

Titolo

**ANALISI ENERGETICO-AMBIENTALE DI UN IMPIANTO A BIOGAS
IN EMILIA ROMAGNA- Parte 1**

Descrittori
Tipologia del documento: Rapporto tecnico

Collocazione contrattuale:
Argomenti trattati: Analisi energetica, Analisi del ciclo di vita

Sommario

Nell'ambito di due progetti ENEA, BiomassVal (MiPAAF) e Pioneers into Practice (Climate KIC, EU), è stata realizzata una analisi LCA di screening della gestione, per scopi energetici, del digestato dell'impianto di biogas situato presso la Cooperativa Agro - Energetica di Correggio. Inoltre è stata realizzata un'analisi energetica dell'impianto di biogas considerando la situazione attuale di gestione del digestato. Questa analisi è un primo passo per la realizzazione di uno studio completo di LCA con lo scopo di valutare se la valorizzazione energetica del digestato solido e dell'energia termica residua dell'impianto di cogenerazione possano portare vantaggi ambientali.

Questo rapporto tecnico costituisce la tesi di laurea triennale in Ingegneria Energetica di Tommaso Gallingani, laureando della Facoltà di Ingegneria dell'Università di Bologna.

Note

Autori: T. Gallingani*, M. Stefanova**, M. Zaghi***, V. Fantin**, A. Zamagni**, P.L. Porta**, A. Morellini***, P. Culzoni***, G. Santi***, C. Chiavetta**, A. Peretto****




* Laureando Scuola di Ingegneria, Università di Bologna

** ENEA


*** CAT-Correggio

**** Dipartimento di Ingegneria Industriale, Università di Bologna

Copia n.
In carico a:

| | | | | | | |
|------|--------------------|------------|-------|---|--|---|
| 2 | | | NOME | | | |
| | | | FIRMA | | | |
| 1 | Revisione Generale | 14/02/2014 | NOME | M. Stefanova | P. Masoni | G. Zanini |
| | | | FIRMA |  |  |  |
| 0 | EMISSIONE | | NOME | M. Stefanova | P. Masoni | G. Zanini |
| | | | FIRMA | | | |
| REV. | DESCRIZIONE | DATA | | REDAZIONE | CONVALIDA | APPROVAZIONE |

| | |
|--|-----------|
| Sintesi..... | 3 |
| Introduzione..... | 4 |
| 1. Il biogas..... | 7 |
| 1.1 Aspetti normativi per gli impianti a biogas..... | 7 |
| 1.1.1 Norma UNI 10458 e aspetti tecnici | 7 |
| 1.1.2 Quadro di incentivazione normativo in Italia | 9 |
| 1.2 Soluzioni impiantistiche per l'utilizzo del biogas | 11 |
| 1.3 Situazione del biogas in Italia..... | 13 |
| 1.4 Situazione del biogas in Europa | 14 |
| 2. Il digestato | 15 |
| 2.1 Caratteristiche chimico-fisiche..... | 16 |
| 2.2 Possibili scenari di utilizzo agronomico ed energetico | 17 |
| 3. L'esperienza della Cooperativa Agroenergetica Territoriale (CAT) | 19 |
| 3.1 Nascita e sviluppo della società..... | 19 |
| 3.2 L'impianto di via Fossa Faiella, Correggio | 20 |
| 3.3 Gestione e conduzione dell'impianto | 22 |
| 3.4 Criticità di gestione e possibili soluzioni innovative | 23 |
| 4. La metodologia LCA..... | 25 |
| 4.1 Il software GaBi 6..... | 27 |
| 5. LCA dell'impianto a biogas..... | 28 |
| 5.1 Definizione dell'obiettivo e campo di applicazione | 29 |
| 5.2 Analisi di inventario | 31 |
| 5.2.1 La fase agricola..... | 32 |
| 5.2.2 Digestione anaerobica dei substrati e produzione del biogas..... | 38 |
| 5.2.3 Produzione di energia elettrica e termica nei cogeneratori..... | 45 |
| 5.2.4 Gestione del digestato..... | 48 |
| 5.2.5 Provenienza dei dati..... | 55 |
| 5.3 Analisi degli impatti dello scenario attuale | 57 |
| 6. Prospettive di efficientamento dell'impianto CAT | 64 |
| 7. Conclusioni | 67 |
| Bibliografia | 69 |


| | | | | | |
|--|---------------------------------|-------------|-----------------|-------------|-----------|
|  Centro Ricerche Bologna | Sigla di identificazione | Rev. | Distrib. | Pag. | di |
| | UTVALAMB – P9VF- 021 | 1 | L | 3 | 70 |

Sintesi

Negli ultimi anni il settore del biogas agro-zootecnico in Italia ha visto una crescita esponenziale dovuta soprattutto agli incentivi economici connessi all'immissione di energia elettrica nella rete di distribuzione nazionale. La vendita dell'energia elettrica al prezzo di mercato non permette di coprire i costi operativi degli impianti a biogas destinati alla produzione di energia elettrica, inoltre, l'energia termica prodotta tramite processi di co-generazione non viene sfruttata al meglio ([23]). La sostenibilità economica dipende quindi dalla valorizzazione e dall'utilizzo di sottoprodotti e scarti agricoli e dall'inserimento degli impianti nel contesto locale al fine di valorizzare al massimo la produzione elettrica e soprattutto quella termica.

Il presente report, che costituisce la tesi di laurea triennale di Tommaso Gallingani sviluppata presso il Laboratorio di LCA ed Eco-progettazione” (Unità Tecnica Modelli, Metodi e Tecnologie per le Valutazioni Ambientali) del centro di ricerche ENEA di Bologna, è un primo passo propedeutico ad uno studio LCA volto a valutare se l'incremento della sostenibilità economica di impianti di biogas porti anche benefici ambientali in termini di impatti sul clima e di riduzione della dipendenza energetica da fonti fossili.

Per svolgere questo studio è stato analizzato un impianto di biogas gestito dalla Cooperativa Agroenergetica di Correggio (CAT-Correggio), già ben inserito nel contesto locale, è completamente indipendente dal mercato di colture energetiche dedicate e ha già individuato diversi approcci per poter incrementare la sua sostenibilità economica. Per citarne alcuni, si può pensare alla continua sperimentazione con feedstock da sottoprodotti agroalimentari proveniente dal territorio locale, e la gestione dinamica e variabile del feedstock in ingresso. ENEA ha già svolto una prima indagine nell'ambito del progetto BiomassVal (MiPAAF) riguardante gli impatti ambientali dell'impianto nel periodo di gestione 2011-2012 ([9]), mentre la cooperativa stessa ed il suo inserimento nel contesto locale è stata analizzata nell'ambito del progetto Pioneers into Practice della Climate KIC (European Institute of Technology). Durante quest'ultimo progetto sono stati

| | | | | | |
|--|---------------------------------|-------------|-----------------|-------------|-----------|
|  Centro Ricerche Bologna | Sigla di identificazione | Rev. | Distrib. | Pag. | di |
| | UTVALAMB – P9VF- 021 | 1 | L | 4 | 70 |

individuati i piani di CAT-Correggio per la valorizzazione dell'energia termica dell'impianto tramite essiccazione del digestato solido. Questo scenario alternativo per la gestione energetica del digestato solido costituisce la base della tesi triennale sopramenzionata.

L'analisi di inventario LCA contenuto in questo documento è un primo passo per la realizzazione di uno studio completo di LCA con lo scopo di valutare se la valorizzazione energetica del digestato solido e dell'energia termica residua dell'impianto di cogenerazione possano portare vantaggi ambientali.

Inoltre, il documento contiene anche un'analisi energetica e ambientale dell'impianto di biogas considerando la situazione attuale di gestione del digestato. Tale analisi è stata svolta con l'aiuto della metodologia LCA, valutando gli impatti sul clima e sulle risorse energetiche fossili.


Durante lo studio sono stati raccolti i dati presso CAT-Correggio, relativi allo scenario alternativo ed è stata completata la raccolta dati riguardanti lo scenario attuale. Per valutare gli impatti ambientali della situazione attuale è stato utilizzato il software GaBi 6.

