	437,2

La conseguente domanda di biocarburanti è in crescita e, pertanto, la Commissione sta puntando a uno sviluppo più consono della produzione interna, a un aumento delle possibilità di importazione per i biocarburanti e per le rispettive materie prime, nonché allo sviluppo della loro praticabilità economica.

9.2.1 Le politiche dell'U.E.

Le fonti energetiche rinnovabili in generale, e i biocarburanti in particolare, sono al centro delle politiche ambientali comunitarie.

Nel 1997 la Commissione Europea ha adottato il documento dal titolo *Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili – Libro Bianco per una strategia e un piano di azione della Comunità* [COM(1997)599]. Uno degli obiettivi principali, stabiliti in questo documento, è il raddoppio dell'utilizzo delle fonti rinnovabili di energia nell'ambito del consumo lordo nazionale, portandole dal 5,4% al 12% entro il 2010. In base alle proiezioni attuali, l'obiettivo preposto sembra che non potrà essere

¹⁷⁰ "Il barometro dei biocarburanti", *EurObservER*, anno IV, n. 3, pag. 35, (2006).

¹⁷¹ *Biofuels Research Advisory Council, Biofuels in the European Union, A vision for 2030 and beyond*, (2006), www.biomatnet.org/publications/1919rep.pdf

raggiunto, ma lo sfruttamento delle fonti rinnovabili si avvicinerà al 10%. Questo impegno è stato sostenuto da alcune Direttive.

La Direttiva 2001/77/CE, sulla promozione dell'energia elettrica prodotta dalle fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità, intende incrementare il contributo attuale (pari al 15%) al 22,1% entro il 2010 nei 25 Paesi membri dell'U.E. In base alle stime attuali, l'obiettivo che si prevede di raggiungere è pari al 19%.

La Direttiva 2003/30/CE, sulla promozione dell'uso dei biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili nei trasporti, fissa nel 2% e nel 5,75%, espressi sul tenore energetico, gli obiettivi di incorporazione dei biocarburanti rispetto ai carburanti per l'autotrazione immessi sul mercato, rispettivamente entro il 2005 e il 2010. L'obiettivo fissato per il 2005 è stato raggiunto solo da due Paesi: la Germania con il 3,75% e la Svezia con il 2,23%. Gli altri Stati hanno realizzato, in media, solo il 52% di tale obiettivo. Uno dei principali motivi del mancato raggiungimento degli obiettivi stabiliti può essere imputato alle imposte sui carburanti, che rallentano gli investimenti necessari ai fini del perseguimento degli obblighi dettati dalla Direttiva.

La Direttiva 2003/96/CE, in merito alla tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità, prevede la defiscalizzazione come misura per il contenimento del differenziale di costo tra la produzione dei carburanti fossili e quella più onerosa dei biocarburanti.

Nel dicembre 2005 è stato emanato il *Piano d'azione per la biomassa*, finalizzato ad aumentare l'utilizzo delle fonti energetiche, ottenute dalle biomasse forestali, agricole e residuali. Una delle misure, proposte per raggiungere questo scopo, è la modifica della norma EN 14214, che regola la qualità del biodiesel, per favorire l'impiego di una più ampia gamma di materie prime. Si sostiene, inoltre, la possibilità di utilizzare il bioetanolo in sostituzione del metanolo di origine fossile per la produzione di biodiesel. In questo documento, infine, si sottolineano le potenzialità del territorio comunitario, soprattutto nei confronti della produzione del bioetanolo, in considerazione delle condizioni pedo-climatiche e delle rese produttive dell'U.E.

Nel febbraio 2006 la Commissione ha emanato il documento, noto come *Strategia per i biocarburanti*, diretto alla promozione della produzione sostenibile dei biocarburanti nei Paesi membri e in quelli in via di sviluppo, a migliorarne la competitività economica rispetto ai concorrenti fossili e a incentivare le attività di ricerca sui biocarburanti di seconda generazione.

Queste tematiche sono riprese nel documento del marzo 2006, il nuovo "Libro Verde", e integrate con altri settori prioritari d'intervento, quali il completamento del mercato interno dell'energia, la diversificazione degli approvvigionamenti energetici, la solidarietà fra gli Stati membri e la politica estera comune¹⁷².

Nell'ambito della politica energetica, nel 2007 la Commissione intende proporre un piano strategico europeo per le tecnologie energetiche, che si baserà su una visione a lungo termine, i cui principali contenuti sono:

- l'obiettivo del 20% al 2020 di energia prodotta dalle fonti rinnovabili, con un considerevole aumento della quota di quelle meno costose (*in primis* i biocarburanti di seconda generazione);
- l'obiettivo del 10% nell'incorporazione dei biocarburanti nel settore dei trasporti, favorendo quelli sostenibili sia nell'U.E., sia nei Paesi terzi;
- l'adeguamento al 2030 del settore dei trasporti per l'impiego dei biocarburanti di seconda generazione e delle celle a combustibile alimentate a idrogeno.

Il pacchetto legislativo del 2007 sulle fonti rinnovabili di energia comprenderà, inoltre, delle misure specifiche destinate ad agevolare la penetrazione nel mercato dei biocarburanti e dei sistemi di riscaldamento e raffreddamento alimentati da energie rinnovabili¹⁷³.

Contestualmente, la Commissione europea sta studiando la possibilità di emanare una Direttiva sui biocarburanti, per definire delle linee guida, che consentano di soddisfare meglio le aspettative e i bisogni dei diversi Paesi membri¹⁷⁴.

Gli obiettivi di incorporazione dei biocarburanti nel settore dei trasporti

Per il rispetto dell'obiettivo per il 2010 (5,75% espresso sul tenore energetico), con le attuali rese agronomiche, si stima che la superficie agricola totale dell'U.E., che dovrà essere destinata alla produzione dei biocarburanti, dovrà oscillare tra il 4% e il 13%. Questa aliquota assu-

¹⁷² Libro verde: una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura, (2006), <http://europa.eu/scadplus/leg/it/lvb/l27062.htm>

¹⁷³ Commissione delle Comunità europee, *Comunicazione della Commissione al Consiglio europeo e al parlamento europeo, Una politica energetica per l'Europa*, Bruxelles, 2007, http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/it/com/2007/com2007_0001it01.pdf

¹⁷⁴ "Il barometro dei biocarburanti", *EurObserver*, anno IV, n. 3, pag. 35, (2006).

merà valori ancora superiori rispetto all'obiettivo di incorporazione per il 2015, pari all'8%, espresso sul tenore energetico (tabella 60).

Tabella 60 - Le conseguenze dell'applicazione degli obiettivi fissati per l'incorporazione dei biocarburanti nel settore dei trasporti¹⁷⁵

Scenario		2005	2010	2015
Obiettivi di incorporazione		2,0%	5,75%	8,0%
Biodiesel	Consumo di gasolio [Mt]	158,6	165,0	165,0
	Richiesta di biodiesel [Mt]	3,69	11,0	16,7
	Superficie asservita [ha]	2.630.000	7.880.000	11.920.000
Bioetanolo	Consumo di benzina [Mt]	124,8	113,6	105,0
	Richiesta di bioetanolo [Mt]	3,7	9,7	12,44
	Superficie asservita [ha]	1.850.000	4.840.000	6.200.000
Totale	Superficie asservita totale [ha]	4.480.000	12.720.000	18.200.000

Mt: milioni di tonnellate

Nel documento dal titolo *Biofuel progress report* sullo sviluppo dei biocarburanti e delle altre fonti rinnovabili, presentato dalla Commissione Europea nel gennaio 2007, sono stati figurati due scenari, che prevedono le quote di consumo di biocarburanti entro l'anno 2020 pari al 7% e al 14% (tabella 61) e le conseguenze in termini di superficie agricola investita (tabella 62). Al fine di analizzare l'effetto della quota avanzata delle importazioni sono stati elaborati due scenari: 14% con prevalente produzione comunitaria e 14% con prevalente importazione¹⁷⁶.

¹⁷⁵ Dieter Bockey, *Biofuels in Germany and in the European Union, Technologies, Market Trends and Political Conditions*, Berlin, www.rlc.fao.org/prensa/activi/agroenergia/bockey.pdf

¹⁷⁶ Commission of the European communities, Commission staff working document, Accompanying document to the communication from the Commission to the Council and the European parliament, "Biofuels Progress Report, Report on the progress made in the use of biofuels and other renewable fuels in the Member States of the European Union", *Review of economic and environmental data for the biofuels progress report*, Brussels, http://ec.europa.eu/energy/energy_policy/doc/08_annexe_to_biofuels_progress_report_en.pdf

Tabella 61 - Le percentuali previste per ogni tipologia di biocarburante (in milioni di tonnellate) per il raggiungimento degli obiettivi del 7% e del 14%

Scenario	Obiettivo del 7%	Obiettivo del 14% prevalente produzione comunitaria	Obiettivo del 14% prevalente importazione
Senza importazioni			
Biodiesel dal colza [Mt]	4,7	3,9	4,7
BTL* da legna (az. forestali) [Mt]	-	10,5	-
BTL* dalla paglia [Mt]	2,5	0,5	7,5
Bioetanolo da barbabietola [Mt]	0,6	0,8	0,6
Bioetanolo da frumento [Mt]	5,6	11,2	5,6
Bioetanolo da mais [Mt]	1,3	1,5	1,3
Bioetanolo dalla paglia [Mt]	2,1	5,0	-
Con importazioni			
Colza per il biodiesel [Mt]	2,4	2,6	2,6
Olio di palma per il biodiesel [Mt]	0,4	2,9	4,2
Soia per il biodiesel [Mt]	2,6	3,2	4,6
Bioetanolo da canna da zucchero [Mt]	0,8	0,9	11,9
Totale [Mt]	23,0	43,0	43,0
Quota delle importazioni [%]	27	22	54
Quota dei sostituti del gasolio [%]	55	55	55
Quota di biocarburanti di seconda generazione [%]	20	37	17

*Biomass-to-Liquid, biocarburante di seconda generazione

Tabella 62 - Le superfici agricole stimate al 2020

Scenario	Senza incorporazione dei biocarburanti [ha]	7% e 14% prevalente importazione [ha]	14% prevalente produzione comunitaria [ha]
Colza per il biodiesel	0	2.700.000	2.600.000
Cereali per il bioetanolo	0	4.600.000	8.300.000
Barbabietola per il bioetanolo	0	300.000	500.000
BTL* dalla legna	0	0	6.900.000
Totale per la produzione di biocarburanti	0	7.600.000	18.300.000
Superfici non destinate ai biocarburanti	87.600.000	84.800.000	80.800.000
Superfici a set-aside	10.800.000	7.700.000	3.400.000
Superficie agricola totale	98.400.000	100.100.000	102.500.000

*Biomass-to-Liquid, biocarburante di seconda generazione

In considerazione delle superfici agricole e delle strategie di politica energetica, è plausibile che la creazione di un mercato europeo comune dei biocarburanti potrà offrire grandi opportunità ai nuovi Stati membri, che hanno a disposizione territori molto estesi a vocazione agricola. Ne consegue che questi Paesi potrebbero diventare importanti esportatori di materie prime.

Gli incentivi alla produzione agricola

Nel 2003 è stata approvata l'ultima riforma della Politica Agricola Comune (PAC), il Regolamento (CE) n. 1782 del 2003, che è orientata verso gli interessi dei consumatori e dei contribuenti e, nello stesso tempo, lascia gli agricoltori liberi di produrre ciò che esige il mercato. La riforma ha introdotto un aiuto speciale per le colture energetiche pari a 45 €/ha, limitato a una superficie massima nel territorio dell'U.E. di 1,5 milioni di ettari (artt. 88 e successivi).

Attualmente otto Paesi membri (Repubblica Ceca, Estonia, Cipro, Lettonia, Lituania, Ungheria, Polonia, Slovacchia) sono esclusi da questo aiuto, mentre alla Slovenia e a Malta ne è riconosciuta solo una parte. Recentemente, tuttavia, i Ministri dell'Agricoltura dell'U. E. hanno deciso di uniformare il sostegno a tutti gli Stati membri, a partire presumibilmente dal 2007.

In considerazione dell'inadeguatezza delle superfici ammesse all'aiuto, se confrontate con quelle richieste dagli obiettivi di incorporazione, la Commissione ha già proposto di aumentare tale limite a 2 milioni di ettari.

Artt. 88 e successivi del Regolamento (CE) n. 1782 del 2003

Sono ammissibili all'aiuto gli agricoltori che hanno stipulato, per la propria produzione, un contratto con un trasformatore al fine di garantire la destinazione a fini energetici, a meno che la trasformazione non sia effettuata direttamente nell'azienda interessata. L'agricoltore e il trasformatore non devono necessariamente risiedere nello stesso Stato membro.

Il sostegno alle colture energetiche consiste anche nel permettere l'impianto di colture industriali sulle superfici messe a riposo (art. 55). Le colture energetiche attualmente rappresentano la principale produzione non alimentare sui terreni interessati dal *set-aside*.

L'applicazione a livello regionale della PAC si manifesta anche attraverso l'emanazione dei Piani di Sviluppo Rurale (PSR) che, su indicazione del Regolamento (CE) n. 1698 del 2005, intendono mettere a disposizione delle misure di aiuto a favore dello sviluppo delle filiere agroenergetiche.

Attualmente i PSR per il periodo 2007-2013 sono in corso di approvazione.

Nell'ottobre 2006 la Commissione ha presentato un Piano d'azione sulla semplificazione della PAC¹⁷⁷.

Il problema dei rifornimenti sui mercati internazionali

I quantitativi di biocarburanti, funzionali al raggiungimento degli obiettivi di incorporazione nel breve e medio termine, e l'estensione delle superfici agrarie, che dovranno essere convertite alla produzione energetica, pongono in primo piano il problema delle importazioni, di cui sembra che l'U.E. non potrà fare a meno, soprattutto per il biodiesel.

Per la filiera del biodiesel le principali importazioni riguardano l'olio di palma dalla Malesia e dall'Indonesia, mentre il bioetanolo è importato come prodotto finito, ottenuto in Brasile dalla canna da zucchero.

*La palma da olio (*Elaeis guineensis*) evidenzia un rendimento energetico decisamente superiore a quello di colza, girasole e soia: da un piede di palma sono prodotti fino a 5.000 frutti e, con un contenuto medio in materia grassa nella polpa del 55% in peso, la resa agronomica in olio può arrivare a 7 t/ha. La produzione del bioetanolo dalla canna da zucchero è caratterizzata da elevate rese agronomiche (4,19-5,13 t/ha), da una certa semplicità impiantistica (non è necessario aggiungere l'acqua nel corso dell'estrazione del succo zuccherino dagli steli) e da un elevato bilancio energetico (2,4)¹⁷⁸.*

Se per queste proprietà la palma da olio e la canna da zucchero risultano delle derrate privilegiate nel mercato dei biocarburanti, per altri aspetti la loro coltivazione solleva degli interrogativi in merito alla sostenibilità ambientale e socio-economica.

Per realizzare le piantagioni di palma da olio e di canna da zucchero, infatti, sono stati messi a coltura milioni di ettari di foresta pluviale, con significativi danni a carico degli ecosistemi e dell'economia locale delle comunità indigene.

¹⁷⁷ USDA Foreign Agricultural Service, GAIN Report, EU-25 Agricultural Situation EU Energy Crop Premium to be Extended to all Member States, (2006), www.fas.usda.gov/gainfiles/200610/146249328.pdf

¹⁷⁸ Girard P., Fallot A., Dauriac F., (2006). Review of existing and emerging technologies for the large scale production of biofuels and identification of promising innovations for developing countries, <http://stapgef.unep.org>

I principali impatti ambientali delle monocolture sono l'incremento dell'erosione, il consumo e il degrado della risorsa idrica, a causa dell'irrigazione e dell'utilizzo di prodotti fitochimici, nonché la perdita di biodiversità.

La latitanza dei controlli nei Paesi produttori di olio dalla palma e di bioetanolo dalla canna accentua la gravità di queste problematiche e indica una probabile soluzione nel concentrare, per quanto possibile, la produzione agricola intensiva nelle aree geografiche, dove tali controlli siano realizzabili. In linea con queste considerazioni e a fronte dell'aumento previsto per il consumo comunitario di gasolio, vi è la posizione dalla Commissione a favore della sostituzione del gasolio con il bioetanolo, per il quale le potenzialità agricole dell'U.E. sono maggiori di quelle del biodiesel e suggeriscono una certa indipendenza dalle importazioni.

9.2.2 Il biodiesel

L'U.E. è attualmente il maggiore produttore mondiale di biodiesel, totalizzando circa il 95% della produzione¹⁷⁹. Nel recente rapporto dell'*European Biodiesel Board* (EBB) è stato stimato che nel 2005 il biodiesel è stato il primo biocarburante dell'U.E.: con 3.184.000 tonnellate, infatti, ha coperto l'81,5% della produzione totale di biocarburanti. Rispetto al valore relativo al 2004, l'incremento è stato del 64,7%, equivalente a 1.250.600 tonnellate (tabella 63).

La capacità produttiva per l'anno 2006 è stimata in oltre 6 milioni di tonnellate, corrispondente a una crescita del 43,5% rispetto al 2005 (tabella 64)¹⁸⁰.

La principale materia prima attualmente utilizzata nell'U.E. è l'olio di colza, che interessa l'80-85% della produzione del biodiesel. Recentemente è stato registrato un recupero da parte degli oli di soia e palma, a causa dell'aumento del prezzo di mercato dell'olio di colza. Si stima che questa tendenza verrà confermata nel medio termine, sicché entro il 2020 l'olio di palma e i suoi sottoprodotti potrebbero contribuire per il 20% alla produzione comunitaria di biodiesel¹⁸¹.

¹⁷⁹ IIED, Dufey A., (2006), *Biofuels production, trade and sustainable development: emerging issues*, Environmental Economics Programme/Sustainable Markets Group, London.

¹⁸⁰ "Biofuel barometer", (2006), *EurObserv'ER*, www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/observ/baro173b.pdf

¹⁸¹ IIED, Dufey A., (2006), *Biofuels production, trade and sustainable development: emerging issues*, Environmental Economics Programme/Sustainable Markets Group, London.

Nel 2005 la Germania con 1.669.000 tonnellate è stato il primo produttore europeo di biodiesel: la sua produzione ha coperto il 52,4% di quella comunitaria.

Le previsioni per il 2006 suggeriscono una produzione tedesca di biodiesel di 2,6 milioni di tonnellate.

Tabella 63 - I dati di produzione del biodiesel nell'U.E.; i dati sono soggetti a un errore del $\pm 5\%$; *: dati soggetti a un errore del $\pm 10\%$ ¹⁸²

Paese membro	2004 [t]	2005 [t]	Differenze [t]	Incremento 2004/2005 [%]
Germania	1.035.000	1.669.000	634.000	61,3
Francia	348.000	492.000	144.000	41,4
Italia	320.000	396.000	76.000	23,8
Repubblica Ceca	60.000*	133.000	73.000	121,7
Polonia	0	100.000	100.000	-
Austria	57.000	85.000	28.000	49,1
Slovacchia	15.000	78.000	63.000	420,0
Spagna	13.000	73.000	60.000	461,5
Danimarca	70.000*	71.000	1.000	1,4
Regno Unito	9.000	51.000	42.000	466,7
Slovenia	0	8.000	8.000	-
Estonia	0	7.000	7.000	-
Lituania	5.000	7.000	2.000	40,0
Lettonia	0	5.000	5.000	-
Grecia	0	3.000	3.000	-
Malta	0	2.000	2.000	-
Belgio	0	1.000	1.000	-
Svezia	1.400	1.000	-400	-28,6
Cipro	0	1.000	1.000	-
Portogallo	0	1.000	1.000	-
Totale U.E.	1.933.400	3.184.000	1.250.600	64,7

¹⁸² "Biofuel barometer", (2006), *EurObserv'ER*, www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/observ/baro173b.pdf

Tabella 64 - La stima della capacità produttiva (in tonnellate) di biodiesel nel 2005 e 2006 nei Paesi dell'U.E., calcolata sulla base di 330 giorni di lavoro annui per impianto (situazione al 1° luglio 2005 e al 1° luglio 2006)¹⁸³

Paese membro	2005 [t]	2006 [t]
Germania	1.903.000	2.681.000
Italia	827.000	857.000
Francia	532.000	775.000
Regno Unito	129.000	445.000
Spagna	100.000	224.000
Repubblica Ceca	188.000	203.000
Polonia	100.000	150.000
Portogallo	6.000	146.000
Austria	125.000	134.000
Slovacchia	89.000	89.000
Belgio	55.000	85.000
Danimarca	81.000	81.000
Grecia	35.000	75.000
Svezia	12.000	52.000
Estonia	10.000	20.000
Slovenia	17.000	17.000
Ungheria	0	12.000
Lituania	10.000	10.000
Lettonia	5.000	8.000
Malta	2.000	3.000
Cipro	2.000	2.000
Totale U.E.	4.228.000	6.069.000

I Paesi membri dell'U.E. prevedono l'aumento delle superfici agricole investite a oleaginose per la produzione del biodiesel per le seguenti ragioni:

- l'aumento dell'interesse per la coltivazione delle colture energetiche e l'obbligo di rotazione delle stesse (*compulsory set-aside*);
- l'aumento dell'impiego dei biocarburanti nell'autotrazione e nella generazione elettrica;
- la riforma del settore dello zucchero (OCM zucchero), entrata in vigore in data 1° luglio 2006, che ha provocato l'abbandono della produzione della barbabietola su circa 900.000 ettari dei terreni agrari.

¹⁸³ "Biofuel barometer", (2006), *EurObserv'ER*, www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/observ/baro173b.pdf

9.2.3 Il bioetanolo

Nella classifica della produzione dei biocombustibili il bioetanolo si pone al secondo posto, con una quota pari al 18,5%. Nel 2005, la produzione è stata di 720.927 tonnellate, con un incremento del 70,5% rispetto all'anno precedente. La produzione è ottenuta soprattutto dalla barbabietola da zucchero e dal frumento.

Questa crescita è riconducibile in parte al raddoppio della produzione del bioetanolo nei Paesi membri, in parte all'allargamento dell'U. E. ai nuovi Stati produttori, quali l'Ungheria, la Lituania e la Repubblica Ceca (tabella 65)¹⁸⁴.

Il maggiore produttore di bioetanolo tra i Paesi dell'U.E. è la Spagna, con una produzione di 240.000 t/anno, ottenuta principalmente dal frumento, dall'orzo e dai sottoprodotti della filiera del vino.

Tabella 65 - I dati di produzione (in tonnellate) del bioetanolo nell'U.E.; i dati sono soggetti a un errore del $\pm 5\%$ ¹⁸⁵

Paese membro	2004 [t]	2005 [t]	Differenze [t]	Incremento 2004/2005 [%]
Spagna	202.354	240.000	37.646	18,6
Francia	80.887	99.780	18.893	23,4
Svezia	56.529	130.160	73.631	130,2
Polonia	38.270	68.000	29.730	77,7
Germania	20.000	120.000	100.000	500,0
Finlandia	3.768	36.800	33.032	876,7
Ungheria	-	11.840	11.840	-
Lituania	-	6.296	6.296	-
Paesi Bassi	11.146	5.971	-5.175	-46,4
Repubblica Ceca	-	1.120	1.120	-
Lettonia	9.800	960	-8.840	-90,2
Totale U.E.	422.754	720.927	298.173	70,5

¹⁸⁴ "Biofuel barometer", (2006), *EurObserv'ER*, www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/observ/baro173b.pdf

¹⁸⁵ "Biofuel barometer", (2006), *EurObserv'ER*, www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/observ/baro173b.pdf

9.2.4 Il biogas

L'analisi delle produzioni del biogas nel 2005 nei Paesi dell'U.E. evidenzia come le discariche di rifiuti siano le fonti attualmente più sfruttate (3.172,7 kTep), seguite dagli impianti di depurazione civili e industriali (932,4 kTep) (tabella 66). La produzione complessiva di 4.959,1 kTep, tuttavia, appare solo una modesta frazione della disponibilità totale, stimata in 20.000 kTep¹⁸⁶.

Tra il 2004 e il 2005 la crescita della produzione di energia primaria è stata del 15,9% e si è sviluppata principalmente negli impianti di digestione anaerobica (+58%, in particolare come biogas agricolo) e nelle discariche (+12,8%).

La valorizzazione dell'energia finale è difficile da monitorare, in particolare per quanto riguarda l'energia termica, poiché una parte importante del calore prodotto sfugge alle statistiche nazionali, a causa delle contabilizzazioni meno regolari e in ragione dell'autoconsumo nel trattamento dei rifiuti o nei processi industriali (tabella 67)¹⁸⁷.

Tabella 66 - I dati di produzione del biogas (in kTep) dei Paesi dell'U.E.; (2) sono compresi gli impianti di digestione presso le aziende agricole, le unità di metanizzazione dei rifiuti solidi urbani e gli impianti di codigestione centralizzata

Paese membro	2004				2005*			
	Discarica [kTep]	Impianti di depurazione [kTep]	Altro (2) [kTep]	Totale [kTep]	Discarica [kTep]	Impianti di depurazione [kTep]	Altro (2) [kTep]	Totale [kTep]
Regno Unito	1.326,7	165,0	-	1.491,7	1.617,6	165,0	-	1.782,6
Germania	573,2	369,8	351,7	1.294,7	573,2	369,8	651,4	1.594,4
Italia	297,7	0,3	37,5	335,5	334,1	0,4	42,0	376,5
Spagna	219,1	52,4	23,6	295,1	236,5	56,8	23,6	316,9
Francia	127,0	77,0	3,0	207,0	129,0	77,0	3,0	209,0
Paesi Bassi	48,7	48,6	28,9	126,2	48,7	48,6	28,9	126,2
Svezia	35,8	69,3	-	105,1	35,8	69,3	-	105,1
Danimarca	13,8	19,8	55,6	89,2	14,3	20,5	57,5	92,3
Belgio	56,3	9,7	7,8	73,8	56,3	9,7	7,8	73,8

*stima

¹⁸⁶ Modificato da: "Biogas barometer", (2006), *EurObservER*, www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/observ/baro173a.pdf

¹⁸⁷ Modificato da: "Biogas barometer", (2006), *EurObservER*, www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/observ/baro173a.pdf

Paese membro	2004				2005*			
	Discarica [kTep]	Impianti di depurazione [kTep]	Altro (2) [kTep]	Totale [kTep]	Discarica [kTep]	Impianti di depurazione [kTep]	Altro (2) [kTep]	Totale [kTep]
Rep. Ceca	18,6	28,7	2,9	50,2	21,5	31,4	2,8	55,7
Polonia	21,5	23,9	-	45,4	25,1	25,3	0,3	50,7
Austria	11,8	19,1	14,5	45,4	11,8	19,1	14,5	45,4
Grecia	20,5	15,5	-	36,0	20,5	15,5	-	36,0
Irlanda	19,9	4,8	5,1	29,8	24,9	4,8	5,1	34,8
Finlandia	16,6	9,9	-	26,5	16,6	9,9	-	26,5
Portogallo	-	-	4,5	4,5	-	-	10,0	10,0
Slovenia	5,8	0,9	-	6,7	6,0	0,7	-	6,7
Lussemburgo	-	-	5,0	5,0	-	-	6,7	6,7
Slovacchia	-	5,7	0,2	5,9	-	5,7	0,2	5,9
Ungheria	0,7	2,6	0,2	3,5	0,8	2,9	0,2	3,9
Totale U.E.	2.813,7	923	540,5	4.277,2	3.172,7	932,4	854,0	4.959,1

*stima

Figura 67 - La ripartizione della produzione del biogas tra le varie fonti. Fonte: modificato da EurObserver Biogas Barometer

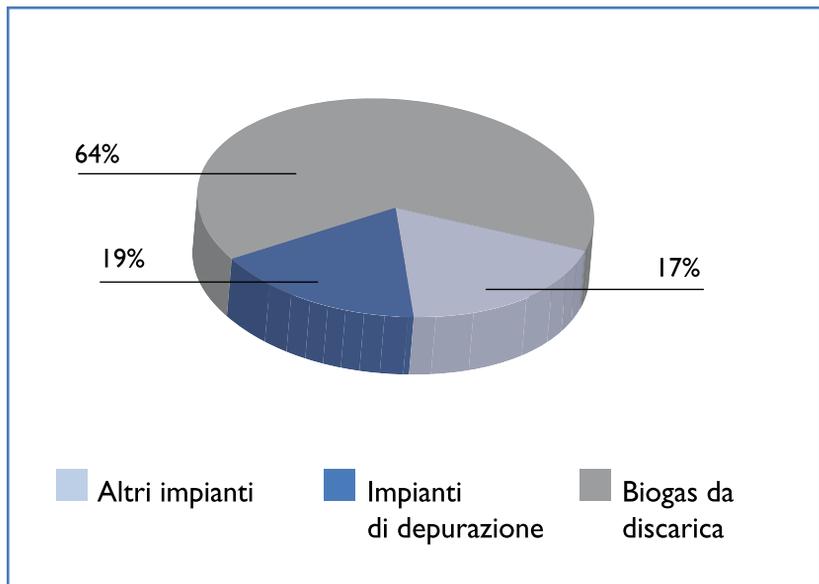


Tabella 67 - La produzione lorda di calore dal biogas dell'U.E. nel 2004 e nel 2005

Paese membro	2004			2005*		
	Solo calore [kTep]	Cogenerazione [kTep]	Totale [kTep]	Solo calore [kTep]	Cogenerazione [kTep]	Totale [kTep]
Germania	83,6	-	83,6	83,6	-	83,6
Regno Unito	66,1	-	66,1	66,1	-	66,1
Francia	49,2	5,8	55,0	49,2	5,8	55,0
Polonia	4,1	20,0	24,1	4,3	36,7	41,0
Italia	-	32,8	32,8	-	36,9	36,9
Svezia	31,1	-	31,1	31,1	-	31,1
Repubblica Ceca	10,6	12,5	23,1	10,0	14,1	24,1
Danimarca	3,4	18,7	22,1	3,5	19,3	22,8
Paesi Bassi	22,7	-	22,7	22,7	-	22,7
Spagna	14,7	-	14,7	14,7	-	14,7
Finlandia	2,4	5,4	7,8	2,4	5,4	7,8
Austria	0,6	7,1	7,7	0,6	7,1	7,7
Belgio	-	7,2	7,2	-	7,2	7,2
Lussemburgo	-	2,5	2,5	-	3,3	3,3
TOTALE U.E.	288,5	112,0	400,5	288,2	135,8	424,0

*stima

La produzione di energia elettrica è più facile da monitorare, poiché è inquadrata dalla tariffa d'acquisto e dai Certificati Verdi. La stima per il 2005 è di 14,7 TWh, con un incremento di almeno 1,9 TWh, grazie in particolare alla decentralizzazione della produzione energetica presso piccole unità agricole, soprattutto in Germania. L'energia elettrica ottenuta mediante la cogenerazione rappresenta il 67,5% dell'aumento della produzione tra il 2004 e il 2005 e raggiunge ormai la metà della produzione totale di elettricità dal biogas (7,3 TWh).

Nell'U.E. sembra affermarsi una reale volontà politica a favore della produzione del biogas, come misura per ridurre i rifiuti e per la loro valorizzazione energetica. In base alle proiezioni attuali, la disponibilità energetica da questa fonte nel 2010 sarà di 8,7 MTep.

A fornire questa stima concorre il peso, che la produzione del biogas assume in Germania e Regno Unito, principali produttori europei, ed

è rafforzata dal potenziale rappresentato da altri Paesi, quali Francia, Spagna e Italia, dove questa fonte non è ancora adeguatamente valorizzata.

Nonostante l'incremento previsto per lo sfruttamento del biogas, a oggi si ritiene che l'obiettivo indicato nel "Libro Bianco" della Commissione Europea di 15 MTep non sarà raggiunto.

A questo proposito, tuttavia, va annoverata l'iniziativa della Commissione Europea, nota come *Energia sostenibile per l'Europa* (2005-2008) e varata nel quadro del programma *Energia intelligente per l'Europa* (2003-2006), che intende contribuire alla realizzazione degli obiettivi della politica energetica comunitaria in materia di fonti rinnovabili di energia, efficienza energetica, trasporti puliti e combustibili alternativi, manifestando, in particolare, la volontà di installare 6.000 nuovi impianti di biogas e raddoppiando, così, le capacità attuali¹⁸⁸.

9.3 La produzione e le politiche dei biocarburanti in alcuni Paesi contermini

Molti Paesi membri stanno già facendo degli sforzi significativi per rispettare la strategia della Commissione Europea in materia di biocarburanti, adottando misure a livello nazionale per sostenerne la produzione e l'uso.

9.3.1 Slovenia

Gli strumenti e gli incentivi legislativi per l'incorporazione dei biocarburanti nel settore dei trasporti

La Slovenia si è impegnata a ridurre le emissioni dei gas a effetto serra entro il 2012, adottando un programma operativo, noto come *Operativni program zmanjševanja emisij toplogrednih plinov do leta 2012*.

Nel settore dell'autotrazione, per effetto della Direttiva 2003/30/CE, recepita dal "Regolamento relativo al contenuto di biocarburanti nei combustibili per i veicoli a motore" (*Pravilnik o vsebnosti biogoriv v gorivih za pogon motornih vozil*, Gazzetta ufficiale della Repubblica

¹⁸⁸ "Biogas barometer", (2006), EurObserv'ER, www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/observ/baro173a.pdf

Slovena, n. 83/2005), la Slovenia è obbligata entro il 2010 a incorporare almeno il 5,75% dei biocarburanti nei combustibili fossili (2006 – 1,2%, 2007 – 2%, 2008 – 3%, 2009 – 4%). Questo servirebbe a garantire una produzione di 36.200 tonnellate di biodiesel e 42.170 tonnellate di bioetanolo o, in alternativa, di 78.000 tonnellate di biodiesel¹⁸⁹.

L'incremento dell'uso di biocarburanti è, inoltre, favorito dalla legge che disciplina le accise (*Zakon o trošarinah*, Gazzetta Ufficiale della Repubblica Slovena, n. 84/1998, modificata dalla n. 42/04).

Su iniziativa del Consiglio nazionale, il biodiesel, utilizzato allo stato puro come carburante per l'autotrazione, è esentato dalle accise, mentre se è miscelato con i combustibili fossili l'agevolazione massima sull'accisa è pari al 25%.

Nel 2006 la politica agricola ha incentivato le colture energetiche dedicate, prevedendo un pagamento diretto agli agricoltori di 314,38 €/ha (*Uredba o neposrednih plačilih za pridelovalce določenih poljščin*, Gazzetta ufficiale della Repubblica Slovena, n. 10/2005, modificata dalla n. 9/2006)¹⁹⁰.

L'attuale capacità produttiva di biodiesel è stimata in 3.000-8.000 tonnellate l'anno e la produzione del 2005 è stata di 6.000 tonnellate, esportate in Germania e in Austria¹⁹¹.

Non sono ancora presenti, invece, degli impianti per la produzione del bioetanolo. In seguito all'entrata in vigore della riforma nel settore dello zucchero, si ritiene che alcuni zuccherifici nel prossimo futuro potranno essere convertiti alla produzione di bioetanolo.

Si stima una capacità produttiva massima di bioetanolo di 50.000 tonnellate l'anno, ottenute dal frumento, dal mais e dalla barbabietola.

In base alle proiezioni attuali, con gli investimenti programmati per incrementare la capacità produttiva di biodiesel e bioetanolo, è plausibile che la Slovenia potrà soddisfare gli obiettivi della Direttiva 2003/30/CE.

La coltura oleaginosa che potrebbe dare le migliori rese agricole, considerando le condizioni pedo-climatiche slovene, è il colza, a cui potrebbero essere destinati 7.000 ettari (nell'anno 2005 è stato coltivato

¹⁸⁹ Republika Slovenija, Ministrstvo za okolje in prostor, *Operativni program zmanjševanja emisij toplogrednih plinov do leta 2012*, Ljubljana, 2006, www.mop.gov.si

¹⁹⁰ Republika Slovenija, Ministrstvo za kmetijstvo, gozdarstvo in prehrano, *Uredba o neposrednih plačilih za pridelovalce določenih poljščin*, Ljubljana, 2005.

¹⁹¹ Republika Slovenija, Ministrstvo za okolje in prostor, *Operativni program zmanjševanja emisij toplogrednih plinov do leta 2012*, Ljubljana, 2006, www.mop.gov.si

su 2.500 ettari)¹⁹². Il Ministero dell'Agricoltura ha assicurato, che si potrebbero garantire 3.500 ettari per la produzione del colza entro l'anno 2010.

Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica dal biogas, la Slovenia ha già una lunga tradizione in questo settore, estesa negli ultimi anni anche ai reflui zootecnici (tabelle 68 e 69).

Tabella 68 - Le proiezioni sulle capacità produttive di energia elettrica dal biogas negli impianti di depurazione; scenario di riferimento = spontaneo¹⁹³

	Scenario	2005	2010	2015	2020
Nuove capacità installate [MW]	di riferimento	0,6	1,9	2,6	2,8
	programmato	1,1	3,7	5,1	5,7
Produzione di energia elettrica [GWh]	di riferimento	2,8	9,3	12,8	14,2
	programmato	5,7	18,5	25,6	28,5

Tabella 69 - Le proiezioni sulle capacità produttive di energia elettrica dal biogas negli allevamenti zootecnici; scenario di riferimento = spontaneo¹⁹⁴

	Scenario	2005	2010	2015	2020
Nuove capacità installate [MW]	di riferimento	1,2	3,8	5,2	5,8
	programmato	2,3	7,5	10,4	11,6
Produzione di energia elettrica [GWh]	di riferimento	5,8	18,8	26,0	28,9
	programmato	11,6	37,7	52,2	58,0

Il potenziale della produzione di biogas dai reflui zootecnici è stimato attorno 45 milioni Nm³, pari a 1.100 TJ l'anno. Secondo l'Ufficio di Statistica della Repubblica Slovena, inoltre, tra le biomasse disponibili per la produzione del biogas si annoverano i reflui delle grandi ristorazioni pubbliche (50.000 tonnellate), i rifiuti dell'industria per la trasformazione degli alimenti (53.433 tonnellate), i FORSU (230.000 tonnellate) e i residui della lavorazione delle carni (70.000 tonnellate).

¹⁹² Republika Slovenija, Ministrstvo za okolje in prostor, *Operativni program zmanjševanja emisij toplogrednih plinov do leta 2012*, Ljubljana, 2006, www.mop.gov.si

¹⁹³ Institut Jožef Stefan, *Analyze energetskih strategij in dolgoročne energetske bilance za obdobje 2001-2010*, Ljubljana, 2003, www.mg.gov.si

¹⁹⁴ Institut Jožef Stefan, *Analyze energetskih strategij in dolgoročne energetske bilance za obdobje 2001-2010*, Ljubljana, 2003, www.mg.gov.si

Gli incentivi alla produzione di energia elettrica dalle fonti rinnovabili

In seguito all'ingresso della Repubblica Slovena nell'U.E. è stato intrapreso un progressivo adeguamento della normativa agli *standard* europei, anche relativamente al settore dello sviluppo energetico.