L'analisi dello scenario attuale di valorizzazione della sola energia elettrica da parte di CAT-Correggio ha permesso di individuare i punti critici del processo e cioè che i contributi più significativi alle emissioni totali di gas climalteranti sono legati alla fornitura del feedstock dell'impianto ed alla gestione del digestato.

Introduzione

Lo sviluppo di nuove tecnologie per la produzione di energia elettrica è stato favorito negli ultimi anni da incentivi economici, da accordi europei e extra europei per la riduzione delle emissioni, e da un diffuso interesse dell'opinione pubblica in materia di fonti energetiche rinnovabili.

Il mercato elettrico ed energetico negli anni ha visto l'affermarsi di diverse fonti alternative ai combustibili fossili: tra queste è necessario annoverare il solare fotovoltaico favorito da interessanti forme di incentivazione; il solare termico per la produzione di calore, installato perlopiù a servizio di unità immobiliari; lo sfruttamento

| | | | | | |
|--|---------------------------------|-------------|-----------------|-------------|-----------|
|  Centro Ricerche Bologna | Sigla di identificazione | Rev. | Distrib. | Pag. | di |
| | UTVALAMB – P9VF- 021 | 1 | L | 5 | 70 |

dell'energia del vento tramite la costruzione di turbine eoliche che ha visto una interessante crescita del numero di installazioni sui crinali appenninici e nelle zone del sud Italia; le biomasse, sia il settore della digestione anaerobica per la produzione di biogas, sia quello della combustione per la produzione di calore.

Quest'ultimo ha avuto negli ultimi anni una crescita esponenziale sostenuta da un lato dalla rilevante incentivazione economica e dall'altro dalle potenzialità intrinseche in termini di gestione, applicazione e possibilità di utilizzo molto ampie.

All'interno del segmento delle biomasse, è necessario evidenziare l'importanza che rivestono le tecnologie per la digestione di biomasse vegetali da colture dedicate o residui industriali atte alla produzione di biogas.

Lo sviluppo in Italia degli impianti di digestione anaerobica ha favorito la nascita di centri industriali dedicati alle tecnologie per il biogas, ma ha in particolare dato una valida alternativa alle piccole e medie aziende agricole italiane per l'inserimento di coltivazioni di prodotti agroenergetici.


Questo ha favorito lo sviluppo di nuovi interessi nell'ambito agricolo, nel rispetto di un corretto equilibrio tra le colture tradizionali e quelle agroenergetiche.

Le tecnologie legate alla produzione di biogas hanno avuto una importante crescita fino alla fine del 2012 grazie alla tariffa omnicomprensiva di 0,28 €/kWh. Nonostante la diminuzione degli incentivi dal 1 gennaio 2013, la crescita nei primi sei mesi del 2013 è stata comunque importante e non trascurabile.

Al fine di compiere un attento studio riguardo la sostenibilità energetico-ambientale di un impianto per la produzione di energia elettrica da biogas, è necessario analizzare correttamente ogni singolo processo: vi è infatti una certa complessità, in quanto la variabilità della produzione è legata strettamente ai substrati alimentati all'impianto, alle condizioni chimico-fisiche di digestione e alle modalità di gestione e controllo messe in atto.

Lo sviluppo di questa analisi energetico-ambientale è nato dalla necessità di comprendere la effettiva sostenibilità e il valore aggiunto della produzione di energia elettrica da biogas.

La modellazione e le analisi sono state eseguite sui dati e sulla tipologia impiantistica dell'azienda cooperativata CAT Correggio, con sede a Correggio (RE).

| | | | | | |
|--|---------------------------------|-------------|-----------------|-------------|-----------|
|  Centro Ricerche Bologna | Sigla di identificazione | Rev. | Distrib. | Pag. | di |
| | UTVALAMB – P9VF- 021 | 1 | L | 6 | 70 |

È necessario fin da ora precisare che l'analisi non ha un carattere valido per tutti gli impianti di digestione anaerobica, in quanto numerosi parametri hanno un peso significativamente rilevante nei risultati ottenuti. Tuttavia, si è cercato di costruire e modellare un processo versatile e parametrizzato: questo sarà un punto di partenza interessante per analisi future di scenari differenti.

Lo studio sviluppato in questo report si inserisce nell'ambito di due progetti di collaborazione a cui partecipano CAT Correggio e ENEA: il progetto BiomassVal, finanziato dal Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali, al quale ho avuto l'opportunità di collaborare; il progetto PiP(Pioneers into Practise) di Climate-Kic (<http://www.aster.it/tiki-index.php?page=Pioneers>) da cui trae origine l'analisi LCA comparativa considerata in questo documento.

Il resto del report è articolato in sei parti principali volte ad inquadrare in modo generale e ad analizzare il processo specifico di CAT.

La prima parte introduce l'argomento del biogas, sottolineandone gli aspetti normativi e di incentivo, le tipologie impiantistiche adottate e lo sviluppo sul territorio italiano ed europeo.


Una seconda parte tratta l'importanza e le potenzialità del digestato, prodotto della digestione anaerobica ricco di elementi nutrienti, idoneo in parziale sostituzione della fertilizzazione chimica dei terreni.

La terza parte analizza l'azienda CAT e descrive dettagliatamente l'impianto per la digestione anaerobica di proprietà della Cooperativa, sito in via Fossa Faiella 6/a a Correggio(RE).

Una quarta parte riassume la metodologia LCA alla quale ci si è riferiti nella modellazione del processo.

La quinta parte tratta l'analisi LCA dell'impianto prendendo in considerazione due diversi scenari che riguardo un diverso utilizzo del digestato solido e della energia termica prodotta dai cogeneratori.

Una sesta parte analizza le potenzialità di efficientamento energetico dell'impianto: sono state valutate le criticità attuali e su queste sono stati ipotizzati scenari innovativi per migliore gestione di alcuni residui agricoli del territorio.

| | | | | | |
|--|---------------------------------|-------------|-----------------|-------------|-----------|
|  Centro Ricerche Bologna | Sigla di identificazione | Rev. | Distrib. | Pag. | di |
| | UTVALAMB – P9VF- 021 | 1 | L | 7 | 70 |

Infine, l'ultimo capitolo è dedicato alle conclusioni: analisi di punti di forza e punti deboli del processo di digestione anaerobica. Sono poi indicati limiti e pregi dello studio svolto, che indicano la strada futura per il miglioramento del processo dal punto di vista energetico-ambientale.

1. Il biogas

1.1 Aspetti normativi per gli impianti a biogas

1.1.1 Norma UNI 10458 e aspetti tecnici

La normativa UNI 10458 definisce il biogas come una miscela di gas derivata dalla fermentazione anaerobica di residui organici provenienti da rifiuti, vegetali, scarti della lavorazione dell'agroindustria, reflui zootecnici o fanghi di depurazione. La norma si applica a tutti quei processi di digestione anaerobica atti a stabilizzare l'influenza e alla contemporanea produzione di biogas.


La norma afferma che la miscela che descrive il biogas è caratterizzata da un quantitativo di metano superiore al 50% e che varia fino al 75-80%: la percentuale rimanente è composta per la maggior parte da anidride carbonica e in piccole parti da altri gas quali idrogeno, ossigeno, acido solfidrico, mercaptani, ammoniaca e acqua. Il quantitativo di metano presente dipende dal substrato utilizzato per la digestione e dai parametri di digestione chimico-fisici all'interno del digestore.

Il processo, che avviene in assenza di ossigeno, trasforma il carbonio contenuto nei substrati in metano e anidride carbonica, mantenendo intatto il contenuto di altri elementi chimici nel refluo in uscita dall'impianto.

La norma definisce influente il substrato vegetale alimentato all'impianto mentre digestato il refluo stabilizzato in uscita dall'impianto.

Inoltre vengono definiti una serie di parametri importanti per la classificazione degli impianti di digestione anaerobica:

- **Potenza elettrica nominale:** è la potenza elettrica installata all'interno dell'impianto per quanto concerne la produzione di energia elettrica;

| | | | | | |
|--|---------------------------------|-------------|-----------------|-------------|-----------|
|  Centro Ricerche Bologna | Sigla di identificazione | Rev. | Distrib. | Pag. | di |
| | UTVALAMB – P9VF- 021 | 1 | L | 8 | 70 |

- Potenza termica nominale: è la potenza termica installata all'interno dell'impianto che consente il raffreddamento delle unità di produzione elettrica, nell'ottica di valorizzare il calore proveniente dalla cogenerazione;
- Produzione elettrica netta: è la produzione elettrica lorda depurata di tutti gli autoconsumi elettrici all'interno dell'impianto dedicati al processo di digestione anaerobica;
- Produzione lorda specifica di biogas: è la produzione di biogas normalizzata alla sostanza organica alimentata all'impianto di digestione: questo parametro permette un corretto confronto tra soluzioni impiantistiche differenti.

Gli impianti per la digestione anaerobica vengono divisi in vari gruppi: sistemi discontinui, sistemi continui P.F.R. (plug flow), sistemi continui C.S.T.R., sistemi a laguna e altri sistemi.


La norma descrive poi una serie di caratteristiche costruttive atte a garantire la sicurezza dell'impianto.

A seconda della temperatura di processo, si differenziano due tipologie digestive:

- la digestione in termofilia, prevede un processo guidato dai batteri termofili a temperature intorno ai 50-55°C;
- la digestione in mesofilia, prevede la presenza di batteri mesofili che lavorano a temperature che variano dai 35°C ai 40°C.

I differenti utilizzi del biogas prevedono nella maggior parte dei casi la combustione in cogeneratori (CHP) per la produzione di energia elettrica e di energia termica. Tuttavia il biogas può essere avviato anche a trattamenti di purificazione e upgrading per la separazione dell'anidride carbonica e degli eventuali gas indesiderati dalla componente di metano: a questo punto vi è la possibilità di usare il metano prodotto per autotrazione tramite la distribuzione ai rivenditori locali oppure immettere il metano nella rete gas nazionale, procedendo prima a trattamenti di odorizzazione e aggiunta di determinate quantità di componenti volti ad uniformare il potere calorifico del gas presente in rete.

Per quanto concerne lo sviluppo del biometano in Italia, si sta attendendo una normativa adeguata che incentivi correttamente il comparto e permetta uno sviluppo significativo del settore.

| | | | | | |
|--|---------------------------------|-------------|-----------------|-------------|-----------|
|  Centro Ricerche Bologna | Sigla di identificazione | Rev. | Distrib. | Pag. | di |
| | UTVALAMB – P9VF- 021 | 1 | L | 9 | 70 |

1.1.2 Quadro di incentivazione normativo in Italia

Con il Decreto Legislativo n. 79 del 16 marzo 1999, meglio noto come Decreto Bersani, che recepisce la Direttiva europea emanata dal Consiglio europeo il 19 dicembre 1996, l'Italia viene dotata di un potente strumento per l'incentivazione delle energie da fonte rinnovabile, atto a favorire lo sviluppo delle tecnologie verdi per il rispetto degli impegni europei ed extra europei per la riduzione delle emissioni di CO₂.


Il Decreto Bersani introduce lo strumento dei "Certificati Verdi" (C.V.) che attestano la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili: a fronte dell'obbligo di immissione in rete da parte di alcuni soggetti di energia da fonti rinnovabili, ne esistono altri a cui viene attestata l'effettiva immissione in rete di energia verde tramite il conferimento di un Certificato Verde.

I soggetti possono perciò scambiarsi i Certificati Verdi, che hanno un costo per chi li acquista e un guadagno per chi li vende, costituendo un vero e proprio meccanismo di incentivazione. Il valore dei Certificati Verdi viene stabilito in un mercato apposito istituito dal Gestore del Mercato Elettrico(GSE): il mercato è pubblico e quindi sono del tutto pubblici i prezzi dei Certificati Verdi.

Vi è inoltre la possibilità di scambio di Certificati Verdi tramite contratti bilaterali, che (dal 2010) è necessario siano pubblici e registrati.

La Finanziaria 2008 prevede la differenziazione dell'incentivazione per due categorie di impianti per la produzione di energia elettrica: per impianti di piccola taglia(<1MW_e) vi è la possibilità di scegliere tra l'accesso ad una incentivazione legata ai Certificati Verdi oppure ad una incentivazione tramite tariffa fissa omnicomprensiva valida per 15 anni; per impianti di grossa taglia(>1MW_e) invece rimane l'unica soluzione dell'incentivazione tramite Certificati Verdi.

Per quanto concerne gli impianti di piccola taglia, la potenzialità della tariffa omnicomprensiva sta nella certezza della remunerazione fissa per 15 anni e nello svincolo dal mercato dei Certificati Verdi: è necessario specificare tuttavia che la tariffa omnicomprensiva è concessa sulla base della energia elettrica immessa in rete, mentre per quanto riguarda i Certificati Verdi questi sono concessi sulla base

| | | | | | |
|--|---------------------------------|-------------|-----------------|-------------|-----------|
|  Centro Ricerche Bologna | Sigla di identificazione | Rev. | Distrib. | Pag. | di |
| | UTVALAMB – P9VF- 021 | 1 | L | 10 | 70 |

della produzione di energia elettrica, indipendentemente dall'utilizzo finale (immissione in rete o autoconsumo).

La tariffa fissa varia in base alla fonte di energia rinnovabile utilizzata: per quanto riguarda gli impianti a biogas, biomasse e oli vegetali puri l'incentivazione fino al 31 dicembre 2012 corrispondeva a 280 € per ogni MWh immesso in rete. La modulazione della tariffa fissa è basata sull'investimento iniziale che il produttore deve sostenere per produrre energia elettrica dalla fonte rinnovabile specifica.

Il mercato dei Certificati Verdi però non interessa il mondo della digestione anaerobica in quanto le taglie degli impianti sono quasi tutte inferiori a 1 MWh_e.

Il D.M. del 6 luglio 2012, prevede una variazione nella tipologia della incentivazione a favore degli impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile.

Gli incentivi sono rivolti a tutti quegli impianti entrati in funzione dopo il 31 dicembre 2012, con potenza maggiore di 1 kW e potenza di soglia di 5 MW. Il decreto specifica che l'incentivazione degli impianti a biogas e biomassa è determinata sulla base della tipologia di prodotto alimentata all'impianto, distinguendo tra prodotti di origine biologica, sottoprodotti di origine biologica, rifiuti in cui è presente una frazione degradabile.

Il testo prevede un'incentivazione massima per un impianto alimentato con sottoprodotti di origine biologica: tuttavia vi è la possibilità di alimentare anche il 30% di prodotti di origine biologica, senza rinunciare alla incentivazione massima. La norma prevede anche il conferimento di un premio di incentivo se l'impianto è dotato di sistemi di cogenerazione ad alto rendimento.

Un altro premio di 30 €/MWh viene garantito a impianti a biogas in cogenerazione in cui siano presenti strumenti di captazione per il recupero dell'azoto dagli effluenti con la finalità di produrre fertilizzanti.

Le potenze complessive installabili per gli impianti a biogas e biomasse per il triennio 2013-2015 prevedono 170 MW per il 2013 e 160 MW per il biennio 2014-2015.

La Tabella 1 riassume l'incentivazione prevista dal Decreto per gli impianti a biogas entranti in funzione dopo il 31 dicembre 2012.