Il Parlamento nel 2004 ha emanato il Programma energetico nazionale (ReNEP Ur. List RS n. 57/2004) e successivamente ha provveduto ad adeguare la legge sull'energia (*Energetski zakon*, EZ Ur. List RS n. 79/1999, 26/2005), risalente al 1999. Le integrazioni apportate hanno introdotto il concetto di "produzione qualificata dell'energia elettrica", con l'obiettivo di incrementare la produzione di energia dalle fonti rinnovabili, dai rifiuti e mediante la cogenerazione.

Al fine di ottenere la denominazione di "produttore qualificato", occorre che siano rispettati dei criteri e riconosciuti dei benefici, quali l'acquisto garantito dell'energia elettrica, la definizione del prezzo di vendita della stessa al gestore della rete pubblica (*feed-in tariffs*), nonché la determinazione del premio previsto, in caso di vendita diretta ai consumatori o ai negozianti di energia elettrica.

I costi dell'energia elettrica e del premio sono stabiliti ogni anno con una determinazione emanata dal governo della Repubblica Slovena; attualmente il sistema dei prezzi garantiti rappresenta la miglior forma di incentivazione per i produttori qualificati¹⁹⁵.

Nel gennaio 2007, inoltre, la Slovenia ha aderito alla cooperazione stabilita nel giugno 2004 da Germania e Spagna, inerente lo sviluppo e la promozione del sistema *feed-in* relativo all'energia verde, al fine di incrementare l'uso delle fonti rinnovabili di energia per la produzione di energia elettrica. La Slovenia è così diventata il terzo Paese, che fa parte di questa cooperazione¹⁹⁶.

In Slovenia è attivo lo strumento di incentivo rappresentato dai RECS (*Renewable Energy Certificate System*).

In considerazione dell'esiguità della quota di energia elettrica ottenuta dai "produttori qualificati" in impianti alimentati da fonti rinnovabili, invece, il sistema dei Certificati Verdi non risulta ancora molto vantaggioso; si ritiene, tuttavia, che questa situazione potrà cambiare, nel momento in cui ci sarà un aumento della produzione dell'energia

¹⁹⁵ Vlada Republike Slovenije, Ministrstvo za gospodarstvo, *Kvalificirani proizvajalci električne energije*, Ljubljana, 2006, www.mg.gov.si

¹⁹⁶ International feed-in Cooperation, *Stronger cooperation between Germany, Spain and Slovenia in the field of renewable energies*, 2007, www.feed-in-cooperation.org

elettrica dalle fonti rinnovabili, tale da permettere anche l'attivazione di un commercio internazionale.

Alcune aziende di distribuzione dell'energia elettrica nel corso del 2004 hanno introdotto due marchi di fabbrica, denominati "Energia Blu" ed "Energia verde", con l'obiettivo di garantire il sostegno e la visibilità della produzione dell'energia da fonti rinnovabili.

Queste iniziative prevedono che una parte dei profitti derivanti dall'utilizzo dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (0,417 c€/kWh) sia destinata all'incentivazione e allo sviluppo della ricerca inerente l'utilizzo delle fonti rinnovabili stesse¹⁹⁷.

I supporti agli investimenti

In Slovenia è in vigore l'esenzione della tassa sulle emissioni di anidride carbonica (13 €/tCO₂) fino al 40% dell'investimento considerato idoneo alla sovvenzione. Sono ritenute idonee le imprese, che si occupano dell'installazione combinata degli impianti termici ed elettrici (risparmio minimo dell'energia primaria pari al 5%), quelle che attuano provvedimenti inerenti l'efficienza energetica nell'industria (riduzione minima dell'anidride carbonica pari al 5%) e sulle strutture impiantistiche (risparmio energetico minimo pari al 15%) e quelle che sostituiscono le fonti fossili con le rinnovabili.

Nel settore domestico il Ministero dell'Ambiente e della Pianificazione Territoriale riconosce dei sussidi per l'installazione degli impianti solari, delle pompe di calore e delle caldaie alimentate a biomassa. Questi rimangono in vigore fino all'esaurimento dei fondi o alla fine dei rispettivi anni. I sussidi non rimborsabili ammontano fino al 40% del costo dell'investimento.

Le società possono usufruire dei sussidi, previsti dal Ministero dell'Ambiente e della Pianificazione Territoriale, per l'installazione degli impianti solari e delle pompe di calore per l'acqua calda e il riscaldamento, degli impianti geotermici e dei sistemi autonomi di generazione elettrica (solare, eolico). Il sussidio ammonta al 20-50% del costo dell'investimento.

Il Ministero dell'Ambiente e della Pianificazione Territoriale, inoltre, stanziava dei fondi annuali da devolvere allo sviluppo dei progetti e degli studi di fattibilità nei settori delle energie rinnovabili, dell'efficienza energetica e della cogenerazione.

¹⁹⁷ Modra energija, *Obnovljivi viri sedanosti in prihodnosti*, 2004, www.modra-energija.si/filelib/modra-screen.pdf

Il Fondo per l'Ambiente, infine, rende disponibili vantaggiosi prestiti per la realizzazione di progetti inerenti la tutela dell'ambiente e le fonti rinnovabili.

9.3.2 Ungheria

Gli strumenti e gli incentivi legislativi per l'incorporazione dei biocarburanti nel settore dei trasporti

Per incrementare l'uso di biocarburanti, il governo ungherese ha stabilito degli incentivi attraverso la legge sulle imposte (CXXVII/2003), che garantisce l'esenzione dalle imposte per il biodiesel puro, per il bioetanolo in miscela e per il bio-ETBE.

Nel contesto della politica agricola, sono disponibili dei pagamenti diretti agli agricoltori erogati dal governo nazionale.

Nel 2005 le produzioni di grano per il bioetanolo e di oleaginose per il biodiesel hanno ricevuto un contributo di € 86,21/ha nell'ambito del "Programma di Supporto alle Singole Aree" (SAPS, *Single Area Program Support*) e un contributo nazionale di 80,92 €/ha.

Un altro incentivo è fornito dal cosiddetto *energy envelope*, riconosciuto dal Fondo di Garanzia e Orientamento dell'Agricoltura Europea, e da un fondo governativo, istituito dal Ministero dell'Agricoltura e dello Sviluppo Rurale, di 27 €/ha ai produttori autorizzati.

Le colture energetiche dedicate ricevono un contributo nell'ambito del SAPS e un incentivo nell'ambito dell'iniziativa *energy envelope* di € 32/ha; tale iniziativa non è cumulabile con il contributo riconosciuto dal governo nazionale¹⁹⁸.

Nel 2005 la produzione dei biocarburanti è stata molto bassa, poiché il Paese è ancora nella fase di analisi delle capacità di produzione e utilizzo dei biocarburanti.

Il governo sta pianificando di produrre circa 50.000 tonnellate di biodiesel e circa 47.000 tonnellate di bioetanolo entro l'anno 2010. Il raggiungimento di questi obiettivi presuppone una produzione indicativa di 90.000-100.000 tonnellate di colza e di 230.000 tonnellate di grano¹⁹⁹.

¹⁹⁸ Ferenc Nemes, USDA Foreign Agricultural Service, *GAIN Report - Hungary Grain and Feed Biofuels Situation and Policy 2006*, www.fas.usda.gov/gainfiles/200605/146187708.pdf

¹⁹⁹ Ferenc Nemes, USDA Foreign Agricultural Service, *GAIN Report - Hungary Grain and Feed Biofuels Situation and Policy 2006*, www.fas.usda.gov/gainfiles/200605/146187708.pdf

Nel 2006 gli agricoltori stimano una produzione attorno le 230.000 tonnellate di colza per la realizzazione di biodiesel e l'esportazione di più della metà del raccolto²⁰⁰.

Attualmente in Ungheria esistono due stabilimenti per la produzione del biodiesel, che, tuttavia, non sono in grado di attuare la transesterificazione; la capacità produttiva consentirebbe di trasformare in biodiesel 16.000 tonnellate di olio di semi l'anno²⁰¹.

Il bioetanolo si ottiene dal mais e la capacità produttiva nazionale è di 93.000 tonnellate l'anno, mentre la produzione nel 2005 è stata di 11.840 tonnellate. Il bioetanolo prodotto può essere convertito in bio-ETBE presso uno degli stabilimenti della Società petrolifera ungherese MOL, già adeguati a questo scopo e dotati di una capacità produttiva di 100.000 tonnellate²⁰².

Gli incentivi alla produzione di energia elettrica dalle fonti rinnovabili

In Ungheria i supporti alla produzione dell'energia elettrica dalle fonti rinnovabili (*feed-in tariffs*) sono stati introdotti con la legge, entrata in vigore il 1° gennaio 2003. Secondo il Regolamento n. 105/2003 (XII.29.) GKM, le società elettriche sono obbligate ad acquistare l'energia dai produttori, che utilizzano le fonti rinnovabili in impianti di potenza superiore ai 100 kW; nel caso in cui gli impianti siano di dimensioni inferiori sono previsti accordi e disposizioni varie. Non ci sono differenziazioni tra le varie fonti rinnovabili.

La *feed-in tariffs* deve essere intesa come una soluzione intermedia per l'introduzione del sistema dei Certificati Verdi; tale passaggio necessita di ulteriori procedure legislative e attualmente non è stata fissata una data di avvio²⁰³.

²⁰⁰ Judit Zegnál, "Bioethanol plant production precedes gov't strategy", *Budapest Business Journal*, Budapest, 2006, www.bbj.hu

²⁰¹ Ferenc Nemes, USDA Foreign Agricultural Service, *GAIN Report - Hungary Grain and Feed Biofuels Situation and Policy 2006*, www.fas.usda.gov/gainfiles/200605/146187708.pdf

²⁰² Ferenc Nemes, USDA Foreign Agricultural Service, *GAIN Report - Hungary Grain and Feed Biofuels Situation and Policy 2006*, www.fas.usda.gov/gainfiles/200605/146187708.pdf

²⁰³ Austrian Energy Agency, Vienna, www.energyagency.at

9.3.3 Austria

Gli strumenti e gli incentivi legislativi per l'incorporazione dei biocarburanti nel settore dei trasporti

La Direttiva 2003/30/CE è stata recepita dalla legislazione austriaca mediante un emendamento della *Kraftstoffverordnung* (BGBl II, n. 417/2004)²⁰⁴.

L'Austria si è prefissa di raggiungere gli obiettivi indicati entro il 1° ottobre 2008; a questo scopo prevede di utilizzare 481.900 tonnellate di biodiesel e 150.000 tonnellate di bioetanolo.

Nell'ambito dell'agevolazione fiscale dei biocarburanti, la legge sulla tassazione degli oli minerali è stata modificata con la legge del 30 dicembre 2004 (BGBl I n. 180/2004)²⁰⁵.

L'uso dei biocarburanti puri o in miscela fino al 2% in volume con il gasolio è esentato dalle imposte, mentre è garantita l'agevolazione fiscale per le miscele di benzina con biocarburanti fino al 5%²⁰⁶.

Dal 2005 la legislazione ha implementato la normativa del settore, introducendo una norma (*Bioethanolkemischverordnung* BGBl II n. 378/2005), che prevede l'esenzione delle tasse sul bioetanolo utilizzato in miscela all'85% in volume con la benzina. Questa normativa entrerà in vigore il 1° ottobre 2007 e durerà fino al 31 dicembre 2010²⁰⁷.

L'Austria è uno tra i Paesi più progrediti per la produzione di biodiesel. Nel 1987 è stato costituito il primo impianto pilota; l'anno successivo sono stati realizzati i primi impianti di produzione di piccola taglia, seguiti a ruota da impianti di grande taglia agli inizi degli anni Novanta. Nel 2005 sono state prodotte circa 70.000 tonnellate di biodiesel, ottenute prevalentemente dal colza e dal girasole; di questo quantitativo, circa il 50% è stato esportato²⁰⁸. La capacità produttiva dei nove impianti di grandi dimensioni e dei tre pilota è stimata in 100.000 tonnellate l'anno.

²⁰⁴ Stefan Salchenegger, Umweltbundesamt, *Biofuels in the transport sector in Austria in 2006*, Summary of the data for the Republic of Austria pursuant to Article 4(1) of Directive 2003/30/EC for the reporting year 2005, Vienna, 2006, http://ec.europa.eu/energy/res/legislation/doc/biofuels/member_states/2006_rapports/2003_30_at_report_en.pdf

²⁰⁵ Stefan Salchenegger, Umweltbundesamt, *Biofuels in the transport sector in Austria in 2006*, Summary of the data for the Republic of Austria pursuant to Article 4(1) of Directive 2003/30/EC for the reporting year 2005, Vienna, 2006, http://ec.europa.eu/energy/res/legislation/doc/biofuels/member_states/2006_rapports/2003_30_at_report_en.pdf

²⁰⁶ Sugre, *Incentives and laws, Austria*, www.sugre.info

²⁰⁷ Michael Eder, Walter Schneeberger and Christoph Walla, *Efforts to increase energy from biomass in Austria*, http://www.wiso.boku.ac.at/fileadmin/_/H73/H733/pub/Biogas/2005_efforts_to_increase_biomass.pdf

²⁰⁸ Stefan Salchenegger, Umweltbundesamt, *Biofuels in the transport sector in Austria in 2006*, Summary of the data for the Republic of Austria pursuant to Article 4(1) of Directive 2003/30/EC for the reporting year 2005, Vienna, 2006, http://ec.europa.eu/energy/res/legislation/doc/biofuels/member_states/2006_rapports/2003_30_at_report_en.pdf

Mentre fino al 2005 non è stata registrata una produzione di bioetanolo, attualmente nella Bassa Austria (Pischelsdorf) è in corso di realizzazione un nuovo stabilimento della capacità produttiva annua di 160.000 tonnellate. L'impianto sarà avviato entro l'anno 2007 e utilizzerà principalmente il grano; altre materie prime che saranno impiegate sono il mais, la segale, il triticale e il melasso²⁰⁹. La produzione di biogas dell'Austria è di 222 milioni di Nm³ e la quasi totalità è convertita in energia elettrica²¹⁰.

Gli incentivi alla produzione di energia elettrica dalle fonti rinnovabili

L'Austria ha un ruolo *leader* nella produzione di elettricità dalle fonti rinnovabili. Nel 1997, il 70% della domanda di energia elettrica è stato ricavato dall'uso delle fonti rinnovabili e l'obiettivo al 2010 per l'utilizzo nel settore domestico è stato fissato al 78,1% del consumo lordo.

Su recepimento della Direttiva 2001/77/CE, la BGBl I n. 149/2002, modificata dalla BGBl I n. 105/2006, si pone i seguenti obiettivi:

- introdurre un unico piano di finanziamento nazionale e un programma unico per i *feed-in tariffs* a supporto di tutte le fonti rinnovabili di energia;
- entro il 2008 portare l'obiettivo minimo di sfruttamento del piccolo idroelettrico dall'8% al 9% del totale dell'approvvigionamento e al 4% quello delle altre fonti rinnovabili;
- uniformare i *feed-in tariffs* e i supporti finanziari per l'intero Paese.

La BGBl I n. 105/2006, inoltre, ha fissato nella quota del 10% il contributo delle nuove fonti rinnovabili (eolico, biomasse, fotovoltaico e geotermia) alla produzione totale entro il 2010²¹¹.

L'Austria, infine, è uno dei Paesi membri, che hanno aderito al sistema dei certificati RECS.

²⁰⁹ Südzucker, *Investor Relations Annual Report 2005/06 Abstract*, www.suedzucker.de

²¹⁰ Stefan Salchenegger, Umweltbundesamt, *Biofuels in the transport sector in Austria in 2006*, Summary of the data for the Republic of Austria pursuant to Article 4(1) of Directive 2003/30/EC for the reporting year 2005, Vienna, 2006, http://ec.europa.eu/energy/res/legislation/doc/biofuels/member_states/2006_rapports/2003_30_at_report_en.pdf

²¹¹ Federal Ministry of Agriculture, Forestry, Environment and Water Management, Unit VI/4 (Martin Kriech, Barbara Kronberger, and Christopher Lampert), *Fourth national communication of the Austrian Federal Government in Compliance with the Obligations under the United Nations Framework Convention on Climate Change*, Vienna, 2006, <http://unfccc.int/resource/docs/natc/autnc4.pdf>

Supporti agli investimenti

Con il "Programma di supporto alle abitazioni" le Province federali amministrano annualmente più di 2 miliardi di euro, riguardanti i finanziamenti previsti per le abitazioni; la maggior parte delle nuove costruzioni e delle ristrutturazioni, pertanto, è supportata da contributi pubblici. Tali finanziamenti sono garantiti per il periodo 2005-2008 dalla legge sul riparto dei contributi, che necessita di un rinnovo e di una rinegoziazione per i periodi successivi.

Nello specifico i finanziamenti riguardano:

- l'isolamento termico delle abitazioni per migliorare gli *standard* minimi esistenti;
- i programmi di supporto per le costruzioni energeticamente efficienti, con degli specifici incentivi a favore dell'aumento dell'uso efficiente dell'energia e del ricorso alle fonti rinnovabili, quali l'isolamento termico e le installazioni di impianti solari e a biomasse;
- i programmi di supporto per l'uso dell'energia rinnovabile mediante la sostituzione dei vecchi sistemi con tecnologie nuove più efficienti e basate sull'uso delle energie rinnovabili o dei gas naturali, quando disponibili.

Il cosiddetto "Terzo gruppo di finanziamenti", previsto per gli edifici pubblici, si è rivelato un efficiente strumento nelle aree, dove la domanda energetica poteva essere significativamente ridotta; in un'iniziativa pilota, attuata presso alcuni edifici scolastici scelti a campione, è stato registrato un risparmio medio annuo dei costi energetici pari al 20%. In seguito al successo ottenuto con tale iniziativa, il governo federale nel marzo 2001 ha lanciato un programma completo di investimenti, da attuare su alcuni edifici pubblici di proprietà. Altre iniziative analoghe sono state attivate successivamente anche dalle Province federali, con lo scopo di aumentare il consenso per questi nuovi strumenti finanziari e di migliorare le condizioni degli edifici pubblici provinciali e municipali.

In riferimento a quanto previsto dalla Direttiva 1993/76/EEC, le Province federali hanno già formalizzato degli accordi tecnici per la classificazione degli edifici in base all'effettivo uso energetico, al fine di definire i prezzi di mercato per le abitazioni, gli appartamenti e gli uffici.

Sono a disposizione, inoltre, degli incentivi pubblici per i progetti sulle energie rinnovabili e sul teleriscaldamento, per i quali tra il 2002 e il 2005 sono stati investiti 163 milioni di euro.

Contestualmente il Fondo Federale per l'Ambiente finanzia i progetti inerenti la realizzazione degli impianti di teleriscaldamento a biomassa e a biogas, l'installazione di sistemi di riscaldamento centralizzato a biomasse e di pannelli solari, nonché altri interventi riguardanti l'efficienza energetica, il piccolo idroelettrico, gli impianti eolici e la ristrutturazione degli edifici relativamente all'isolamento termico. Il Ministero dell'Agricoltura e dell'Ambiente e le Province federali hanno stabilito di finanziare i progetti inerenti la produzione di energia elettrica da biomasse²¹².

9.4 La politica energetica italiana in materia di biocarburanti

Sulla scia delle disposizioni comunitarie sono stati emanati alcuni provvedimenti normativi a livello nazionale, che si affiancano a un sistema di incentivazioni articolato lungo tutta la filiera di produzione e consumo. Il quadro normativo che ne emerge disegna uno scenario favorevole alla promozione dei biocarburanti nel settore dei trasporti, così come nel settore della produzione di energia elettrica e termica dalle fonti rinnovabili.

9.4.1 Gli obiettivi e gli obblighi di produzione e impiego nel settore dei trasporti

Gli obiettivi nazionali di impiego dei biocarburanti nel settore dei trasporti, inizialmente introdotti in Italia dal decreto legislativo n. 128 del 30 maggio 2005 di recepimento della Direttiva 2003/30/CE, sono stati recentemente modificati con Legge Finanziaria 2007²¹³, all'art. 1, comma 367. Gli obiettivi indicativi, espressi sul tenore energetico, sono: 1,0% entro il 31 dicembre 2005, 2,5% entro il 31 dicembre 2008 e 5,75% entro il 31 dicembre 2010.

A partire dal 2007 per raggiungere tali obiettivi i soggetti, che immettono in consumo la benzina e il gasolio prodotti dalle fonti primarie non rinnovabili e destinati a essere impiegati per l'autotrazione, han-

²¹² Federal Ministry of Agriculture, Forestry, Environment and Water Management, Unit V/4 (Martin Kriech, Barbara Kronberger, and Christopher Lampert), *Fourth national communication of the Austrian Federal Government in Compliance with the Obligations under the United Nations Framework Convention on Climate Change*, Vienna, 2006, <http://unfccc.int/resource/docs/natc/autnc4.pdf>

²¹³ Legge del 27 dicembre 2006 n. 296, pubblicata su G.U. del 27 dicembre 2006, "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato", art. 1, comma 367.

no l'obbligo di introdurre sul mercato nazionale una quota minima di biocarburanti. Tali quote, calcolate sulla base del tenore energetico e riferite al carburante immesso in consumo nell'anno solare precedente, sono 1,0% per il 2007 e 2,0% a partire dal 2008.

I soggetti obbligati non devono essere necessariamente anche produttori, poiché possono assolvere all'obbligo anche acquistando, in tutto o in parte, l'equivalente quota o i relativi diritti da altri soggetti.

La Legge Finanziaria 2007, inoltre, dimostra un approccio innovativo rispetto alle norme precedenti, poiché introduce delle sanzioni amministrative pecuniarie proporzionali per il mancato raggiungimento degli obblighi previsti per i singoli anni di attuazione successivi al 2007. Le risorse finanziarie raccolte mediante questo sistema di penalizzazione sono versate nel Fondo, costituito dalla legge 266/2005 (Legge Finanziaria 2006) all'art. 1, comma 422, per lo sviluppo della filiera agroenergetica del bioetanolo e per incrementare il contingente di biocarburanti con l'accisa agevolata.

9.4.2 *Gli strumenti di incentivo*

Gli incentivi alla produzione e al consumo di biocarburanti: la fiscalità agevolata

La produzione dei biocarburanti destinati al settore dei trasporti è incentivata dal riconoscimento di agevolazioni di carattere fiscale, che si traducono in riduzioni o esenzioni dal pagamento delle accise.

L'ammontare delle accise, differenziato per i singoli biocarburanti, è stato recentemente rivisto dalla Legge Finanziaria 2007, che ha previsto quanto segue:

- per il biodiesel: su un contingente annuo di 250.000 tonnellate, l'accisa imposta è pari al 20% di quella applicata al gasolio per l'autotrazione, ossia è di 83,20 €/1.000 litri;
- per il bioetanolo ottenuto dai prodotti di origine agricola: l'accisa imposta è di 289,22 €/1.000 litri;
- ETBE derivato dal bioetanolo di origine agricola: l'accisa imposta è di 298,20 €/1.000 litri
- per gli additivi e i riformulati prodotti dalle biomasse per la benzina senza piombo: l'accisa imposta è di 289,22 €/1.000 litri;

- per gli additivi e i riformulati prodotti dalle biomasse per il gasolio: l'accisa imposta è di 245,32 €/1.000 litri.

Il sistema delle accise agevolate è contingentato nell'ambito di programmi pluriennali, come previsto dalla Direttiva 2003/96/CE. Questa stabilisce, infatti, che l'esenzione o la riduzione delle accise è applicabile solo a prodotti imponibili utilizzati sotto controllo fiscale nel quadro di progetti pilota. È stato, quindi, istituito per il biodiesel un programma pluriennale con decorrenza dal 1° gennaio 2007 al 31 dicembre 2010 e un contingente annuo massimo di 250.000 tonnellate²¹⁴. Per gli altri biocarburanti è stabilito un programma triennale, che a partire dal 1° gennaio 2008 fissa un limite massimo di 73 milioni di euro.

Inoltre, per effetto della Legge Finanziaria 2007, sono totalmente esentati dall'accisa gli oli vegetali puri per l'impiego nell'autotrazione nel settore agricolo come autoconsumo nell'ambito dell'impresa singola o associata. Il contingente annuo esentabile è fissato entro un limite di un milione di euro fino a tutto il 2009.

L'accisa è un'imposta sulla fabbricazione e sul consumo. Grava sulla quantità dei beni prodotti, a differenza dell'I.V.A. che incide sul valore, e si esprime in termini di aliquote rapportate all'unità di misura del prodotto. Concorrendo a formare il valore dei prodotti, l'I.V.A. sui prodotti soggetti ad accisa grava anche sull'accisa stessa.

Gli incentivi alla produzione dell'energia elettrica dai biocarburanti

I Certificati Verdi

I Certificati Verdi (CV) sono titoli con validità annuale, rilasciati dal Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) ai produttori di energia elettrica dalle fonti rinnovabili in impianti, che abbiano ottenuto la qualifica di "Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili" (IAFR). Hanno una taglia di 50 MWh (come previsto dalla legge 239/2004) e sono emessi ogni anno in proporzione all'energia prodotta e rilasciati per i primi 12 anni di esercizio dell'impianto (in base al D.Lgs. 152/2006).

²¹⁴ 180.000 t/anno sono riservate a produttori che garantiscono il pagamento della maggiore accisa gravante sul biodiesel rispettivamente assegnato. La restante quota viene assegnata ai produttori di biodiesel che hanno stipulato contratti quadro o intese di filiera.

I CV possono essere venduti su un apposito mercato, creato dal Gestore del Mercato Elettrico (GME), oppure possono essere contrattati direttamente fra i proprietari degli impianti a fonti rinnovabili e gli operatori interessati al loro acquisto, ovvero i produttori e gli importatori di energia elettrica soggetti all'obbligo previsto dal D.Lgs. 79/1999, all'art. 11.

L'art. 11 del Decreto Bersani (D.Lgs 79/1999), con le successive modifiche, ha imposto l'obbligo ai produttori e agli importatori di energia elettrica dalle fonti convenzionali, che immettono in rete più di 100 GWh/anno, di distribuire una quota di elettricità prodotta dalle fonti rinnovabili.

L'obbligo, inizialmente fissato al 2%, è stato incrementato dello 0,35% annuo a decorrere dal 2004 e fino al 2006 (come previsto dal D.Lgs. 387/2003, art. 4, comma 1) e può essere soddisfatto mediante autoproduzione oppure acquistando i relativi diritti da altri operatori.

Il prezzo ottenuto dalla vendita dei CV serve a remunerare i produttori di energia "verde" e si somma al prezzo di vendita dell'energia elettrica, rendendo economicamente vantaggiosi gli impianti alimentati con le fonti rinnovabili. Il prezzo di riferimento individuato dal GSE per i CV emessi nel 2006 è stato pari a 12,528 cent€/kWh (al netto dell'I.V.A. del 20%). Tale valore è cresciuto, rispetto all'anno precedente del 15% circa. È in previsione una parziale modifica del meccanismo dei CV, basato su una differenziazione del valore dell'incentivo in base al tipo di fonte e alla tecnologia utilizzata.

I certificati RECS

I certificati RECS (*Renewable Energy Certificate System*), analogamente ai CV, sono titoli negoziabili emessi dal GSE, che attestano la produzione di energia elettrica da una fonte rinnovabile. A differenza dei precedenti, però, la partecipazione al sistema è volontaria ed è pensata soprattutto per gli impianti esclusi dal circuito dei CV. I certificati RECS, infatti, sono emessi per produzioni annue di 1 MWh e multipli, favorendo in tal modo anche gli impianti di piccola e piccolissima taglia.

Il mercato di vendita dei RECS è allargato a un mercato internazionale, che attualmente coinvolge 18 Paesi e più di 100 membri tra produttori, società di certificazione e altri soggetti. La remunerazione della vendita del certificato è collegata ai principi, definiti di *green pricing*, e di sensi-

bilità ambientale delle aziende: colui che acquista e annulla i certificati RECS può dimostrare che l'energia da lui consumata è stata compensata da una quantità equivalente di energia dalle fonti rinnovabili, prodotta anche grazie al suo contributo.

L'assimilazione al reddito agrario della vendita dell'energia elettrica presso le aziende agricole

La legge 266/2005 (Legge Finanziaria 2006) è stato il primo testo di legge ad aver previsto che la vendita dell'energia elettrica, eseguita dalle aziende agricole, rientri tra le attività produttive di reddito agrario. La successiva legge 81/2006 ha esteso questa opportunità anche alla fonte fotovoltaica e alla vendita dell'energia termica.

Questo sistema di tassazione, confermato dalla Legge Finanziaria per il 2007, ha contribuito a migliorare la redditività degli investimenti, soprattutto per le filiere degli oli vegetali puri e del biogas.

Gli incentivi alla produzione dell'energia termica dai biocarburanti: i Titoli di Efficienza Energetica

I Titoli di Efficienza Energetica (TEE), anche detti Certificati Bianchi, sono titoli emessi dal GME a favore dei distributori di energia elettrica e delle società operanti nel settore dei servizi energetici (*Energy Service Company - ESCo*) accreditate al fine di certificare la riduzione dei consumi, conseguita attraverso interventi e progetti di incremento dell'efficienza energetica. In altre parole, per ogni tonnellata equivalente di petrolio (Tep) risparmiata è riconosciuto ogni anno un certificato, che viene rilasciato per i primi cinque anni.

Analogamente ai CV, i TEE sono negoziati su un apposito mercato organizzato dal GME, d'intesa con l'AEEG (Del. AEEG n. 67 del 14/04/2005). La contrattazione dei TEE, tuttavia, può avvenire anche al di fuori della sede di negoziazione, organizzata dal GME, attraverso la contrattazione diretta dei diversi operatori. Attualmente ciascun TEE ha un valore di 100 €.

Gli obiettivi di efficienza energetica, fissati con due decreti del Ministero delle Attività Produttive del 20/7/2004, uno per l'energia elettrica e uno per il gas, sono stati ampiamente superati. Per tale motivo a breve è in previsione un innalzamento degli stessi fino a raggiungere al 2012 un risparmio complessivo di 5 milioni di Tep.

9.5 Gli scenari di produzione e di consumo dei biocarburanti in Italia

Il quadro normativo delineato pone le basi a uno sviluppo effettivo del mercato dei biocarburanti in Italia. Attualmente la produzione e la commercializzazione nel nostro Paese sono state in parte frenate da un sistema di incentivazioni, basato esclusivamente sull'esenzione o sulla riduzione dell'accisa per quantità contingentate²¹⁵. L'introduzione di un obbligo e della relativa sanzione, a carico dei distributori di carburanti, di immissione sul mercato di aliquote stabilite di biocarburanti permette di superare questo ostacolo e rappresenterà lo strumento trainante per il futuro.

9.5.1 La produzione attuale dei biocarburanti

La produzione attuale dei biocarburanti in Italia è incentrata principalmente sul biodiesel. Secondo un rapporto della Commissione Europea apparso sull'*European Biodiesel Board*²¹⁶ (EBB) attualmente l'Italia è il terzo Paese produttore di biodiesel nell'U.E. con una produzione di 273.000 tonnellate nel 2003, cresciuta a 320.000 tonnellate nel 2004 e a 396.000 tonnellate nel 2005. Parte della produzione è attualmente esportata e solo un'aliquota è immessa al consumo nel nostro Paese. Secondo il rapporto steso dall'Italia e trasmesso annualmente all'U.E. sullo stato di attuazione della Direttiva 2003/30/CE, nell'anno 2005 risultano, infatti, immesse al consumo sul territorio nazionale solo 200.000 tonnellate di biodiesel.

Tale produzione non esaurisce la capacità produttiva stimata: secondo i dati pubblicati dall'EBB, questa capacità in Italia nel 2005 ammontava a 857.000 tonnellate, distribuita tra nove produttori attivi sul territorio nazionale.

È importante notare, inoltre, che l'attuale produzione deriva per la quasi totalità dalle materie prime importate (oli e semi oleosi), con una bassa incidenza da parte delle produzioni agricole locali.

Con riferimento, invece, al bioetanolo, la produzione nazionale è ancora molto limitata. Alcune iniziative industriali di dimensioni rilevanti per la sua produzione e la trasformazione sono state avviate, grazie soprattutto alla spinta data dalla defiscalizzazione.

²¹⁵ Fino al 2005 erano previste esenzioni totali per il biodiesel entro 200.000 t/anno e riduzioni per il bioetanolo, ETBE e additivi e riformulati prodotti dalle biomasse entro un limite di spesa di 73 milioni di euro/anno.

²¹⁶ EBB European Biodiesel Board, 25 aprile 2006, rif. I64/COM/06.

Nel 2005 in Italia il bioetanolo è stato prodotto principalmente dalla distillazione dei sottoprodotti delle filiere per la produzione del vino (distillazioni obbligatorie ai sensi dell'art. 27 e di crisi ai sensi dell'art. 30 del Regolamento (CE) n. 1493/1999) e dello zucchero (melasso) e in parte dai cereali (tabella 70).

Tabella 70 - Le materie prime utilizzate nella produzione del bioetanolo anidro in Italia nel 2005

Materia prima	Produzione [t]
Sottoprodotti del vino (distillazioni obbligatorie e di crisi)	40.000
Sottoprodotti della filiera zucchero e cereali	56.000

Mancano, tuttavia, delle stime attendibili sull'effettiva capacità produttiva dell'intero settore, soprattutto perché, a fronte di una presenza di distillerie, alcune delle quali in fase di chiusura, pochi sono gli impianti in grado di produrre il bioetanolo anidro, utilizzabile per la miscelazione con la benzina.

9.5.2 I consumi energetici nel settore dei trasporti e gli scenari al 2010

L'obiettivo indicativo di immissione dei biocarburanti nel settore dei trasporti è calcolato in percentuale sui consumi di benzina e gasolio, che, tuttavia, sono in continua evoluzione, guidati, tra l'altro, dal prezzo del petrolio sul mercato internazionale.

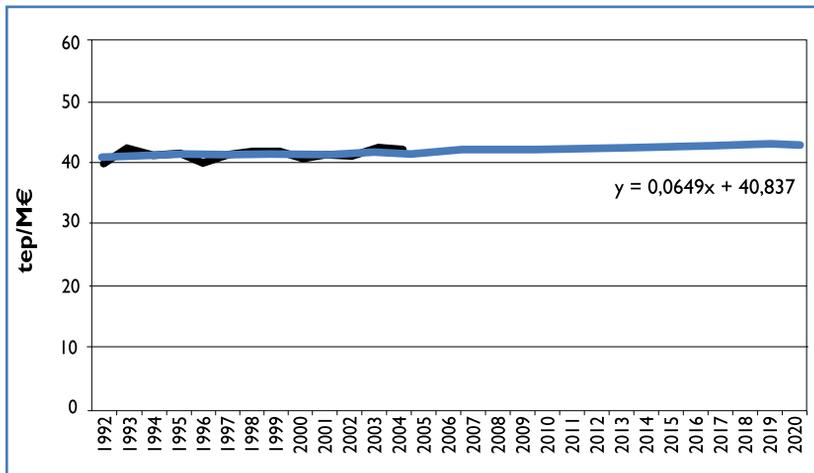
Secondo i dati diffusi dal Ministero delle Attività Produttive, Direzione generale energia e risorse minerarie²¹⁷, le previsioni di sviluppo del settore dei trasporti mostrano una sostanziale stabilità dei consumi con una leggera tendenza all'aumento (figura 68). Al 2010 si stima una crescita del fabbisogno energetico del 9% rispetto ai valori registrati nel 2004: si prevede, infatti, un aumento da 44,4 MTep nel 2004 a 48,4 MTep nel 2010. L'incremento al 2020 è stimato di circa il 31% (58,2 MTep).

Tali stime tengono conto di alcune ipotesi, come per esempio, la flessione del ruolo del mezzo privato nel trasporto delle persone e delle merci (entrambi storicamente crescenti), nonché di alcune tendenze in atto, quali, in particolare, la prosecuzione della graduale

²¹⁷ Ministero delle Attività Produttive, Direzione generale energia e risorse minerarie, "Scenario dei consumi e del fabbisogno al 2020", maggio 2005.

contrazione della percorrenza media annua delle autovetture e un ulteriore sensibile miglioramento dell'efficienza energetica del parco circolante.

Figura 68 - I dati storici dell'intensità energetica del settore dei trasporti dal 1992 e loro estrapolazione lineare al 2020. Fonte: Ministero delle Attività Produttive - Direzione Generale Energia e Risorse Minerarie



Al 2010 si presume che vi sarà ancora un impiego quasi esclusivo della benzina e del gasolio, ma con una crescita del ruolo dei biocarburanti e del gas metano. Tra i prodotti petroliferi, attualmente, il 34% del consumo è relativo alla benzina, il 54% al gasolio e il restante 12% ad altri prodotti (carboturbo, GPL).

Dal 1998, inoltre, si è assistito a una progressiva sostituzione della benzina con il gasolio: mentre il consumo di benzina è in contrazione al ritmo del 2-4% annuo, sta aumentando quello di gasolio, in crescita a un ritmo del 4-6%. Secondo le previsioni del Ministero e dell'Unione Petrolifera²¹⁸, la benzina manterrà inalterato il *trend*, mentre il gasolio potrebbe registrare un incremento fino al 2010 e un successivo calo nel periodo seguente, anche ipotizzando un trasferimento del traffico merci dalla strada alla ferrovia.

Le previsioni di consumo di questi due carburanti sono riportate nella tabella 71.

²¹⁸ Unione Petrolifera, *Previsioni di domanda energetica e petrolifera italiana 2006-2020*.

Tabella 71 - Le previsioni di consumo di benzina e gasolio per autotrazione²¹⁹

Carburante	2005 [Mt]	2010 [Mt]	2015 [Mt]	2020 [Mt]
Benzina	13,4	10,6	8,8	8,4
Gasolio	24,3	26,6	25,4	24,8

Mt: milioni di tonnellate

9.3.5 Gli scenari di sviluppo dei biocarburanti al 2010

Nel 2005 si è raggiunta una quota complessiva di biocarburanti (principalmente biodiesel e bioetanolo), miscelati con carburanti fossili pari allo 0,505%, espresso sul tenore energetico, della benzina e del gasolio immessi sul mercato.

Tali quantitativi, se rapportati agli obiettivi previsti per i prossimi anni, sono del tutto insufficienti. Poiché per i distributori nazionali vi è l'obbligo di immettere in consumo l'1% di biocarburanti entro la fine del 2007, sarà necessario almeno raddoppiare, entro quella data, le quantità attualmente distribuite. Considerando la presente capacità produttiva installata, per il biodiesel tale traguardo potrebbe essere raggiunto. È bene, tuttavia, aumentare la produzione e la commercializzazione dei biocarburanti in vista dell'obiettivo al 2010, soprattutto alla luce della crescita del fabbisogno energetico, prevista per il settore dei trasporti. Se la tendenza attuale dovesse essere rispettata, nel 2010 sarà indispensabile raggiungere un contributo dei biocarburanti di 2.230.000 Tep. Sulla base delle previsioni di consumo di benzina e gasolio, in proporzione, si stima che sarà necessaria una produzione di 1.800.000 tonnellate di biodiesel e 1.020.000 tonnellate di bioetanolo²²⁰.