Tabella 1 Incentivi previsti dal D.M. 6 luglio 2012 per impianti a biogas

| | | | | |
|--------|---|-------------|----|-----|
| Biogas | a) prodotti di origine biologica | 1<P≤300 | 20 | 180 |
| | | 300<P≤600 | 20 | 160 |
| | | 600<P≤1000 | 20 | 140 |
| | | 1000<P≤5000 | 20 | 104 |
| | | P>5000 | 20 | 91 |
| | b) sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1 –A; d) rifiuti non provenienti da raccolta differenziata diversi da quelli di cui alla lettera c) | 1<P≤300 | 20 | 236 |
| | | 300<P≤600 | 20 | 206 |
| | | 600<P≤1000 | 20 | 178 |
| | | 1000<P≤5000 | 20 | 125 |
| | | P>5000 | 20 | 101 |
| | c) rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è determinata forfaitariamente con le modalità di cui all'Allegato 2 | 1<P≤1000 | 20 | 216 |
| | | 1000<P≤5000 | 20 | 109 |
| | | P>5000 | 20 | 85 |

Fonte: D.M. 6 luglio 2012


Come si può facilmente notare l'incentivazione maggiore va a premiare gli impianti di piccole dimensioni alimentati con sottoprodotti di origine biologica. L'incentivo più interessante di questo gruppo prevede installazione di impianti con potenze comprese tra 1 kW e 300 kW. La differenza con la tipologia di incentivo che è stata garantita agli impianti precedenti è di 44 €/MWh. Nonostante ciò, come sottolineato precedentemente, il Decreto premia gli impianti virtuosi in cui vi siano particolari accorgimenti tecnici per la valorizzazione del calore prodotto dalla cogenerazione e il recupero dell'azoto presente nel digestato.

1.2 Soluzioni impiantistiche per l'utilizzo del biogas

Un impianto di digestione anaerobica è costituito da una serie di processi volti alla produzione di energia elettrica e termica da biogas: in tutte le soluzioni impiantistiche è possibile rilevare la presenza di unità fondamentali per il corretto funzionamento dell'impianto.

All'interno dell'area dell'impianto si possono perciò riconoscere aree dedicate allo stoccaggio dei substrati in ingresso con la separazione tra gli influenti solidi e quelli liquidi. Vi sono poi zone preposte al carico dei substrati solidi che alimentano i fermentatori la cui disposizione può essere in parallelo o in serie: la tipologia di disposizione permette rispettivamente di aumentare il carico organico volumetrico o di elevare il tempo di ritenzione(HRT).

Per gli impianti che trattano reflui zootecnici, i tempi di ritenzione si aggirano intorno ai 25-40 giorni con carichi organici di circa 2kgSV/m³ al giorno.

| | | | | | |
|--|---------------------------------|-------------|-----------------|-------------|-----------|
|  Centro Ricerche Bologna | Sigla di identificazione | Rev. | Distrib. | Pag. | di |
| | UTVALAMB – P9VF- 021 | 1 | L | 12 | 70 |

Gli impianti alimentati con colture energetiche invece prevedono tempi di ritenzione che possono raggiungere i 100 giorni e carichi di sostanza organica intorno che variano dai 3 ai 5 kgSV/m³ al giorno.

Le differenti soluzioni impiantistiche prevedono criteri atti a provvedere una corretta classificazione dei digestori. Tra questi possiamo riconoscere

- Tipologia del regime idraulico, suddividendo i processi batch da quelli operanti in continuo (plug-flow, completamente miscelati, ad altro carico);
- Contenuto di solidi, differenziando i processi a secco dai processi a umido;
- Numero di stadi di digestione;
- Temperatura di digestione, differenziando i processi in mesofilia (35-40°C) dai processi in termofilia (50-55°C).

Nei successivi capitoli verrà descritta la tipologia di digestore presente presso l'impianto di CAT Correggio.


L'impianto presenta un digestore operante in regime idraulico continuo. L'ambiente di digestione è umido e vanta due successivi stadi di fermentazione. La fermentazione avviene in regime di mesofilia.

Il digestore è costituito da una vasca in cemento armato ricoperta all'interno da pannelli radianti per il mantenimento delle corrette temperature di processo. La copertura prevede due teli in PVC, atti a contenere il biogas prodotto dalla fermentazione e a garantire la corretta separazione tra l'interno della vasca e l'ambiente esterno.

La presenza di miscelatori interni garantisce un corretto equilibrio tra il substrato in digestione e la sostanza alimentata in continuo dagli alimentatori esterni.

Le condotte per garantire il passaggio del gas sono poste nella parte alta dei fermentatori, mentre la presenza di troppo pieni garantisce il transito del prodotto della fermentazione primaria diretto agli stadi successivi di fermentazione.

Un rete desolforante posta al di sopra del pelo libero della vasca garantisce una prima desolforazione del biogas ad opera di colonie di batteri presenti sulla rete stessa. La presenza di vasche in serie garantisce la possibilità di sfruttare meglio il potenziale metanigeno dei substrati alimentati al digestore.

| | | | | | |
|--|---------------------------------|-------------|-----------------|-------------|-----------|
|  Centro Ricerche Bologna | Sigla di identificazione | Rev. | Distrib. | Pag. | di |
| | UTVALAMB – P9VF- 021 | 1 | L | 13 | 70 |

1.3 Situazione del biogas in Italia

La situazione dello sviluppo del biogas in Italia è monitorata con attenzione, oltre che dagli organismi pubblici preposti, anche dal C.R.P.A. di Reggio Emilia. Il censimento ([8]), che viene svolto ogni anno, mette in mostra in maniera evidente lo sviluppo esponenziale del numero degli impianti per la digestione anaerobica negli ultimi anni e il loro peso importante nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Dal censimento 2011 in cui si contavano in Italia 521 impianti per la produzione di biogas, si è passati agli attuali 994 (dicembre 2012), con un aumento della potenza elettrica installata da 350 MW a 756 MW.


Un dato di fondamentale importanza per una corretta analisi del settore è l'età media degli impianti esistenti: il 46,9% ha una età compresa tra 1 e 5 anni, l'8,6% ha una età tra i 6 e i 15 anni e solo il 3,6% ha una età maggiore di 15 anni. Il restante 35,5% tiene conto degli impianti installati con età minore di 1 anno.

L'alimentazione degli impianti installati è direttamente collegata alla taglia dell'impianto: per impianti con potenza intorno a 1 MW_e è necessario alimentare l'impianto con colture energetiche. Tuttavia vi è la possibilità di introdurre sottoprodotti o effluenti zootecnici, tenendo in considerazione i limiti dell'impianto di cui si dispone al fine di non danneggiare la strumentazione di controllo e inibire i processi di digestione.

Il 17% degli impianti installati prevede una alimentazione con solo effluenti zootecnici, mentre il 12% affianca a questi anche sottoprodotti agroindustriali e colture energetiche. La maggior parte degli impianti (44%) censiti dal C.R.P.A. prevede una alimentazione composta da effluenti zootecnici e colture energetiche dedicate.

Il bilancio elettrico nazionale del 2011, pubblicato dal GSE nel 2012, evidenzia che la produzione di energia elettrica da biogas, considerando gli impianti funzionanti per 8.000 ore all'anno e con un autoconsumo medio del 10%, si attesta a circa 5,5 TWh, cioè al 1,65% della energia elettrica richiesta in rete per l'anno 2011.

Il forte sviluppo nel campo della digestione anaerobica è stato reso possibile negli ultimi anni dalla presenza di una incentivazione favorevole e dalla crescita di

| | | | | | |
|--|---------------------------------|-------------|-----------------|-------------|-----------|
|  Centro Ricerche Bologna | Sigla di identificazione | Rev. | Distrib. | Pag. | di |
| | UTVALAMB – P9VF- 021 | 1 | L | 14 | 70 |

conoscenze, capacità progettuali e gestionali nel campo agroenergetico. Il comparto ha contribuito anche in maniera significativa alla riqualificazione del settore agricolo, che ha visto riconosciuto un importante valore aggiunto alla agricoltura tradizionale. Le prospettive di sviluppo per il 2013 continuano a essere di crescita, nonostante le perplessità avanzate sui nuovi meccanismi di incentivazione. L'asta per l'iscrizione ai registri, prevista dal D.M. 6 luglio 2012, ha visto l'assegnazione di tutti i 170 MW previsti per il comparto nel 2013.

1.4 Situazione del biogas in Europa

Lo sviluppo della digestione anaerobica in Europa è cominciato dal recupero dei fanghi di supero e si è poi diffuso nell'ambito dei sottoprodotti e delle colture dedicate. I paesi che riscontrano una maggiore presenza di impianti per la digestione anaerobica sono la Germania, la Danimarca, l'Austria e la Svezia ([15]).


Di particolare rilievo è la situazione tedesca in cui si prospetta a fine 2013 di raggiungere i 7.874 impianti di digestione anaerobica operativa di cui 80 dedicati al biometano. La potenza complessivamente installata in Germania sfiora i 3.364 MW.

A novembre 2012 nello stato tedesco si contavano 107 impianti di upgrading del biogas a biometano, per una capacità di 67.000 m³/h di biometano prodotto.

La situazione in Austria a fine 2008 contava un totale di 586 impianti di digestione anaerobica, di cui 350 alimentati a colture energetiche e 134 a reflui zootecnici. La tariffa omnicomprensiva austriaca, entrata in vigore dal 2013, prevede una incentivazione maggiore per gli impianti con potenza elettrica inferiore a 250 kWh_e pari a 195 €/MWh con un utilizzo di almeno il 30% di reflui zootecnici. Per potenze maggiori l'incentivo scende fino ad arrivare a 129,3 €/MWh per impianti con potenza maggiore di 750 kWh_e.

La politica energetica austriaca punta a raggiungere entro il 2015 un incremento di 100 MW_e da biomasse e a incentivare in maniera attenta la filiera del biometano per ridurre del 10% il consumo di gas naturale.

In Svezia a fine 2011 erano attivi 233 impianti per la digestione anaerobica con una produzione di 1473 GWh annui. Degli impianti attivi, il 58% è alimentato con reflui zootecnici e il 9% produce biogas da discarica. Solo 19 impianti utilizzano colture

| | | | | | |
|--|---------------------------------|-------------|-----------------|-------------|-----------|
|  Centro Ricerche Bologna | Sigla di identificazione | Rev. | Distrib. | Pag. | di |
| | UTVALAMB – P9VF- 021 | 1 | L | 15 | 70 |

agroenergetiche dedicate. Dal 2012 sono attivi più di 50 impianti di upgrading per il biometano. La filiera del biometano in Svezia è stata sviluppata in maniera massiccia con la costruzione di 138 stazioni pubbliche e 57 private di rifornimento per il biometano. Una serie di incentivazioni particolari e l'esclusione di carbon tax sul biogas ha contribuito a uno sviluppo molto interessante dal punto di vista qualitativo del settore nello stato svedese.

La situazione in Svizzera mostra invece una interessante tipologia di incentivazione massima per potenze inferiori ai 50 kW che prevede una tariffa base e bonus per l'utilizzo del calore e di sottoprodotti agricoli. Lo sviluppo del biometano prevede l'immissione in rete di 300 GWh di biometano in 6 anni.

Come dimostrano le varie esperienze in ambito europeo, il settore del biogas è in rapida crescita. Negli ultimi anni l'aumento del numero di impianti per la digestione anaerobica ha favorito importanti progetti per l'utilizzo del biometano. L'esempio svedese è il punto di partenza per lo studio di meccanismi di incentivazione e di promozione del biometano: una corretta gestione del rifiuto zootecnico o agroindustriale e il suo utilizzo per la produzione di metano da biogas consente alla Svezia di essere un punto di riferimento interessante per tutta l'Europa.

2. Il digestato

Il digestato è il prodotto secondario della fermentazione anaerobica di matrici vegetali. La frazione talquale, asportata quotidianamente dagli impianti attraverso i fermentatori, costituisce un materiale importante che richiede un attento controllo nella gestione dell'impianto. La possibile separazione, che si può attuare dopo l'asportazione dai fermentatori, consente di ridurre la quantità di liquido da stoccare consentendo la conservazione della frazione solida direttamente su platea. La frazione liquida invece deve essere raccolta in apposite vasche, aperte o coperte a seconda della tipologia di impianto, che devono poter provvedere a un sufficiente volume di stoccaggio per l'impianto.

La gestione di entrambe le frazioni del digestato deve essere fatta con estrema attenzione per non rischiare di disperdere sostanze pericolose in ambiente.

Tuttavia, alcuni studi e l'esperienza agricola hanno dimostrato la possibilità di utilizzare entrambe le frazioni del digestato in entrambe le sue frazioni come ammendante da applicare alla colture dedicate all'impianto di digestione. In questo modo vi è la possibilità di evitare l'utilizzo di fertilizzanti chimici e di valorizzare il residuo della digestione.

2.1 Caratteristiche chimico-fisiche


Durante il processo di digestione anaerobica si assiste alla trasformazione di parte dell'azoto organico in azoto ammoniacale. Il contenuto in azoto ammoniacale del digestato dipende dalla biomassa alimentata all'impianto. All'interno del digestato si possono trovare anche altri nutrienti tra cui è importante segnalare il fosforo e il potassio. Come mostra la Tabella 2 ([4]), il tenore di azoto ammoniacale è elevato per impianti di digestione che sono alimentanti a liquame suino o bovino.

Tabella 2 Caratteristiche chimico-fisiche di varie tipologie di digestato

| Matrici alimentate | Sostanza secca (%) | Sostanza organica (%s.s.) | Azoto totale (kg/t) | Azoto ammoniacale (% N totale) | Fosforo (kg P ₂ O ₅ /t) | Potassio (kg K ₂ O/t) |
|---|--------------------|---------------------------|---------------------|--------------------------------|---|----------------------------------|
| Liquame suino | 2-4 | 40-60 | 2-5 | 70-85 | 0,5-4 | 1,5-5 |
| Liquame bovino o liquame bovino più colture energetiche | 4-8 | 65-80 | 2,5-4,5 | 40-65 | 1-2,2 | 2,5-6 |
| Colture energetiche più sottoprodotti industriali | 5-10 | 65-80 | 3,5-7 | 30-65 | 1-2 | 3-8 |
| CAT | 6,9 | 72,9 | 4,4 | 59,3 | n.d. | n.d. |

Fonte: Pubblicazione CRPA e analisi digestati CAT

La pratica della separazione nelle due frazioni è diffusa in molti impianti: questo garantisce la possibilità di stoccare e gestire le due componenti in maniera più efficiente. La frazione liquida inoltre può essere utilizzata anche come ricircolo nei digestori: questa tecnica garantisce l'assenza di croste superficiali all'interno dei fermentatori e un significativo apporto di liquido per ridurre il quantitativo di sostanza secca al fine di migliorare la miscelazione.

| | | | | | |
|--|---------------------------------|-------------|-----------------|-------------|-----------|
|  Centro Ricerche Bologna | Sigla di identificazione | Rev. | Distrib. | Pag. | di |
| | UTVALAMB – P9VF- 021 | 1 | L | 17 | 70 |

La frazione solida possiede un alto contenuto organico ed è ricca di azoto in forma organica, presentando un rapporto tra i quantitativi di azoto e fosforo a favore di quest'ultimo.

La frazione liquida invece presenta un alto contenuto di azoto ammoniacale che varia tra i 2 ‰ e il 7 ‰. Dalle analisi svolte sulle due frazioni del digestato dell'impianto CAT, si sono evidenziate le seguenti quantità di azoto totale: il contenuto di azoto totale nel digestato solido e liquido sono rispettivamente l'1,3% e lo 0,36% ([4]).

2.2 Possibili scenari di utilizzo agronomico ed energetico

Come dimostrano le analisi svolte (Tabella 2), il digestato si rivela un ottimo fertilizzante sia per il significativo contenuto di elementi nutrienti sia per l'apporto di sostanza organica non trascurabile.

Le modalità di somministrazione sono diverse per tipologia di coltura e tempistica di distribuzione. La distribuzione della parte solida avviene solitamente tramite carri utilizzati per lo spandimento del letame.

Diversamente, la frazione liquida può essere distribuita tramite botti per il liquame, con l'utilizzo della fertirrigazione o con macchinari costruiti appositamente per l'interramento del digestato.