Nelle figure 69 e 70 sono evidenziati i contributi del biodiesel e del bioetanolo rispetto ai consumi di gasolio e benzina. La crescita, non lineare, riflette gli obiettivi e le tempistiche fissati dalla normativa.

²¹⁹ Unione Petrolifera, *Previsioni di domanda energetica e petrolifera italiana 2006-2020*.

²²⁰ Stima eseguita sulla base dei dati forniti dall'Unione Petrolifera, *Previsioni di domanda energetica e petrolifera italiana 2006-2020*.

Figura 69 - Gli scenari di consumo del gasolio e del biodiesel in Italia (t/anno)²²¹

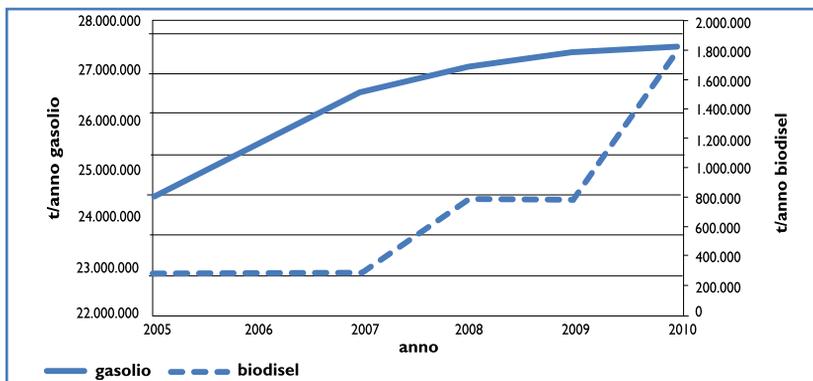
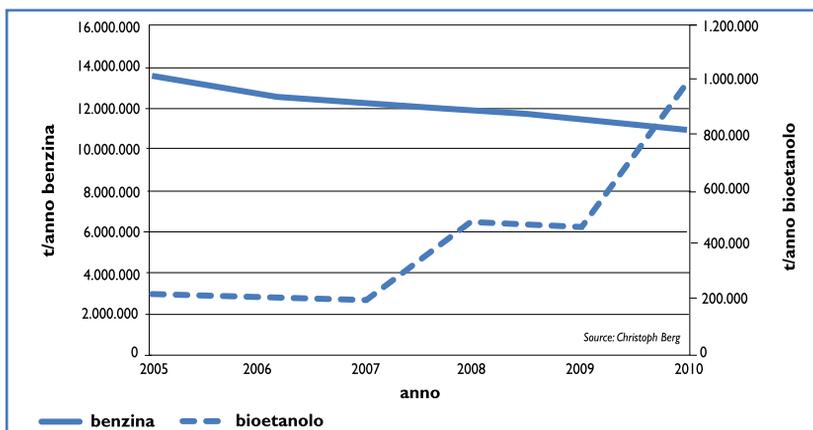


Figura 70 - Gli scenari di consumo della benzina e del bioetanolo in Italia (t/anno)²²²



Per raggiungere tali risultati, oltre che aumentare l'attuale capacità produttiva, realizzando nuovi impianti o potenziando quelli esistenti, sarà necessario trovare una rispondenza nella capacità nazionale di produrre le materie prime. Per far fronte ai quantitativi stimati, si valuta che sia opportuno un massiccio aumento delle superfici destinate alla coltivazione delle specie idonee: in base alle rese agronomiche attuali, si ritiene che dovranno essere destinati circa 2.000.000 ha alla coltivazione delle oleaginose e 260.000 ha alla coltivazione delle alcoligene.

²²¹ Stima eseguita sulla base dei dati forniti dall'Unione Petrolifera, *Previsioni di domanda energetica e petrolifera italiana 2006-2020*.

²²² Stima eseguita sulla base dei dati forniti dall'Unione Petrolifera, *Previsioni di domanda energetica e petrolifera italiana 2006-2020*.

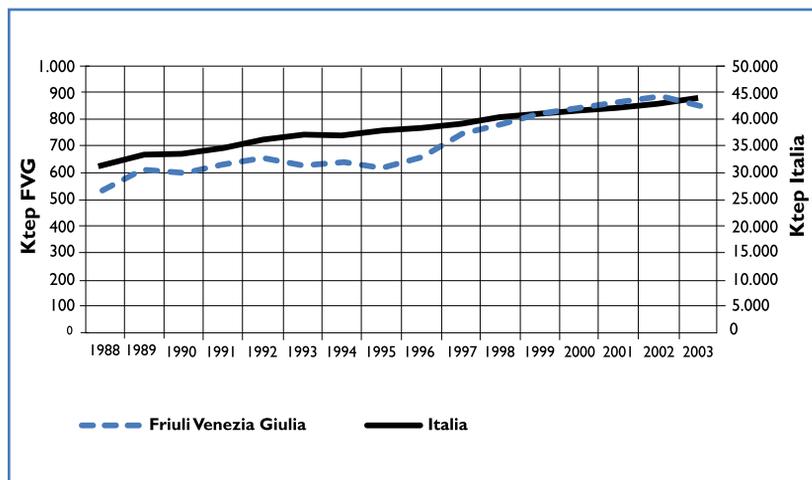
9.6 Gli scenari di produzione e consumo dei biocarburanti nella regione Friuli Venezia Giulia

9.6.1 I consumi energetici nel settore dei trasporti e gli scenari al 2010

In linea con quanto avvenuto a livello nazionale, la domanda di energia del settore dei trasporti è in crescita: rispetto ai valori registrati nel 1990, nel 2003 i consumi energetici sono aumentati del 59%.

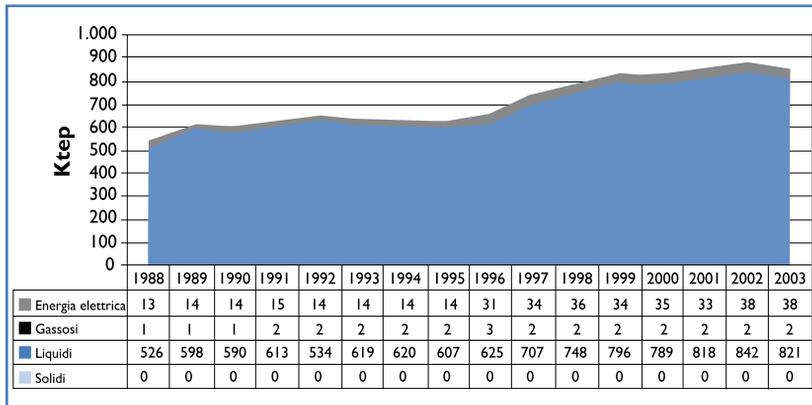
L'andamento della curva di crescita dei consumi regionali, tuttavia, differisce sensibilmente da quella nazionale, a causa soprattutto dell'effetto del rifornimento transfrontaliero e, quindi, dell'andamento del prezzo dei carburanti nella vicina Repubblica Slovena. Come si evince dalla figura 71, mentre in Italia si è verificato un aumento continuo e progressivo della domanda di carburanti, nella regione Friuli Venezia Giulia si segnala un incremento dei consumi tra il 1988 e il 1989, seguito da una sostanziale stabilità fino al 1995 e da un successivo aumento marcato, in linea con quello nazionale, fino a raggiungere un consumo energetico di 837.000 Tep/anno nel 2003²²³.

Figura 71 - L'andamento dei consumi finali di energia nel settore dei trasporti nella regione Friuli Venezia Giulia e in Italia. Fonte C.E.T.A.



²²³ ENEA, *Rapporto Energia e Ambiente*, (2005), Vol., 2 "I dati".

Figura 72 - I consumi finali di energia per combustibile nel settore dei trasporti (1988-2003).
Fonte C.E.T.A.



L'aumento complessivo del consumo di carburanti liquidi è stato del 56% e ha coperto quasi interamente il fabbisogno di energia del comparto (il peso relativo, nel 2003, è stato del 95%) (figura 72).

Nel 2003 il consumo di gasolio è stato di 346 kTep, con un incremento del 40% nell'arco temporale considerato, mentre quello di benzina è stato di 459 kTep. La benzina, in particolare, ha segnato un rapido aumento nel biennio 1988-89, a seguito dell'introduzione dei cosiddetti "buoni carburante" e negli anni successivi ha continuato a riportare una crescita significativa, soprattutto nel biennio 1996-1997, sicché a oggi è la fonte predominante.

Per quanto concerne il metano, si registrano degli aumenti del consumo, più intensi tra il 1988 e il 1990 (consumo di 1 kTep) e più contenuti tra il 1990 e il 2003 (consumo di 2 kTep). Il peso relativo di questo biocarburante sui consumi totali del settore, tuttavia, è rimasto pressoché invariato e comunque trascurabile (pari allo 0,3% nel 1988 e allo 0,2% nel 2003).

I consumi di energia elettrica sono aumentati in misura molto marcata (+183%), sebbene la loro quota sulla domanda complessiva sia di poco superiore al 4% (figura 72).

Su scala regionale l'andamento congiunturale dei principali indicatori socio-economici fanno ipotizzare un futuro incremento dei consumi energetici del settore dei trasporti, in linea con quella nazionale.

A fronte di tassi di crescita simili, tuttavia, in Friuli Venezia Giulia è plausibile una redistribuzione dei consumi tra i due carburanti li-

quidi a favore del gasolio, nell'ipotesi dovesse essere soppresso il meccanismo dei "buoni carburante", come previsto dall'U.E.

Tabella 72 - Le previsioni relative al consumo di benzina e gasolio per l'autotrazione nella regione Friuli Venezia Giulia

Carburante	2005 [Mt]	2010 [Mt]	2015 [Mt]	2020 [Mt]
Benzina	0,41	0,32	0,27	0,26
Gasolio	0,36	0,39	0,37	0,36

Mt: milioni di tonnellate

9.6.2 Gli scenari di sviluppo dei biocarburanti al 2010

Per il rispetto degli obiettivi indicativi, fissati dalla Legge Finanziaria per il 2007, sulla base della crescita stimata dei consumi del settore dei trasporti, si calcola che nel 2010 sarà necessario raggiungere un quantitativo di biocarburanti pari, in media, a 43.600 Tep. Attenendosi alle attuali previsioni di impiego della benzina e del gasolio, ciò potrebbe implicare l'immissione sul mercato di 26.500 tonnellate di biodiesel e 30.700 tonnellate di bioetanolo.

Nell'ipotesi di soddisfare la domanda di materie prime con produzioni agricole regionali, si stima come sia necessario investire 30.000 ha a colture oleaginose e 8.000 ha a colture alcoligene.

A fronte di una superficie agricola di 238.806,97 ha, localizzata soprattutto in pianura, e delle caratteristiche pedo-climatiche, si ritiene che il territorio del Friuli Venezia Giulia abbia le potenzialità, per affrontare l'ormai imminente sviluppo del settore dei biocarburanti. Tali potenzialità risultano, peraltro, ampiamente testimoniate da alcuni studi già svolti nel contesto regionale e riportati come allegato al presente volume.

Il PSR, in discussione in questi giorni (maggio 2007) presso la Commissione Europea, potrà costituire un fondamentale strumento di aiuto, per sostenere la conversione delle colture, soprattutto del mais, e i costi di investimento per l'avvio delle filiere di trasformazione dei prodotti agricoli.

I costi di produzione dei biocarburanti

I costi di produzione dei biocarburanti sono superiori rispetto a quelli dei sostituti fossili e questo differenziale si aggrava, se i confronti sono eseguiti sul contenuto energetico.

Si stima che attualmente nell'U.E. anche con le tecnologie più avanzate, il biodiesel sia competitivo rispetto al gasolio con il prezzo del petrolio a 60 €/barile (77 \$/barile), mentre il bioetanolo diventi competitivo rispetto alla benzina con il prezzo del petrolio a 90 €/barile (115 \$/barile)²²⁴.

Attualmente in Italia il costo industriale per la produzione del biodiesel è indicativamente di 600-650 €/t (58 cent€/l), se prodotto dall'olio di palma, e di 750-780 €/t (66-69 cent€/l), se prodotto dall'olio di girasole. I prezzi aumentano in impianti di taglia medio-piccola fino a valori indicativi di 1.000-1.100 €/t.

I costi di produzione degli oli vegetali puri dipendono dalla coltura oleaginosa, da cui sono estratti, e dalla tecnologia di estrazione: sui mercati internazionali l'olio di palma ha una quotazione di 480 €/t (43 cent€/l), mentre gli oli di girasole e colza hanno un prezzo di 560-650 €/t (50-58 cent€/l). In Italia il costo di produzione dell'olio di girasole nell'ambito delle filiere corte, che si avvalgono dell'estrazione meccanica, è superiore alle quotazioni internazionali (indicativamente di 700-850 €/t, in funzione del prezzo d'acquisto del seme) e il conto economico migliora solo valorizzando il pannello grasso, che ha un prezzo di vendita di 110-140 €/t.

Considerando l'equivalenza energetica del biodiesel e degli oli vegetali puri con il gasolio, il costo di produzione va incrementato indicativamente del 10%.

Il costo di produzione del bioetanolo dal mais in Italia è di 700 €/t (56 cent€/l), corrispondente a 810 €/t (65 cent€/l) se si considera l'equivalenza energetica con la benzina.

Utilizzando la barbabietola, il costo di produzione del bioetanolo è più elevato (800 €/t, pari a 64 cent€/l), poiché il recupero dai sottoprodotti è inferiore. Considerando l'equivalenza energetica con la benzina, il costo sale a 930 €/t (74 cent€/l).

Sebbene non sia possibile stimare il costo di produzione del bioetanolo dal sorgo in Italia, l'ampia disponibilità di sottoprodotti, che caratterizza questa coltura, suggerisce un più elevato margine di riduzione dei costi rispetto alle altre colture alcoligene.

A fronte delle importanti differenze con i costi di produzione dei concorrenti fossili, a oggi l'agevolazione fiscale appare come l'unica misura in grado di rendere competitivi i biocarburanti.

Secondo le proiezioni della Commissione Europea, l'ottimizzazione delle filiere e la valorizzazione di nuove materie prime può consentire un margine di riduzione dei costi di produzione al 2010 fino al 30%.

Il costo di produzione del biogas presenta delle importanti fluttuazioni, in funzione delle soluzioni impiantistiche adottate e, soprattutto delle materie

²²⁴ "Strategia dell'U.E. per i biocarburanti" [COM (2006) 34, febbraio 2006].

prime utilizzate, che sono nella maggior parte dei casi autoprodotte. Per queste ragioni, la definizione del costo risulta problematica e soggetta a una forte variabilità in base alla situazione specifica, e assume, inoltre, un interesse piuttosto modesto, essendo questo biocarburante principalmente destinato all'autoconsumo o alla conversione in energia elettrica.

Il contributo dei biocarburanti nella pianificazione energetica del Friuli Venezia Giulia

Nel contesto del Piano Energetico Regionale (PER), approvato dall'Amministrazione regionale il 4 maggio 2007, lo sviluppo delle filiere dei biocarburanti rientra tra gli obiettivi strategici al 2010.

Obiettivo strategico D: il PER si prefigge di minimizzare l'impatto ambientale delle attività di produzione, trasporto, distribuzione e consumo di energia, nonché di promuovere la sostenibilità ambientale e l'armonizzazione di ogni struttura energetica con il paesaggio e il territorio. Con l'Obiettivo operativo D2, in particolare, il Piano intende favorire, anche per mezzo di incentivi, le soluzioni tecnologiche e gestionali maggiormente improntate alla sostenibilità e lo sviluppo della produzione e del consumo di energie rinnovabili ed ecocompatibili.

Obiettivo strategico E: il PER si prefigge di favorire lo sviluppo dell'innovazione e della sperimentazione tecnologica e gestionale per la produzione, il trasporto, la distribuzione e il consumo dell'energia, sostenendo l'attività delle imprese e dei centri di ricerca in questo settore.

Obiettivo strategico F: il PER promuove la produzione dell'energia dalle fonti rinnovabili (in particolare dalle biomasse, dalla fonte idroelettrica, dalle fonti solare termica e fotovoltaica, dalla geotermia, dalla fonte eolica e dai rifiuti) anche per contribuire agli obiettivi nazionali derivanti dal Protocollo di Kyoto. Con l'Obiettivo operativo F3, in particolare, si favorisce lo sviluppo della generazione distribuita (impianti di microgenerazione di energia elettrica o cogenerativi di potenza non superiore a 1 MWe) ai fini della riduzione degli impatti ambientali e dell'incremento dell'efficienza del sistema energetico.

Nell'ipotesi di dare operatività agli Obiettivi strategici e operativi, lo scenario cosiddetto "desiderato" al 2010 prevede i seguenti contributi da parte dei biocarburanti:

34 kTep per il biodiesel

4,8 kTep per gli oli vegetali puri

1,0 kTep per il bioetanolo (comprensivo anche del bio-ETBE)

4,28 kTep per il biogas.

Capitolo 10

Allegati

Sono esposti in questi allegati due studi che possono risultare utili per un'appropriata politica di sviluppo dei biocarburanti nel territorio. Si fa specifico riferimento alla regione Friuli Venezia Giulia. Nel primo esempio è sintetizzato uno studio propedeutico ed esemplificativo per lo sfruttamento energetico dell'olio vegetale a una dimensione produttiva media, immediatamente applicabile.

Nel secondo esempio è esposta la vocazionalità produttiva rispetto a due oleaginose energetiche, quali il girasole e il colza.

10.1 Lo studio per il dimensionamento della filiera girasole-olio vegetale puro per la produzione di energia

Il presente studio per il dimensionamento di una filiera girasole-olio vegetale puro per la produzione di energia elettrica e termica è stato effettuato, per evidenziarne la valenza economica, energetica e ambientale.

La filiera è programmata sulla base di una superficie agraria coltivata a girasole corrispondente a 1.000 ha; considerata una produzione media di semi pari a 2,5 t/ha (media nazionale), si stima la produzione e la lavorazione annuale (essiccazione ed estrazione meccanica dell'olio dai semi) di un quantitativo di semi pari a 2.500 tonnellate, con l'ottenimento di circa 800 tonnellate di olio vegetale e circa 1.500 tonnellate di pannello grasso.

La filiera proposta prevede un Committente che, grazie a contratti di coltivazione con gli imprenditori agricoli, garantisce il ritiro della produzione dei semi di girasole a un prezzo fissato di 210 €/t.

Il Committente si prende carico, inoltre, della realizzazione delle due successive fasi della filiera: l'estrazione meccanica dell'olio, mediante

la costruzione di un impianto in grado di lavorare 1,2 t semi/h, e la valorizzazione energetica dell'olio estratto e filtrato in un impianto di cogenerazione; il cogeneratore sarà posizionato presso un'utenza termica potenziale, identificata in un caseificio. L'impianto di cogenerazione della potenza elettrica nominale di 700 kWe, produrrà energia elettrica, che sarà ritirata dal gestore della rete elettrica locale, ed energia termica (potenza termica utile 860 kWt), che sarà ceduta in quota parte all'utenza termica.

10.1.1 L'impianto di estrazione meccanica dell'olio vegetale puro

L'impianto di spremitura meccanica a freddo o a caldo del seme di girasole con un tenore di umidità del 8-10% in peso è in grado di lavorare 1,2 t/h di seme, ha una potenza di 80 kW ed è caratterizzato da una resa del 32% in peso.

È composto da una sezione di stoccaggio e carico del seme, una sezione di spremitura meccanica (una macchina unica o più macchine in parallelo), una sezione di decantazione e una di filtrazione mediante filtri a piastre.

10.1.2 L'impianto di cogenerazione

Il modulo di cogenerazione da 700 kWe che si intende installare presso l'utenza termica potenziale è completo di un motore endotermico a ciclo Diesel, opportunamente modificato per il funzionamento a oli vegetali, di un generatore sincrono trifase, dei quadri comando, controllo e scomparto di potenza e del sistema di recupero termico e di dissipazione (tabella 73).

Tabella 73 - Le caratteristiche principali dell'impianto di cogenerazione considerato

Caratteristiche del cogeneratore	
Potenza immessa in combustibile	1765 kW
Potenza meccanica a 1500 giri/min	740 kW
Potenza elettrica utile	700 kW
Potenza termica utile da circuito acqua	330 kW
Potenza termica utile da gas di scarico	530 kW
Consumo olio vegetale	175 kg/h

L'alimentazione del motore è con olio vegetale puro, avente PCI ≥ 9.000 kcal/kg con tolleranza $\pm 5\%$ e condizioni ambientali ISO 3046/1. Il rendimento energetico complessivo dell'unità cogenerativa è prossimo al 90%, con una componente di rendimento elettrico del 39,7% e una componente di rendimento termico del 48,9%.

10.1.3 La produzione e la cessione dell'energia elettrica

Sulla base delle considerazioni, cui si dedica un paragrafo specifico, si valuta un funzionamento dell'impianto di cogenerazione pari a 5.160 ore/anno. La stima della quantità di energia elettrica prodotta annualmente dalla centrale di cogenerazione in oggetto è presentata in tabella 74.

Tabella 74 - La produzione di energia elettrica stimata su base annua

Potenza elettrica centrale	0,700 MW
Ore funzionamento	5.160 h/anno
Produzione energia elettrica	3.612 MWh/anno

Il processo di liberalizzazione del settore energetico ha avuto inizio in Italia negli anni Novanta con l'emanazione del decreto legislativo n. 79 del 16 marzo 1999. La Delibera n. 34/2005, con le successive modifiche, dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) regola le modalità e le condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica.

La Delibera n. 34/2005 prevede un unico gestore di rete, al quale l'impianto è collegato, a cui il produttore cede tutta l'energia elettrica prodotta, al netto degli autoconsumi *in situ* e di quella ceduta nell'ambito delle convenzioni di cessione pluriennali (esempio: Cip n. 6/1992).

Il prezzo di ritiro dell'energia elettrica

In considerazione delle peculiarità e dei vantaggi, che gli impianti alimentati con le fonti rinnovabili e quelli di cogenerazione presentano rispetto agli altri impianti, il gestore di rete competente riconosce ai produttori:

- nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza inferiore a 10 MW e di potenza qualsiasi, se utilizzano le fonti eolica,

solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice e idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente, il prezzo è stabilito dall'articolo 30, comma 30.1, lettera a), del Testo integrato (applicato sulla base delle fasce orarie o indifferenziato);

- nel caso di impianti idroelettrici con potenza nominale media annua fino a 1 MW e nel caso di impianti di potenza nominale elettrica fino a 1 MW alimentati con le fonti rinnovabili, a eccezione delle centrali ibride, limitatamente ai primi due milioni di chilowattora ritirati annualmente da ciascun impianto, sono stati fissati dei prezzi minimi garantiti. Oltre i primi due milioni di chilowattora annui, si applica il prezzo di cui all'articolo 30, comma 30.1, lettera a), del Testo integrato (applicato sulla base delle fasce orarie o indifferenziato).

I prezzi cui si fa riferimento sono pubblicati e aggiornati dall'Acquirente Unico (AU) su base mensile, mentre quelli minimi garantiti sono pubblicati e aggiornati dall'Autorità su base annuale.

La Delibera n. 318/2006 ha aggiornato le condizioni economiche di ritiro dell'energia elettrica sulla base di alcune considerazioni:

- l'articolo 13, comma 3, del D.Lgs. 387/2003 prevede che l'energia elettrica prodotta dagli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili di potenza inferiore a 10 MW sia ritirata, su richiesta del produttore, dal gestore di rete a cui l'impianto è collegato;
- il medesimo comma stabilisce che l'Autorità determini le modalità per il ritiro dell'energia elettrica di cui al precedente alinea, facendo riferimento a condizioni economiche di mercato;
- il riconoscimento ai produttori di un prezzo pari a quello di cessione dall'AU alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato, definito dall'articolo 30, comma 30.1, lettere a), b) e c) del Testo integrato;
- il prezzo di cui sopra, su richiesta del produttore all'atto della stipula della convenzione con il gestore di rete, è riconosciuto un prezzo unico indifferenziato per fasce orarie ed è determinato dall'AU, come media ponderata sul fabbisogno del mercato vincolato, dei valori per fascia oraria così come individuati all'articolo 30, comma 30.1, lettere a), b) e c), del Testo integrato;
- i prezzi minimi garantiti per gli impianti alimentati dalle altre fonti rinnovabili di potenza nominale elettrica fino a 1 MW sono

pari, in ciascun mese, al maggior valore tra il prezzo calcolato (prezzo minimo garantito calcolato) e il prezzo unico indifferenziato per fasce orarie.

La Delibera n. 181/2006 "Aggiornamento delle fasce orarie con decorrenza 1° gennaio 2007" ha approvato una nuova articolazione delle fasce orarie, riducendole da quattro a tre e omogeneizzando il numero di fasce, secondo il seguente schema:

- F1: ore di punta (*peak*), nei giorni dal lunedì al venerdì, dalle 8.00 alle ore 19.00;
- F2: ore intermedie (*mid-level*), nei giorni dal lunedì al venerdì, dalle ore 7.00 alle ore 8.00 e dalle ore 19.00 alle ore 23.00; nei giorni di sabato dalle ore 7.00 alle ore 23.00;
- F3: ore fuori punta (*off-peak*), nei giorni dal lunedì al venerdì, dalle ore 23.00 alle ore 7.00; nei giorni di domenica e festivi (11 giornate).

Si riportano alcuni valori di prezzo di ritiro dell'energia elettrica riconosciuti dall'AU, relativamente alla previsione di prezzo minimo garantito per l'anno 2007 nella tabella 75 e al prezzo unico indifferenziato (anno 2006) e alla previsione del prezzo a fasce (2007) nella tabella 76.

Tabella 75 - La previsione del prezzo minimo garantito per l'anno 2007 relativo al ritiro dell'energia elettrica per i primi 2.000 MWh

Energia elettrica prodotta [MWh]	Prezzi minimi garantiti 2007 [€/MWh]
0-500	96,400
500-1.000	81,200
1.000-2.000	71,000

Tabella 76 - I valori di prezzo di ritiro indicativi dell'energia elettrica

Prezzo unico indifferenziato (media 12 mesi del 2006)	€/MWh	71,842	
Previsione del prezzo a fasce (mercato vincolato) (media prevista sui 12 mesi del 2007)	€/MWh	F1	107,711
		F2	71,042
		F3	52,526

La stima delle ore di funzionamento dell'impianto di cogenerazione

La scelta delle ore e delle fasce di funzionamento è strategica, per ottimizzare la redditività dell'investimento. La soluzione adottata nell'esempio riportato prevede il funzionamento dell'impianto di cogenerazione per complessive 5.160 ore, di cui:

- le prime 2.858 ore a ciclo continuo (24 ore su 24), per produrre i primi due milioni di chilowattora, il cui prezzo fisso minimo è garantito (tabella 75);
- le successive 2.302 ore di funzionamento dell'impianto di cogenerazione saranno focalizzate alla produzione di energia elettrica durante le fasce F1 e F2 (tabella 76); questo corrisponde all'accensione dell'impianto dal lunedì al sabato, dalle 7.00 alle 23.00.

La decisione di non produrre in fascia F3 è legata al basso prezzo di ritiro dell'energia elettrica, che rende diseconomico l'investimento.

La scelta a favore delle fasce 1 e 2, inoltre, permette un miglior adattamento alle esigenze termiche dell'utenza prescelta, incrementando il rendimento energetico complessivo dell'impianto di cogenerazione.

Stimando un utilizzo annuo dell'impianto di cogenerazione di 5.160 ore, la produzione annuale di olio dell'impianto di estrazione prescelto (800 t/anno), o meglio, il numero di ettari coltivati a girasole individuato dal presente studio (1.000 ha) non sarebbe in grado di fornire sufficiente combustibile alla centrale di cogenerazione, perciò si dovrà ricorrere all'acquisto sul mercato della rimanente quota di olio (circa 76 tonnellate).

Per l'impianto considerato la scelta a favore del prezzo unico indifferenziato, in alternativa a quello a fasce, diventa competitiva con un tempo di funzionamento superiore alle 7.000 ore l'anno; non è stata adottata nell'esempio riportato, a causa del consistente aggravio dei costi di manutenzione ordinaria e straordinaria, che avrebbe comportato.

La stima dei ricavi ottenuti dalla vendita dell'energia elettrica

L'indicazione del valore medio, ottenibile dalla vendita dell'energia elettrica, è una stima dei ricavi conseguibili durante l'anno (tabella 77). Va sottolineato, inoltre, che, poiché i prezzi del chilowattora delle fasce di riferimento F1, F2, F3 variano sensibilmente a livello mensile,

risulta decisivo concentrare, per quanto possibile, le principali operazioni di manutenzione ordinaria e straordinaria dell'impianto di cogenerazione (tempo stimato in 10 settimane) nei periodi, in cui il prezzo è inferiore.

Tabella 77 - I ricavi ottenibili dalla cessione dell'energia elettrica al gestore di rete

	Energia elettrica [kWh]	Stima dei ricavi [€/anno]
Vendita nella fascia di prezzo minimo garantito	2.000.000	159.800,00
Vendita con prezzo a fasce	1.612.000	148.360,00
Totale	3.612.000	308.160,00

La stima dei ricavi ottenuti dalla vendita dei Certificati Verdi

Per accedere ai CV, l'impianto in oggetto deve possedere la qualifica IAFR (Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili).

In base alla produzione annuale di energia elettrica dell'impianto è possibile quantificare l'incentivo su base annua derivante dai CV (tabella 78).

Tabella 78 - La quantificazione dei Certificati Verdi ottenibili

Energia elettrica prodotta [MWh]	Numero di CV ottenibili [1 CV = 50 MWh]	Ricavo dalla vendita dei CV €/anno
3.612	72	451.008

10.1.4 La produzione e la cessione dell'energia termica

L'impianto di cogenerazione in oggetto ha una potenzialità di recupero dell'energia termica di 860 kWt, di cui 330 kWt dal circuito di raffreddamento del motore e 530 kWt dal circuito gas di scarico. Considerando un utilizzo dell'impianto di cogenerazione di 5.160 ore/anno, si stima una quantità potenziale di energia termica recuperata pari a 4.500.000 kWh.

L'utenza termica individuata nello studio (caseificio) prevede un fabbisogno annuo di energia termica di 4.500.000 kWh, distribuiti più o meno equamente nei 12 mesi. Tale utenza è in grado di assorbire completamente l'energia termica recuperata dall'impianto di cogenerazione.

L'impianto di cogenerazione opererà nelle prime 18 settimane dell'anno solare (corrispondenti a 2.858 ore) a ciclo continuo, vista la possibilità di generazione elettrica in una fascia di prezzo minimo garantito. In questo periodo di tempo si stima un assorbimento dell'energia termica pari al 45% dell'energia termica recuperata.

Per le successive 24 settimane (corrispondenti a 2.302 ore), l'impianto di cogenerazione lavorerà a ciclo discontinuo, con un assorbimento dell'energia recuperata del 65%. Le rimanenti 10 settimane sono considerate di fermo macchina.

L'energia termica recuperata, ed effettivamente ceduta al caseificio, è stimata in circa 2.400 MWht/anno (tabella 79).

Tabella 79 - La stima dell'energia termica recuperata e ceduta all'utenza

Funzionamento	Tempo di lavoro [h]	Assorbimento [%]	Energia ceduta [kWht]
Ciclo continuo	2.858	45	1.106.046
Ciclo discontinuo (fasce 1 e 2)	2.302	65	1.286.818
Totale	5.160	-	2.392.864

Il rapporto tra l'energia termica ceduta e quella potenzialmente recuperabile (pari a 0,53) evidenzia come sia allocata la maggior parte del calore prodotto. Il rendimento termico effettivo è, quindi, del 22%, che, sommato a quello elettrico del 40%, garantisce all'impianto di cogenerazione un rendimento energetico complessivo di oltre il 60%.

Il prezzo di cessione dell'energia termica è calcolato in funzione al costo del chilowattora normalmente pagato dall'utenza (come gasolio o gas naturale), applicando uno sconto del 20%. Il valore considerato nell'esempio riportato è di 0,029 €/kWht.

10.1.5 La valutazione economica dell'investimento

La fattibilità economica del progetto è studiata mediante il calcolo del valore attuale netto (VAN), che esprime la redditività dell'impianto dopo dodici anni di esercizio nominale (l'attuale durata dei CV), con un tasso di attualizzazione pari al 6,5% e un tempo di ammortamento degli impianti di 8 anni, e del tempo di ritorno dell'investimento (TRI o *payback*). Gli stessi indici economici sono stati calcolati nell'ipotesi di un cofinanziamento del 40% per l'acquisto degli impianti di estrazione e

cogenerazione, concretizzabile come misura di aiuto prevista dai Piani di Sviluppo Rurale per la realizzazione di filiere corte.

Tabella 80 - Il costo di investimento (in €) della filiera energetica proposta

Costo di investimento	903.500 €
Unità di cogenerazione	435.000
Impianto estrazione	250.000
Opere edili, idrauliche ed elettriche*	90.000
Accessori e macchinari ausiliari	20.000
Spese generali (5%)	38.750
Spese tecniche (5%)	38.750
Spese varie e imprevisti (4%)	31.000

*sono incluse le voci per la realizzazione della cabina elettrica e dell'allacciamento alla rete

Tabella 81 - I costi di gestione (in €/anno) della filiera energetica proposta

Costi di gestione	800.762 €/anno	Dettagli
Manutenzione dell'unità di cogenerazione	83.076	2,30 cent€/kWh (1)
Corrispettivo riconosciuto al gestore di rete	3.620	costo fisso e costo proporzionale (fino a massimale di 3.500 €/anno)
Corrispettivo per il servizio di trasmissione	936	0,0259 cent€/kWh per il 2006
Corrispettivo per il servizio di dispacciamento	0	esentato fino a 1 MW
Corrispettivo per il servizio GME per il mercato dei CV	216	6 €/CV venduto per il 2007 (2)
Acquisizione del seme	525.000	210 €/t
Energia elettrica per l'estrazione	17.333	0,130 €/kWh
Manutenzione dell'impianto di estrazione	9.600	12 €/t di olio
Stoccaggio dei semi di girasole	25.000	10 €/t di seme
Personale tecnico	65.000	2,5 unità
Spese generali varie	5.000	
Acquisto del surplus di olio vegetale puro	45.427	600 €/t, franco arrivo
Trasporto dell'olio vegetale puro alla centrale di cogenerazione	5.254	distanza 20 km, cisterna da 30 t, costo di 6 €/t
Trasporto del pannello all'impianto di trasformazione	15.300	10 €/t

(1) comprensivo della fornitura di materiali di consumo, ricambi, olio, tagliandi e revisione

(2) grava per il 50% sul produttore e per il 50% sull'acquirente

Tabella 82 - I ricavi (in €/anno) della filiera energetica proposta

Ricavi totali	1.028.067 €/anno
Vendita dell'energia termica	70.000
Vendita dell'energia elettrica	308.159
CV	451.008
Vendita del pannello	198.900

Tabella 83 - Gli indici economici dell'investimento

Analisi economica dell'investimento	
Payback semplice	4 anni
Payback attualizzato	5 anni
VAN	1.028.521 €
Utile annuo	124.531 €

Tabella 84 - Gli indici economici dell'investimento con un cofinanziamento del 40%

Analisi economica dell'investimento	
Costo di investimento	903.500 €
Payback semplice	3 anni
Payback attualizzato	3 anni
VAN	1.381.921 €
Utile annuo	167.846 €

10.2 La vocazione delle pianure e delle colline del Friuli Venezia Giulia per la coltivazione del girasole e del colza

Lo studio della vocazione colturale è stato svolto nell'ambito del progetto "Friuli Biodiesel – Diffusione della coltivazione di oleaginose e utilizzo del biodiesel", finanziato dal Programma Nazionale Biocombustibili.

10.2.1 L'approccio metodologico adottato

La valutazione eseguita dell'attitudine del territorio è di tipo fisico, ossia sono state prese in considerazione le caratteristiche fisiche del territorio e non quelle economiche. Questa scelta è stata adottata su indicazione di

testi specifici²²⁵, con la giustificazione che in Italia le situazioni di mercato cambiano rapidamente e, dunque, l'esito di una valutazione del territorio di tipo economico ha un'attendibilità limitata nel tempo.

La valutazione eseguita ha carattere qualitativo, ossia è stata espressa in termini di tipi di attitudine (adatto e non adatto) e di gradi di attitudine (molto adatto, poco adatto) all'uso in esame. L'attribuzione a queste definizioni, tuttavia, è stata conseguita tenendo in considerazione i dati di produttività delle colture di colza e di girasole ed eventuali perdite, che ne riducono la redditività, secondo dei valori di riferimento, che, pur essendo stati ricavati in Veneto, con buona approssimazione possono essere ritenuti rappresentativi anche della realtà del Friuli Venezia Giulia (tabella 85).

Tabella 85 - I criteri presi come riferimento per l'attribuzione dei tipi di attitudine (adatto e non adatto) e dei gradi di attitudine (molto adatto, poco adatto) in base ai dati di produttività²²⁶

Tipo di attitudine	Variazioni della produttività del colza	Variazioni della produttività del girasole
Molto adatto	produttività massima* 4,0 t/ha/anno	produttività massima* 4,5 t/ha/anno
Adatto	riduzione del 15-30%	riduzione del 15-30%
Poco adatto	riduzione del 30-60%	riduzione del 30-60%
Non adatto	riduzione superiore al 60%	riduzione superiore al 60%

*dato ricavato in letteratura in condizioni pedo-climatiche vicine a quelle della regione Friuli Venezia Giulia

L'attitudine del territorio ha valenza attuale, ossia sono state prese in esame le condizioni registrate di recente nel territorio e non quelle che potrebbero presentarsi nel lungo termine.

La valutazione dell'attitudine è stata eseguita utilizzando un insieme di caratteri e di qualità, ritenuti di maggiore importanza per lo sviluppo delle colture di colza e di girasole.

I caratteri scelti per il suolo superficiale sono la pietrosità superficiale, lo scheletro, la tessitura e la reazione, mentre per il suolo la granulometria; le qualità idrogeologiche considerate rilevanti sono la riserva idrica, espressa come *Available Water Capacity* (AWC), e il drenaggio interno. Nella tabella 86 sono riportate le classi di ciascuna qualità e di ciascun carattere del suolo utilizzati²²⁷.

²²⁵ *Il suolo - Pedologia nelle scienze della terra e nella valutazione del territorio*, Cremaschi M. e Rodolfi G. (a cura di).

²²⁶ *La potenzialità produttiva di biodiesel nel territorio della regione Veneto - Relazione finale del progetto eseguito nell'ambito del Programma Nazionale Biocombustibili*, C.E.T.A. (2003).

²²⁷ *Suoli e paesaggi del Friuli Venezia Giulia - Pianura e collina del pordenonese*, (2003), vol. I, (a cura di) Michelutti G., ERSA.