Il Regolamento regionale della regione Emilia-Romagna, emanato il 28 ottobre 2011, prevede l'utilizzo del digestato come ammendante agronomico.

All'interno del regolamento vengono definite classi di efficienza della fertilizzazione azotata, a secondo della coltura presa in esame e dalle modalità di somministrazione.

Tutto ciò è finalizzato a fornire agli agricoltori uno strumento preciso per il rispetto della Direttiva Nitrati, che prevede un limite massimo per la distribuzione di unità azotate su terreni per l'agricoltura.

L'utilizzo della frazione solida come ammendante appare di scarso interesse per CAT, in quanto comporta problematiche relative al trasporto e allo spandimento.

All'interno dello studio, si è ipotizzato di essiccare la parte solida del digestato proveniente dall'impianto di biogas per ridurre l'umidità e avviare il prodotto, a basso

| | | | | | |
|--|---------------------------------|-------------|-----------------|-------------|-----------|
|  Centro Ricerche Bologna | Sigla di identificazione | Rev. | Distrib. | Pag. | di |
| | UTVALAMB – P9VF- 021 | 1 | L | 18 | 70 |

contenuto di acqua, alla pellettizzazione in vista di un successivo utilizzo come combustibile solido.


Questa operazione garantirebbe l'utilizzo della quota parte di energia termica prodotta dai cogeneratori che precedentemente era dissipata e inoltre aumenterebbe l'indipendenza energetica della Cooperativa. Lo scenario richiederebbe la costruzione di un capannone idoneo atto a contenere l'essiccatore e il pellettizzatore e garantire un adeguato stoccaggio del digestato in forma di pellets.

La pubblicazione di Kratzeisen et al. ([19]) dimostra la possibilità di avviare a combustione il digestato in forma di pellets: i risultati dello studio mostrano che il digestato possiede un PCI tra 15,0 MJ/kg e 15,8 MJ/kg di poco inferiore alla biomassa legnosa (17-20 MJ/kg).

I fattori di emissioni segnalati dallo studio sono abbastanza significativi: la concentrazione delle polveri si attesta dai 100 mg/Nm³ ai 106 mg/Nm³ contro i 45 mg/Nm³ del pellet tradizionale ([10]) che può scendere in condizioni ottimali fino a 10 mg/Nm³; i valori di emissioni di NO_x sono tre volte superiori alle caldaie a pellets tradizionali: 334-398mg/Nm³ per il digestato sottoposto ai test contro i 125 mg/Nm³ per le caldaie a pellets legnosi.

Un aspetto significativo che va tenuto in considerazione nell'analisi di questo tipo di scenario è la valorizzazione possibile delle ceneri che hanno un alto contenuto di nutrienti che non vengono intaccati dalla combustione. Il processo di combustione del digestato perciò genera delle ceneri che, correttamente gestite, potrebbero diventare un ammendante interessante per una agricoltura sostenibile.

Il costo aggiuntivo in termini energetici di questo scenario non è particolarmente elevato in quanto ciò che incide di più è la valorizzazione del calore proveniente dai cogeneratori e il decremento dei consumi legati alla dissipazione del calore che nello scenario attuale incidono per un 5% sulla produzione di energia elettrica.

| | | | | | |
|--|---------------------------------|-------------|-----------------|-------------|-----------|
|  Centro Ricerche Bologna | Sigla di identificazione | Rev. | Distrib. | Pag. | di |
| | UTVALAMB – P9VF- 021 | 1 | L | 19 | 70 |

3. L'esperienza della Cooperativa Agroenergetica Territoriale (CAT)

3.1 Nascita e sviluppo della società

CAT, Cooperativa Agroenergetica Territoriale Correggio, nasce nell'aprile 2007 da un progetto sviluppato con gli agricoltori della zona per una sensibilizzazione riguardo le tematiche delle energie rinnovabili e delle agroenergie.

Ciò che spinse i soci fondatori alla decisione di sviluppare un progetto nell'ambito delle energie rinnovabili fu l'andamento negativo dei prezzi della produzione in agricoltura unitamente alla crisi del settore bieticolo.

L'esperienza di tecnici specializzati nelle energie rinnovabili e le conoscenze di un significativo gruppo di aziende agricole della zona sono state fatte incontrare per cercare di sviluppare, in sinergia con il piano comunale a favore delle energie rinnovabili, un progetto nuovo che desse la possibilità agli agricoltori di avere una fonte di guadagno alternativa da affiancare alle colture tradizionali.

La scelta di specializzarsi sulla produzione di biogas per la cogenerazione è nata dopo le numerose visite in varie località europee (Olanda, Germania, Austria) in cui queste tecnologie erano già sviluppate.

CAT vanta tra i soci 27 aziende agricole della zona con una Superficie Agricola Utile (SAU) di 1.167 ha di cui 303,5 ha dedicati alla coltivazione di prodotti agroenergetici.

La distanza media tra l'impianto e i soci è di 15 km, il che ha garantito lo sviluppo di una filiera a corto raggio, capace di ridurre gli impatti legati ai trasporti di materiale e raccolto.

Inoltre CAT riceve annualmente 10.000 t di biomasse derivanti dalla lavorazione del vino proveniente dalle 5 Cantine Sociali associate.

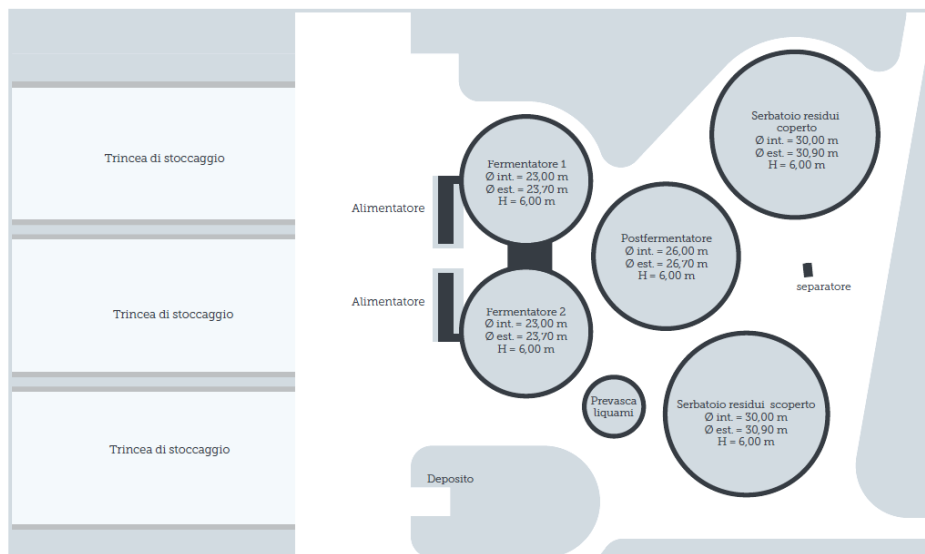
Oltre alle colture dedicate, CAT investe sulla ricerca di nuovi prodotti da avviare alla digestione, inserendo all'impianto di digestione polpe di barbabietola suppressate e liquami. Inoltre, nell'ultimo anno sono stati effettuati test per l'eventuale avviamento alla digestione di barbabietole da zucchero insilate con paglia e degli sfalci dei canali raccolti dal Consorzio di Bonifica dell'Emilia Centrale.

3.2 L'impianto di via Fossa Faiella, Correggio

L'impianto di digestione anaerobica, di proprietà di CAT, è entrato in funzione il 19 giugno 2010 e presenta due cogeneratori installati per una potenza complessiva di 998 kW.

L'impianto occupa una superficie di 38.713 m² (Figura 1).


Figura 1 Impianto di digestione anaerobica di CAT



Fonte: Relazione progettuale impianto CAT

La struttura presenta tre grandi trincee dedicate allo stoccaggio dei substrati insilati con una superficie complessiva di 7.537 m². Lo stoccaggio dell'influente liquido (pollina e liquame) avviene in una vasca dedicata che presenta un volume complessivo di 300 m³. L'alimentazione dei fermentatori avviene tramite due caricatori automatici che inseriscono all'interno delle vasche un quantitativo prefissato di substrato ogni ora. L'inserimento dell'influente liquido avviene tramite una pompa dedicata direttamente nelle due vasche di digestione.

L'impianto presenta due fermentatori primari per un volume complessivo di 4.986m³: essi sono costituiti da vasche in cemento armato, ricoperte con una travatura in legno atta a sostenere la rete desolforante per l'abbattimento dell'H₂S durante la digestione. Le vasche sono poi coperte da un telo che ha il compito di trattenere il biogas prodotto. Un ulteriore telo di copertura esterno è mantenuto fisso grazie alle presenza di ventilatori.

| | | | | | |
|--|---------------------------------|-------------|-----------------|-------------|-----------|
|  Centro Ricerche Bologna | Sigla di identificazione | Rev. | Distrib. | Pag. | di |
| | UTVALAMB – P9VF- 021 | 1 | L | 21 | 70 |

In seguito allo stazionamento del substrato nei due fermentatori primari, questo viene convogliato nel postfermentatore, che presenta le stesse accortezze costruttive delle due vasche primarie: qui avviene un ulteriore processo di produzione del biogas. A questo punto, il materiale in digestione viene inviato alla vasca residui che presenta una capacità di 4.241 m³ in cui avviene l'ultima fase dell'estrazione di metano dal substrato. La tecnica costruttiva di questa vasca rispecchia quelle delle tre precedenti.

Tutte le vasche posseggono all'interno 3 miscelatori che favoriscono il corretto mescolamento del substrato in digestione. Per mantenere le temperature interne delle vasche intorno ai 40°C, ottimali per un processo mesofilo, i due fermentatori e il postfermentatore sono dotati di pannelli radianti che valorizzando il calore proveniente dai cogeneratori riscaldando il contenuto delle vasche.


L'impianto presenta inoltre una vasca scoperta con capacità di 4.241m³ utilizzata per lo stoccaggio del digestato separato liquido.

Il biogas prodotto dalla digestione anaerobica nella 4 vasche viene convogliato ai due cogeneratori: qui, prima della combustione, il gas viene raffreddato per favorirne la condensazione e depurato dall'H₂S tramite un passaggio in filtri a carboni attivi. La combustione del biogas nei cogeneratori produce energia elettrica e energia termica. La parte di energia termica non utilizzata per il riscaldamento dell'impianto di digestione, viene dissipata con un dispendio non indifferente di energia elettrica.

Oltre al biogas, il processo di digestione produce il digestato: questo prodotto viene separato in frazione solida e frazione liquida dopo essere stato asportato dalla vasca residui. La frazione solida (palabile) è stoccata sul piazzale adiacente al separatore, mentre la frazione liquida è pompata all'interno della vasca scoperta per lo stoccaggio.

Tutti gli scarichi presenti sulle trincee e sui piazzali convogliano le acque piovane e i percolati all'interno della vasca di prima pioggia. Da qui una pompa inserisce il liquido all'interno della vasca residui.

All'interno delle 4 vasche coperte sono presenti le reti desolforanti che ospitano colonie di batteri che si occupano della trasformazione dell'H₂S in S₂ e H₂O: il processo per avvenire richiede l'immissione all'interno delle vasche di piccole

| | | | | | |
|--|---------------------------------|-------------|-----------------|-------------|-----------|
|  Centro Ricerche Bologna | Sigla di identificazione | Rev. | Distrib. | Pag. | di |
| | UTVALAMB – P9VF- 021 | 1 | L | 22 | 70 |

quantità di ossigeno. Lo zolfo si deposita sulla rete creando delle protuberanze che sotto il peso proprio si staccano e cadono all'interno del fermentatore senza alterare il processo in corso.

L'impianto autoconsuma l'energia elettrica prodotta per tutti i processi che riguardano la digestione anaerobica, mentre è costretto ad acquistare dalla rete un certo quantitativo di energia elettrica per far fronte ai consumi di elettricità non legati al processo di produzione e combustione del biogas(es. illuminazione).

Lo spostamento dei liquidi tra le vasche avviene per tracimazione nella direzione della vasca del serbatoio residui, mentre i ricircoli in senso contrario vengono serviti tutti da una pompa unica dotata di diverse serrande per la gestione di tutte le vasche. Il controllo di tutti i parametri di processo è effettuato da un terminale dedicato dal quale è possibile anche azionare i vari dispositivi presenti all'interno dell'impianto.

3.3 Gestione e conduzione dell'impianto


La gestione e conduzione di un impianto a biogas richiede un impegno e una conoscenza che non sono da trascurare.

Un aspetto significativo da tenere in considerazione è l'attenzione che va rivolta all'aspetto agronomico: in questo campo la Cooperativa investe tempo ed energia, favorendo la diffusione tra i soci delle corrette pratiche agricole.

La conduzione di un impianto a biogas di certe dimensioni richiede perciò diverse figure responsabili della fase agricola e del processo di digestione.

L'impianto viene alimentato quotidianamente tramite due bilance automatiche di carico. A seconda del periodo dell'anno e della disponibilità di substrati, all'interno dei digestori di CAT vengono inseriti diversi prodotti: questa tecnica permette da un lato di diversificare le colture richieste ai soci e dall'altro garantisce la possibilità di avviare a digestione diversi sottoprodotti.

L'alimentazione base è costituita da trinciati triticale, mais e sorgo zuccherino. Nei fermentatori inoltre vengono inseriti giornalmente circa 20 m³ di liquami bovini o pollina: l'inserimento però è legato alle problematiche di gestione del digestato liquido in uscita. Accade infatti che in periodi in cui lo spandimento della frazione liquida non venga effettuato, l'inserimento di liquame venga sostituito da quello di

| | | | | | |
|--|---------------------------------|-------------|-----------------|-------------|-----------|
|  Centro Ricerche Bologna | Sigla di identificazione | Rev. | Distrib. | Pag. | di |
| | UTVALAMB – P9VF- 021 | 1 | L | 23 | 70 |

digestato liquido, per mantenere una composizione del substrato in digestione ottimale.

Oltre alle colture dedicate, l'impianto utilizza anche vari sottoprodotti: polpe di barbabietole suppressate, graspi, vinacce e pere in quantitativi variabili ogni anno.

CAT è inoltre impegnata su più fronti per testare all'interno del proprio impianto la possibilità di digerire matrici diverse dalle classiche colture dedicate. Nello scorso mese di giugno è stato alimentato ai fermentatori un insilato di barbabietole da zucchero e paglia: i risultati si sono rivelati molto interessanti e hanno dimostrato le alte potenzialità metanogene dell'insilato che ha un resa di poco inferiore al mais.

La gestione quotidiana è affidata a personale che ha maturato una importante esperienza nel settore. Due volte alla settimana vengono eseguite campionature sui prodotti in digestione nei fermentatori e nei post fermentatori: questo aiuta i gestori nelle pratiche decisionali e consente loro di tenere sotto controllo tutti i processi chimico-fisici che avvengono nelle vasche.

Il digestato viene campionato settimanalmente per permettere lo svolgimento di studi chimico-fisici da parte dell'Università degli Studi di Modena e Reggio Emilia.

3.4 Criticità di gestione e possibili soluzioni innovative

Il processo di produzione del biogas presenta non poche criticità che vanno gestite con attenzione per non compromettere tutto il sistema produttivo.

La cogenerazione affidata a due unità elettriche per una potenza complessiva di 998 kW_e e a due unità termiche per una potenza installata di 880 kW_{th}.