Tabella 86 - La descrizione delle classi dei caratteri e delle qualità considerate nello studio

Carattere o qualità	Classe	Descrizione
Pietrosità superficiale	assente	0%
	molto scarsa	0,01-0,3%
	bassa	0,4-1,0%
	comune	1,1-3,0%
	frequente	3,1-15%
	abbondante	16-50%
	molto abbondante	51-90%
	affioramento di pietre	> 90%
Scheletro	assente	≤ 1,0%
	scarso	1,1-5%
	comune	6-15%
	frequente	16-35%
	abbondante	36-70%
	molto abbondante	> 70%
Tessitura	sabbiosa	Classificazione USDA
	sabbioso-franca	Classificazione USDA
	franco-sabbiosa	Classificazione USDA
	franca	Classificazione USDA
	franco-limosa	Classificazione USDA
	limosa	Classificazione USDA
	franco-sabbioso-argillosa	Classificazione USDA
	franco-argillosa	Classificazione USDA
	franco-limoso-argillosa	Classificazione USDA
	argilloso-sabbiosa	Classificazione USDA
	argilloso-limosa	Classificazione USDA
	argillosa	Classificazione USDA
Reazione	molto acida	≤ 4,5
	acida	4,6-5,5
	subacida	5,6-6,5
	neutra	6,6-7,3
	subalcalina	7,4-7,8
	alcalina	7,9-8,4
	molto alcalina	≥ 8,5

Carattere o qualità	Classe	Descrizione
Granulometria	frammentale	Scheletro e vuoti $\geq 90\%$
	scheletrico-sabbiosa	Scheletro $\geq 35\%$ e $< 90\%$ a tessitura sabbiosa o sabbioso-franca e sabbia molto fine $< 50\%$
	scheletrico-argillosa	Scheletro $\geq 35\%$ e $< 90\%$ e argilla $\geq 35\%$
	scheletrico-franca	Altri con scheletro $\geq 35\%$ e $< 90\%$
	argillosa	Scheletro $< 35\%$ e argilla $\geq 35\%$
	argilloso-fine	Scheletro $< 35\%$ e argilla $\geq 35\%$ e $< 60\%$
	argilloso-molto fine	Scheletro $< 35\%$ e argilla $\geq 60\%$
	sabbiosa	Scheletro $< 35\%$ a tessitura sabbiosa o sabbioso-franca e sabbia molto fine $< 50\%$
	franca	Altri con scheletro $< 35\%$
	franco-grossolana	Altri con scheletro $< 35\%$ e ghiaia più sabbia non molto fine $\geq 15\%$ e argilla $< 18\%$
	franco-fine	Altri con scheletro $< 35\%$ e ghiaia più sabbia non molto fine $\geq 15\%$ e argilla $\geq 18\%$
	limoso-grossolana	Altri con scheletro $< 35\%$ e ghiaia più sabbia non molto fine $< 15\%$ e argilla $< 18\%$
	limoso-fine	Altri con scheletro $< 35\%$ e ghiaia più sabbia non molto fine $< 15\%$ e argilla $> 18\%$
AWC (Available Water Capacity)	molto bassa	< 50 mm
	bassa	51-100 mm
	media	101-150 mm
	elevata	151-200 mm
	molto elevata	> 200 mm

Carattere o qualità	Classe	Descrizione
Drenaggio interno	eccessivamente drenato	Suoli a permeabilità alta e molto alta e a modesta ritenzione idrica ($AWC < 75$ mm); sono suoli privi di screziature
	piuttosto eccessivamente drenato	Suoli a permeabilità alta e a media ritenzione idrica ($AWC > 75$ mm, $ma < 150$ mm); sono suoli privi di screziature
	ben drenato	Suoli a elevata $AWC (> 150$ mm), ma non abbastanza umidi in superficie o per un periodo abbastanza lungo nella stagione di crescita da condizionare negativamente le colture; sono suoli in genere privi di screziature
	moderatamente ben drenato	Suoli abbastanza umidi in superficie; hanno una bassa permeabilità e uno stato di umidità relativamente alto; possono avere screziature al più comuni sia rosse sia grigie tra 75 e 100 cm
	piuttosto mal drenato	Suoli abbastanza umidi in superficie; hanno una bassa permeabilità e un elevato stato di umidità nel profilo; generalmente presentano screziature con $chroma \leq 2$ e/o rosse da comuni ad abbondanti tra 50 e 75 cm o screziature da ristagno temporaneo dovute a una suola di aratura
	mal drenato	Suoli generalmente umidi vicino o in superficie per una parte considerevole dell'anno, hanno una bassa permeabilità e zone sature d'acqua nel profilo; generalmente hanno screziature con $chroma \leq 2$ da comuni ad abbondanti entro i primi 50 cm
	molto mal drenato	Suoli umidi vicino o in superficie per la maggior parte del tempo; il grado di umidità è tale da impedire la crescita della maggior parte delle colture; generalmente presentano screziature con $chroma \leq 2$ abbondanti fin dalla superficie

Sono stati definiti i requisiti colturali per il colza e per il girasole secagno e irriguo. Successivamente, tali requisiti sono stati utilizzati per costruire le tabelle di confronto, dove i tipi e i gradi di attitudine sono stati espressi come classi di attitudine (tabelle 87, 88 e 89).

Tabella 87- La tabella di confronto per il colza

	Classi di attitudine - Colza			
Caratteri e qualità	Molto adatto	Adatto	Poco adatto	Non adatto
Pietrosità superficiale	0-1%	1-15%	16-50%	> 51%
Scheletro	0-35%	36-70%		> 70%
Tessitura	FS-F-FL-LSA-FA-FLA-AS	SF-L-AL-A	S	
Reazione	5,6-8,4	4,6-5,5	≤ 4,5 e ≥ 8,5	
Granulometria	SF-F-FG-FF-LG	SA-A-AF-AMF-S-LF	SS	Fr
AWC	≥ 101 mm	51-100 mm	≤ 50 mm	
Drenaggio interno	BD-ModBD	PED-PMaID	ED-MaID	MMaID
Tessitura	S (sabbiosa), SF (sabbioso-franca), FS (franco-sabbiosa), F (franca), FL (franco-limoso), L (limoso), FSA (franco-sabbioso-argilloso), FA (franco-argilloso), FLA (franco-limoso-argilloso), AS (argilloso-sabbiosa), AL (argilloso-limoso), A (argilloso).			
Granulometria	Fr (frammentale), SS (scheletrico-sabbiosa), SA (scheletrico-argilloso), SF (scheletrico-franca), A (argilloso), AF (argilloso-fine), AMF (argilloso-molto fine), S (sabbiosa), F (franca), FG (franco-grossolana), FF (franco-fine), LG (limoso-grossolana), LF (limoso-fine).			
Drenaggio interno	ED (eccessivamente drenato), PED (piuttosto eccessivamente drenato), BD (ben drenato), ModBD (moderatamente ben drenato), PMaID (piuttosto mal drenato), MaID (mal drenato), MMaID (molto mal drenato).			

Tabella 88 - La tabella di confronto per il girasole in regime asciutto (per le sigle fare riferimento alla legenda riportata nella didascalia della tabella di confronto del colza)

	Classi di attitudine - Girasole secagno			
Caratteri e qualità	Molto adatto	Adatto	Poco adatto	Non adatto
Pietrosità superficiale	0-1%	1-3%	3-15%	> 15%
Scheletro	0-35%	36-70%		> 70%
Tessitura	F-FL-FSA-FA-FLA-AS-AL-A	SF-FS-L	S	
Reazione	5,6-8,4	4,6-5,5	≤ 4,5 e ≥ 8,5	
Granulometria	A-AF-F-FG-FF-LG-LF	SA-SF-AMF	SS-S	F
AWC	> 150 mm	101-150 mm	51-100 mm	≤ 50 mm
Drenaggio interno	BD-ModBD-PMaID	PED	MaID	MMaID

Tabella 89 - La tabella di confronto per il girasole in regime irriguo (per le sigle fare riferimento alla legenda riportata nella didascalia della tabella 87)

	Classi di attitudine - Girasole irriguo			
Caratteri e qualità	Molto adatto	Adatto	Poco adatto	Non adatto
Pietrosità superficiale	0-1%	1-3%	3-15%	> 15%
Scheletro	0-35%	36-70%		> 70%
Tessitura	F-FL-FSA-FA-FLA-AS-AL-A	SF-FS-L	S	
Reazione	5,6-8,4	4,6-5,5	≤ 4,5 e ≥ 8,5	
Granulometria	A-AF-F-FG-FF-LG-LF	SA-SF-AMF	SS-S	F
AWC	> 101 mm	51-100 mm	≤ 50 mm	
Drenaggio interno	BD-ModBD-PMaID	PED	MaID	MMaID

Come emerge dal confronto tra le tabelle 88 e 89, l'unica qualità del suolo, che differisce tra girasole irriguo e seccagno, è la riserva idrica (AWC), per la quale, a parità di valore, al girasole in regime irriguo è stata attribuita una classe di attitudine superiore.

Le tabelle di confronto ottenute sono state successivamente applicate ai tipi di suolo della pianura e della collina della regione Friuli Venezia Giulia, per attribuire a ciascuna unità cartografica una classe di attitudine, riportata in forma grafica nelle carte di valutazione.

Il metodo di attribuzione impiegato nel presente studio si avvale della ripartizione dei caratteri e delle qualità in due categorie di importanza (importanza alta e importanza media) e della successiva applicazione del principio della massima limitazione, individuando per ciascuna unità cartografica il carattere o la qualità di importanza alta con il valore più basso e attribuendole la classe relativa.

Tra i caratteri e le qualità a importanza alta sono stati inseriti, per il colza lo scheletro, la tessitura, la granulometria, l'AWC e il drenaggio interno, per il girasole, sia irriguo, sia seccagno, la tessitura, la granulometria, l'AWC e il drenaggio interno. Ai restanti caratteri e qualità considerati è stata attribuita un'importanza media.

10.2.2 Le carte tematiche

Figura 73 - La vocazione della pianura e delle colline della provincia di Pordenone nei confronti della coltivazione del girasole seccagno. Fonte C.E.T.A. ed ERSa FVG - Ufficio suolo

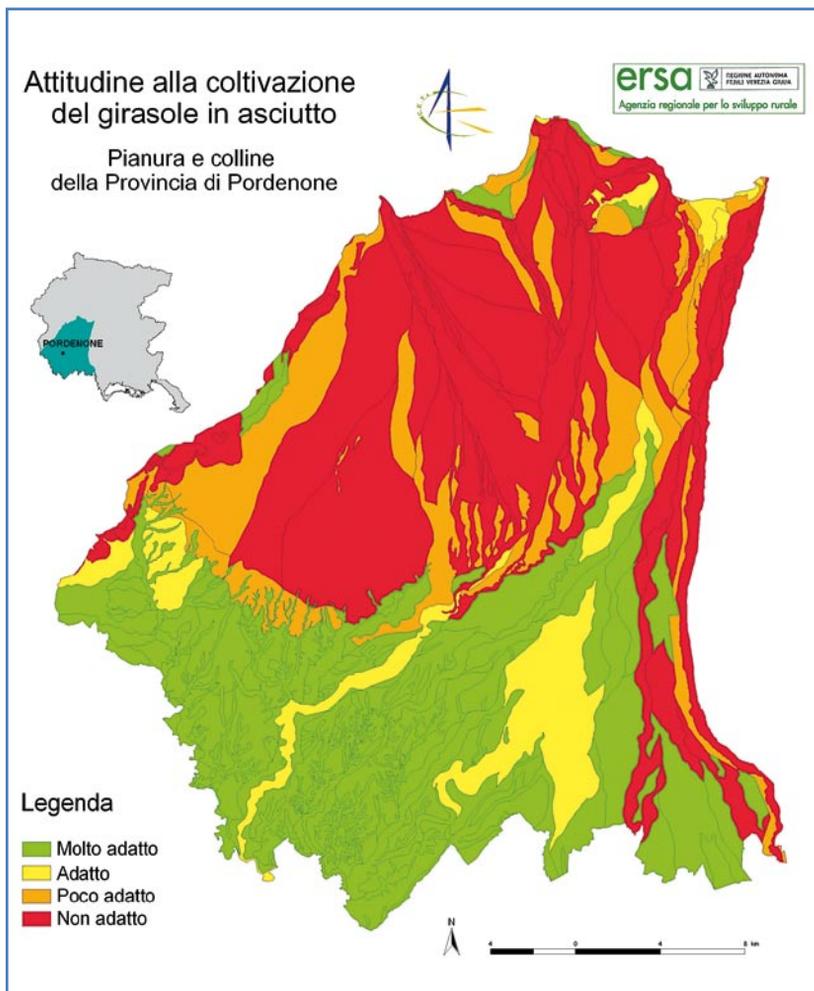


Figura 74 - La vocazione della pianura e delle colline moreniche della provincia di Udine nei confronti della coltivazione del girasole seccagno. Fonte C.E.T.A. ed ERSA FVG - Ufficio suolo

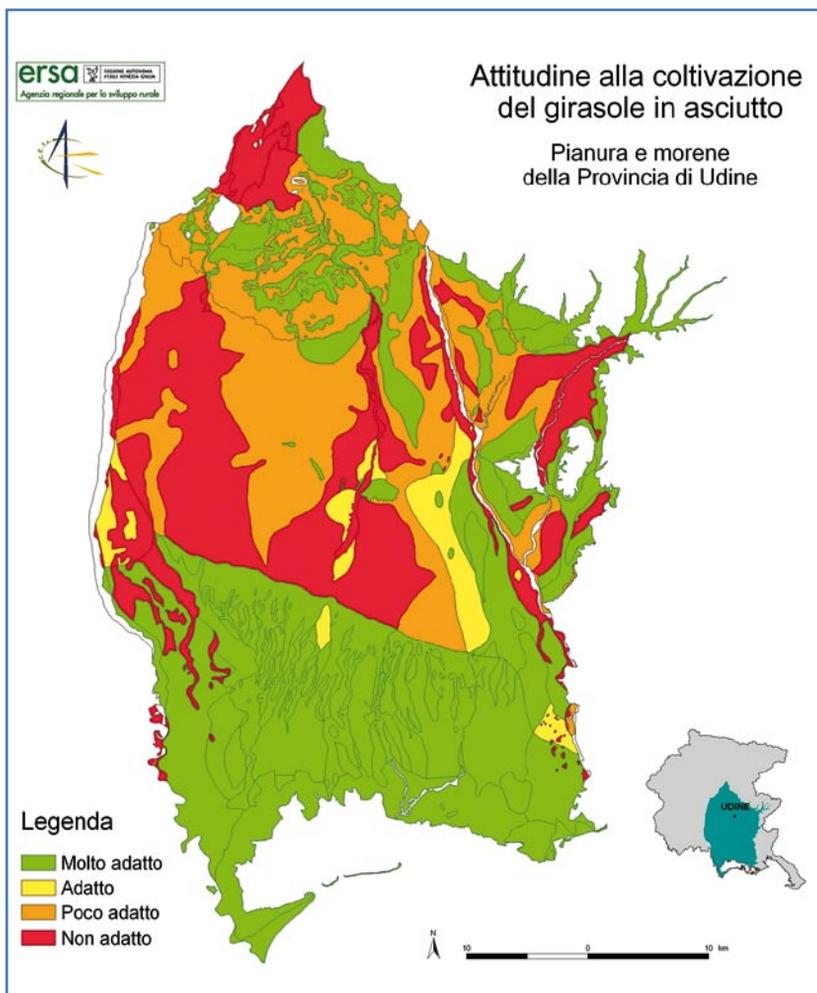


Figura 75 - La vocazione della pianura della provincia di Gorizia nei confronti della coltivazione del girasole seccagno. Fonte C.E.T.A. ed ERSa FVG - Ufficio suolo

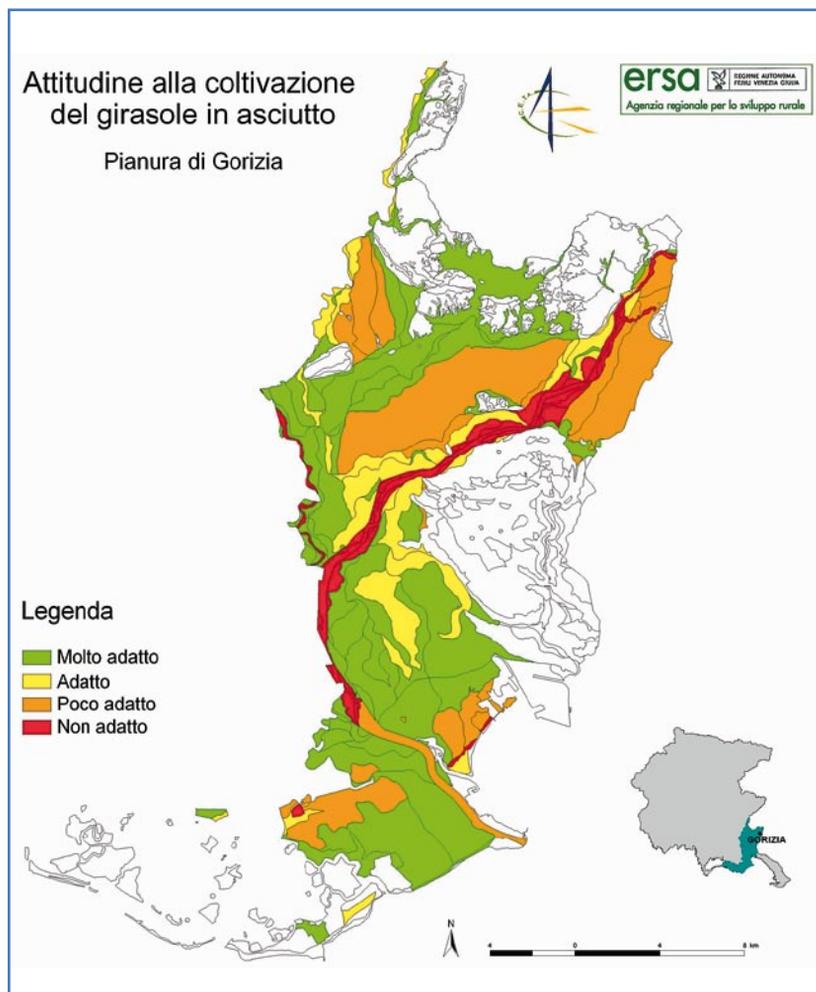


Figura 76 - La vocazione della pianura e delle colline della provincia di Pordenone nei confronti della coltivazione del girasole irriguo. Fonte C.E.T.A. ed ERSА FVG - Ufficio suolo

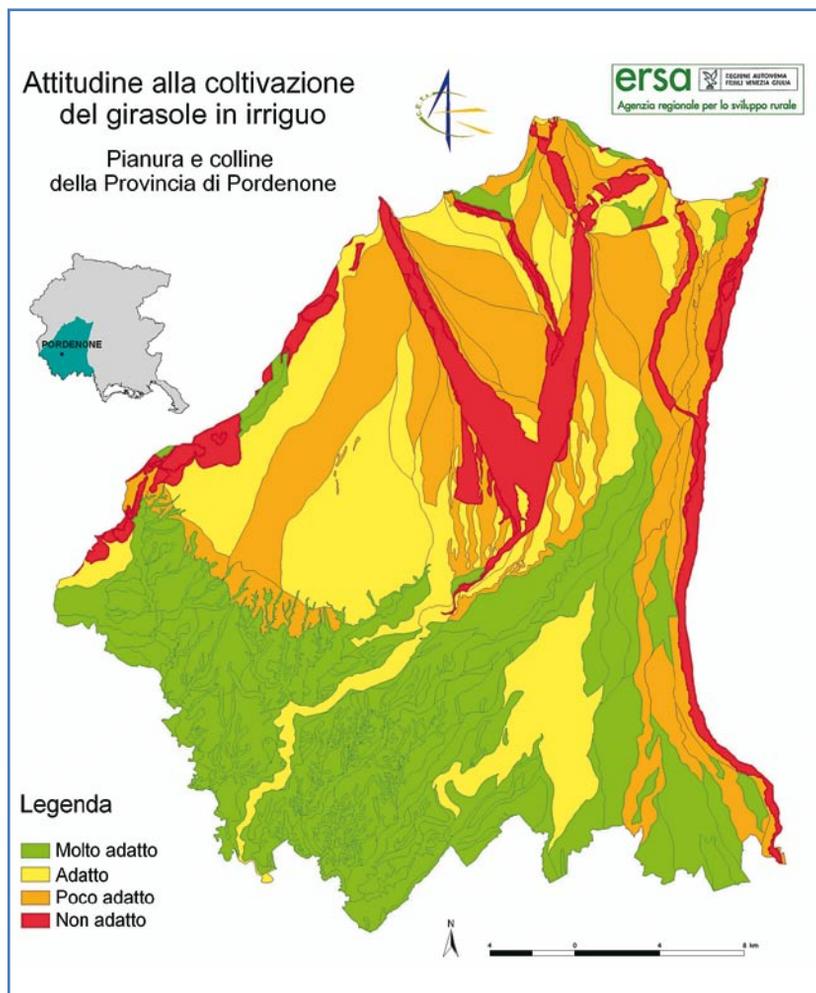


Figura 77 - La vocazione della pianura e delle colline moreniche della provincia di Udine nei confronti della coltivazione del girasole irriguo. Fonte C.E.T.A. ed ERSA FVG - Ufficio suolo

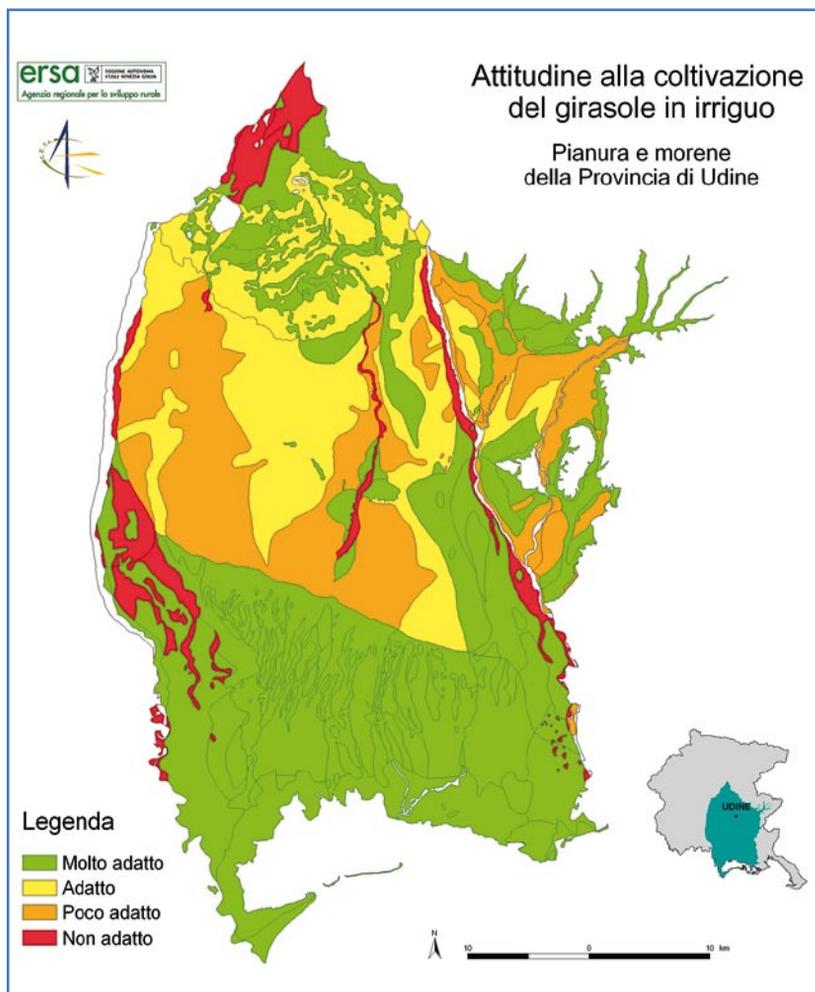


Figura 78 - La vocazione della pianura della provincia di Gorizia nei confronti della coltivazione del girasole irriguo. Fonte C.E.T.A. ed ERSА FVG - Ufficio suolo



Figura 79 - La vocazione della pianura e delle colline della provincia di Pordenone nei confronti della coltivazione del colza. Fonte C.E.T.A. ed ERSa FVG - Ufficio suolo

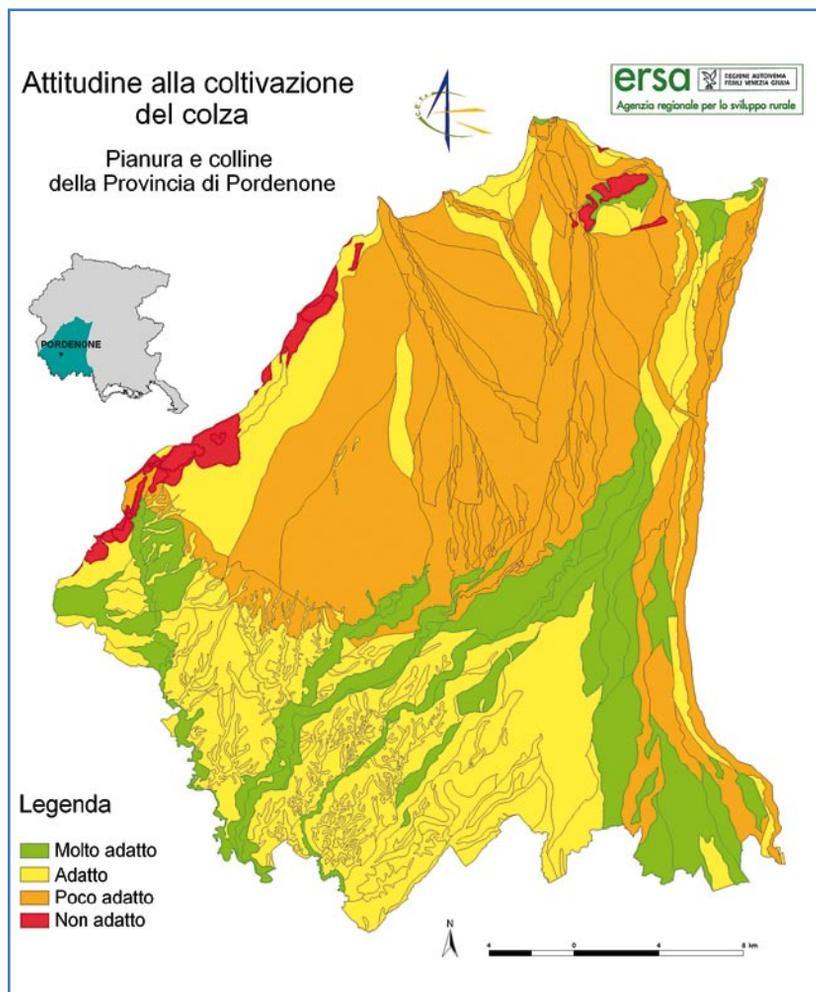


Figura 80 - La vocazione della pianura e delle colline moreniche della provincia di Udine nei confronti della coltivazione del colza. Fonte C.E.T.A. ed ERSA FVG - Ufficio suolo

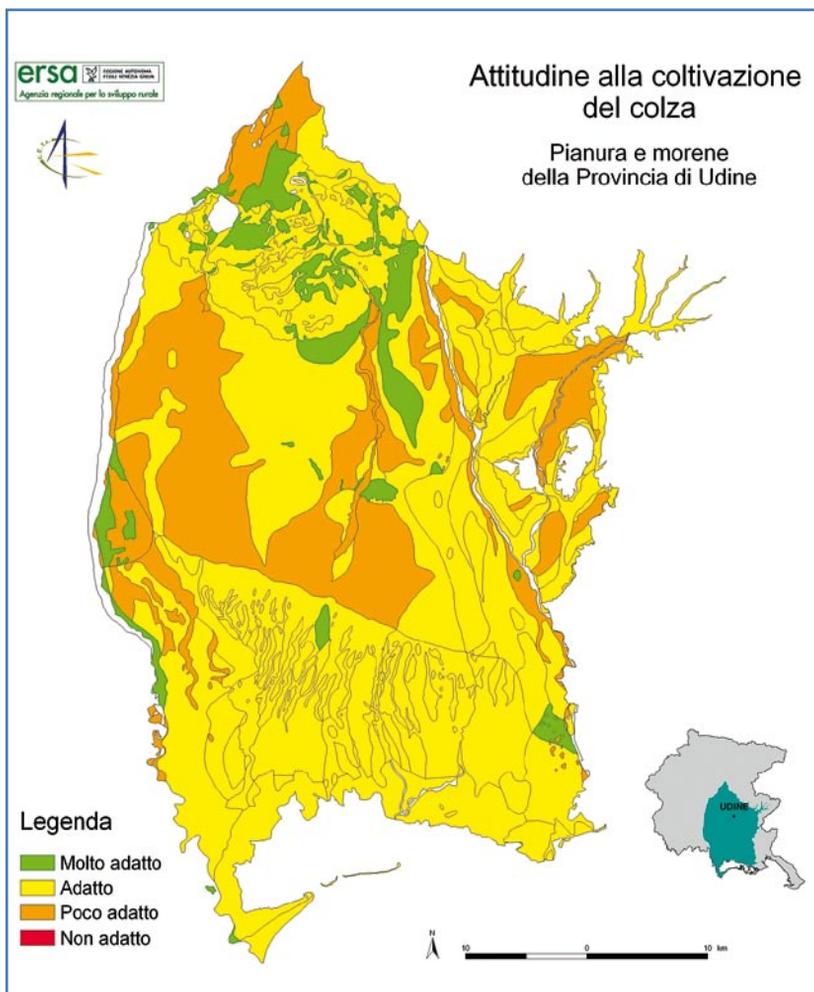
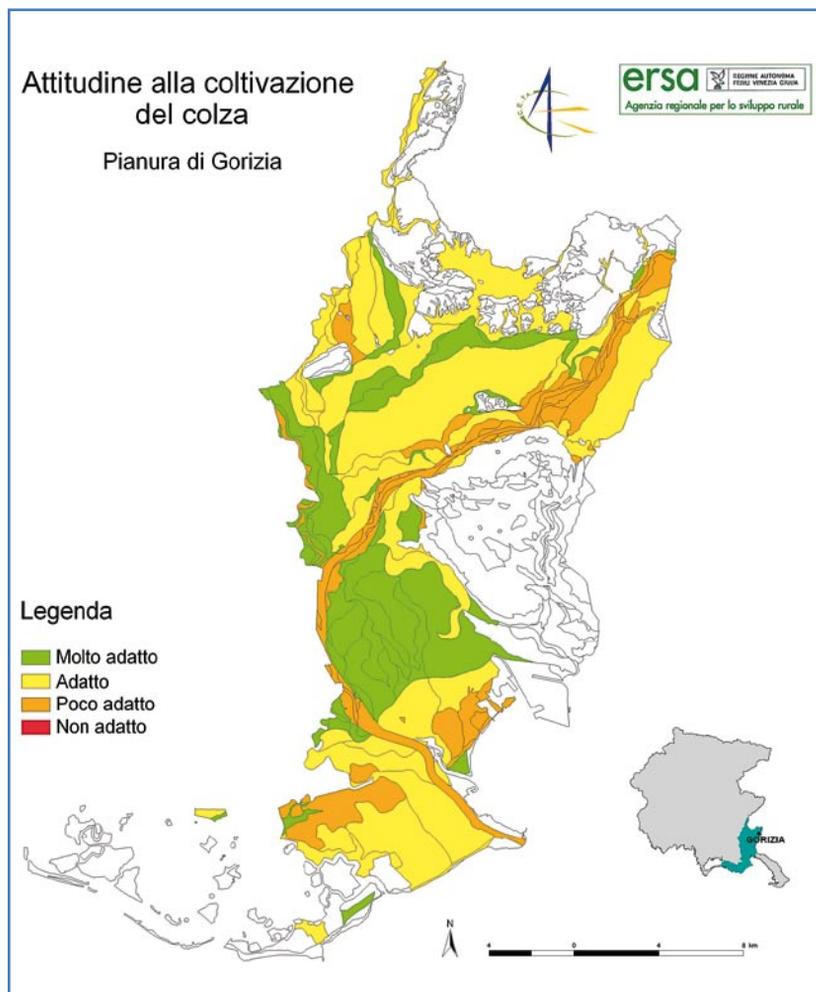


Figura 81 - La vocazione della pianura della provincia di Gorizia nei confronti della coltivazione del colza. Fonte C.E.T.A. ed ERSa FVG - Ufficio suolo



Glossario

A

Acidità degli oli vegetali

È espressa dal numero di acidità, che è un indice della presenza di gruppi acidi (soprattutto acidi grassi). Durante processo di irrancidimento gli oli e i grassi si ossidano e si idrolizzano in acidi grassi liberi e glicerina (o glicerolo), con un aumento del numero di acidità.

Adiabatico

È proprio di un sistema che non può effettuare scambi di materia e di calore con l'esterno.

Ascomiceti

È un gruppo di funghi, che produce spore in un organo denominato asco. Comprende il 75% dei funghi classificati (12.000 specie censite nel 1950), tra cui i lieviti e i tartufi.

B

Basidiomiceti

È un gruppo di funghi, che produce le spore in un organo denominato basidio. Vi appartengono tutti i funghi mangerecci, a eccezione del tartufo.

Brix

È una misura che corrisponde a una parte di sostanza solida (espressa come peso secco), disciolta in 100 parti di liquido. Per esempio una

soluzione zuccherina di 16° Brix, contiene 16 grammi di zucchero in 100 grammi di liquido.

C

Camera di combustione:

Volume che rimane all'interno del cilindro, quando il pistone raggiunge il punto morto superiore.

Catalisi acida

È una reazione chimica condotta in ambiente acido, utilizzando un catalizzatore, ossia un composto che risulta inalterato in qualità e in quantità al termine della reazione stessa, ma che serve per aumentarne la velocità.

COD (Chemical Oxygen Demand, domanda chimica di ossigeno)

È un parametro, che esprime il contenuto di sostanza organica in un'acqua reflua (per esempio nei reflui delle industrie per la lavorazione degli alimenti). Si determina mediante l'ossidazione chimica con un ossidante forte (potassio dicromato) della sostanza organica presente nelle forme disciolta e sospesa.

Cogenerazione (CHP, Combined Heat and Power production)

Produzione combinata, sequenziale o contemporanea, di energia elettrica e termica in un unico sistema integrato.

Convertitore catalitico (o marmitta catalitica)

Dispositivo montato sullo scarico di un motore con lo scopo di abbattere le emissioni inquinanti. Nella versione più diffusa si tratta di un convertitore trivalente, che nei motori a ciclo Otto permette di limitare le emissioni di monossido di carbonio, ossidi di azoto e idrocarburi incombusti.

Coppia

Il momento torcente che l'albero motore può trasmettere al carico.

D

Dismutazione

Si tratta di una particolare reazione di ossidoriduzione, che avviene tra due molecole o due ioni identici.

F

Fasatura (timing)

Definisce il sincronismo fra un particolare evento e la posizione angolare dell'albero motore. Per un motore a ciclo Otto, la fasatura dell'accensione, è il legame tra la posizione angolare dell'albero motore e l'istante, in cui scocca la scintilla. La fasatura della distribuzione serve a determinare il punto d'apertura e di chiusura delle valvole, mentre la fasatura dell'iniezione definisce l'istante di inizio iniezione.

Flash point

Indica la temperatura minima, a cui i vapori di un carburante si accendono in presenza di una fiamma alla pressione atmosferica: elevati valori di *flash point* garantiscono una maggiore sicurezza nelle fasi di stoccaggio, di trasporto e di manipolazione del carburante.

Fluido supercritico

Stato in cui un composto presenta un comportamento intermedio tra quello del gas e quello del liquido. È ottenuto, operando a elevate pressioni e basse temperature, ossia oltrepassando il punto critico del composto. I fluidi supercritici sono generalmente costituiti da anidride carbonica, ossido di azoto, anidride solforosa, propano e butano.

I

Idrolisi:

È la definizione generica attribuita a un insieme di reazioni, in cui una molecola (per esempio amido, cellulosa, emicellulosa) è scissa in composti più semplici (per esempio catene più corte o zuccheri semplici) per effetto di una molecola di acqua.

L

Lunghezza d'onda

È una proprietà di un'onda (per esempio di una radiazione elettromagnetica), che esprime la distanza tra due punti consecutivi posti nelle stesse condizioni (per esempio la distanza tra due massimi).

M

Mappatura

Insieme delle informazioni memorizzate nella centralina elettronica, riguardanti il controllo di un certo parametro di funzionamento in varie situazioni di utilizzo del motore. Per esempio, la mappatura dell'accensione in un motore Otto contiene i valori dell'anticipo in funzione del numero di giri, della posizione dell'acceleratore, della temperatura di funzionamento e di altri eventuali parametri.

Mole (o grammo mole)

È la quantità di sostanza di un sistema, che contiene un numero di entità elementari pari al numero di atomi presenti in 12 grammi carbonio (^{12}C).

N

Numero di cetano

Esprime il comportamento del carburante all'accensione ed è un indice del ritardo tra l'iniezione del combustibile nella camera di combustione e la sua accensione per compressione. Al crescere del valore di questo parametro, aumenta la prontezza del combustibile all'accensione. Per aumentare il numero di cetano si può ricorrere alla miscelazione con appositi additivi (*cetane improver*).

Numero di iodio

Esprime la tendenza del carburante alla formazione di gomme (fosfati, pigmenti, cere) e al conseguente peggioramento della sua qualità: più alto è il numero di iodio, maggiore è la predisposizione alla formazione di gomme.

Numero di ottano

Media tra il valore RON (*Research Octane Number*), calcolato alle condizioni di esercizio a una severità medio-bassa, corrispondente a un veicolo a bassa velocità, e il valore MON (*Motor Octane Number*), quantificato alle condizioni di esercizio a una severità alta, corrispondente a un veicolo a elevata velocità.

P

Potere Calorifico Inferiore (PCI)

Esprime la quantità di calore liberata nel corso della combustione completa di un'unità in peso o in volume di un combustibile. È espresso in MJ/kg o in kcal/kg.

Punto di intorbidamento

Esprime la temperatura, a cui compaiono le prime formazioni solide, dette cere, e indica, dunque, la temperatura più bassa, a cui il carburante può essere pompato nel sistema di alimentazione senza creare problemi.

Punto di scorrimento

Indica la temperatura, a cui le cere impediscono il flusso del carburante, e assume sempre un valore inferiore al punto di intorbidamento.

R

Rapporto di compressione

Rapporto tra il massimo volume del cilindro (pistone al punto morto inferiore) e il minimo suo valore (pistone al punto morto superiore – volume della camera di combustione).

T

Tempo di permanenza idraulico

Esprime il tempo medio trascorso dal substrato nel digestore e deve essere superiore al tempo di raddoppiamento dei batteri, che è funzione delle caratteristiche di biodegradabilità del substrato.

T **Trasformazione isoentropica**

Si tratta di una trasformazione termodinamica a entropia costante (adiabatica e reversibile).

Finito di stampare nel mese di Giugno 2007