Da una semplice analisi dei dati appare evidente che la criticità più significativa è attribuibile allo smaltimento della energia termica prodotta dai cogeneratori. Il 5% della energia elettrica prodotta lorda viene infatti utilizzata per la dissipazione di 748 kW_{th} di potenza termica: solo 132 kW_{th} vengono dedicati al riscaldamento delle vasche¹: la richiesta di potenza termica dell'impianto di digestione è stata calcolata prendendo in considerazione la temperatura medie esterna nel comune di Correggio e la tabella fornita dalla ditta MT Energie che rapporta la temperatura esterna alla richiesta dell'impianto. È necessario evidenziare come le potenze indicate

¹ Fonte: Richiesta termica impianto fornita dalla ditta costruttrice MT Energie.

precedentemente corrispondano a valori medi e che l'effettiva richiesta di calore dell'impianto vari in continuazione, essendo legata alle dispersioni di calore che hanno le vasche riscaldate.

La soluzione per l'utilizzo della potenza termica potrebbe essere favorita da un eventuale allacciamento all'impianto di teleriscaldamento del Comune di Correggio che però non è stato sviluppato sufficientemente negli ultimi anni.

Un'altra ipotesi per l'utilizzo del calore proveniente dai cogeneratori potrebbe prevedere l'installazione all'interno dell'impianto di un essiccatoio che processerebbe il digestato solido, graspi e eventuali sermenti di vite raccolti dai soci. Ciò consentirebbe la produzione di prodotti essiccati che avviati a pellettizzazione si potrebbero trasformare in combustibili solidi e la vendita dell'energia elettrica che attualmente viene utilizzata per la dissipazione del calore.


Questo scenario consentirebbe ai soci di valorizzare residui colturali che altrimenti sarebbero smaltiti come rifiuti. Inoltre si andrebbero a ridurre gli impatti e le problematiche legate allo spandimento del digestato solido, che ad oggi risulta un problema per CAT.

Nonostante la mancanza di legislazione adeguata, si valuta positivamente in futuro la purificazione e l'upgrading del biogas in biometano: questa possibilità potrebbe essere realizzata con l'installazione di un impianto di riscaldamento per la vasca residui coperta e l'aumento del carico giornaliero di substrati. Con l'aumento del quantitativo alimentato ai digestori, vi sarebbe la produzione del 50% in più di biogas: il surplus di biogas prodotto andrebbe perciò a garantire una immissione in rete di distribuzione di 120 Nm³/h di metano.

A titolo informativo si stima che per il sostentamento economico del processo di purificazione ed upgrading sarebbe necessario un incentivo economico di 0.31 €/Nm³ ([20]).

L'analisi energetico-ambientale che segue prende in considerazione lo scenario di utilizzo del calore di risulta proveniente dai cogeneratori per l'essiccazione e l'installazione di un impianto di pellettizzazione.

Il digestato solido, essiccato e pellettizzato, potrà poi essere utilizzato o come combustibile nelle caldaie a pellets dei soci o come ammendante in forma solida.

| | | | | | |
|--|---------------------------------|-------------|-----------------|-------------|-----------|
|  Centro Ricerche Bologna | Sigla di identificazione | Rev. | Distrib. | Pag. | di |
| | UTVALAMB – P9VF- 021 | 1 | L | 25 | 70 |

4. La metodologia LCA

La sensibilizzazione dell'opinione pubblica e della governance internazionale alle tematiche relative ai cambiamenti climatici e all'approvvigionamento energetico ha richiesto lo sviluppo di una serie di metodologie adeguate a fornire un sistema di analisi degli impatti ambientali dovuti a prodotti e servizi. Tra le metodologie sviluppate trova posto quella che viene definita LCA: il Life Cycle Assessment infatti consente di eseguire uno studio di tutti i processi che avvengono nel ciclo vita di un prodotto o di un servizio, dalle materie prime di produzione allo smaltimento.

Questa metodologia consente di svolgere analisi su vari prodotti industriali, dando la possibilità di confrontare scenari differenti al fine di definire una tipologia di prodotto o servizio più eco-sostenibile di un'altra.


La norma ISO 14040 del 1997 elenca le applicazioni che la metodologia LCA può avere: ricerca di miglioramenti del processo produttivo, aiuto nella fase decisionale, scelta di tecnologie atte a contenere l'inquinamento ambientale, la richiesta di energia primaria, l'acidificazione del terreno, etc.

Negli ultimi anni diverse aziende hanno eseguito analisi LCA dei loro prodotti al fine di migliorare i processi produttivi e di posizionarsi nell'area di mercato dedicata ai prodotti eco-friendly.

La metodologia LCA è costituita da quattro fasi principali: la fase di definizione dell'obiettivo e del campo di applicazione dello studio, la fase di raccolta dati e di inventario, la fase di valutazione degli impatti e la fase di interpretazione dei dati ottenuti.

La fase di definizione degli obiettivi e del campo di applicazione, prevede la definizione del prodotto che si vuole studiare e le ragioni per cui lo studio viene condotto. Inoltre vengono definiti i futuri fruitori della analisi svolta. Vi è inoltre, nella prima fase di un LCA, la necessità di definire l'unità funzionale su cui si vuole incentrare l'analisi di inventario e quindi i risultati dello studio.

Questa prima fase ha anche l'obiettivo di chiarire il sistema che si vuole studiare, evidenziando quali siano i confini di detto sistema, indicando i processi che verranno considerati durante l'analisi e le eventuali assunzioni che verranno fatte.

| | | | | | |
|--|---------------------------------|-------------|-----------------|-------------|-----------|
|  Centro Ricerche Bologna | Sigla di identificazione | Rev. | Distrib. | Pag. | di |
| | UTVALAMB – P9VF- 021 | 1 | L | 26 | 70 |

La seconda fase di inventario prevede la costruzione di un modello che sia in accordo con le richieste della prima fase di analisi. La modellazione avviene tramite la differenziazione in due categorie: i flussi e i processi. È necessaria la costruzione di un diagramma di flusso in accordo con i confini del sistema e con i processi che si è deciso di includere nella analisi che si sta svolgendo. In seguito alla descrizione di tutti i processi e dei flussi appartenenti al sistema è necessario raccogliere i dati di input e output di ogni processo, differenziando i flussi di materie prime, di prodotti, di rifiuti e di emissioni in aria e acqua. I dati raccolti vengono poi elaborati al fine di fornire un elenco completo di input e output per il sistema che si sta studiando. I dati primari raccolti ed elaborati vengono presentati in tabelle in grado di chiarire un quadro globale dei flussi caratteristici di ogni sistema.

L'apparente semplicità della fase dell'analisi di inventario viene complicata dalla possibilità che un processo produca più di un prodotto: in questo caso si rende necessario allocare gli impatti relativi al processo considerato.


La fase di valutazione degli impatti ha il compito di descrivere ed indicare le emissioni legate a tutti i processi descritti nella fase di inventario, raggruppandole in categorie di impatto. L'obiettivo è quello di trasformare i prodotti dei processi in risultati che rendano l'idea degli impatti sull'ambiente in termini di emissioni e risorse utilizzate.

In seguito alla classificazione dei diversi impatti, è necessario caratterizzarli e indicare il contributo relativo alle emissioni e all'utilizzo di risorse. Alcune classi di caratterizzazione sono elencate di seguito: utilizzo di risorse, utilizzo di terreno, Global Warming Potential (GWP), acidificazione, eutrofizzazione.

La fase di interpretazione e analisi dei dati ottenuti deve essere eseguita durante tutto lo svolgimento dello studio LCA, per consentire una corretta interpretazione dei risultati finali.

Nella parte finale è necessario evidenziare le conclusioni a cui l'analisi ha portato, indicando confronti con eventuali riferimenti in letteratura, esplicitando la sostenibilità o meno di un processo produttivo.

Alcune criticità su cui è necessario soffermarsi sono la scelta dell'unità funzionale e la descrizione del processo di allocazione.

| | | | | | |
|--|---------------------------------|-------------|-----------------|-------------|-----------|
|  Centro Ricerche Bologna | Sigla di identificazione | Rev. | Distrib. | Pag. | di |
| | UTVALAMB – P9VF- 021 | 1 | L | 27 | 70 |

L'unità funzionale è il flusso di riferimento al quale tutti gli altri flussi sono riferiti. Questo spiega la necessità di definire l'unità funzionale come quantità. I risultati LCA possono essere riferiti solo a un un flusso di riferimento, la cui unità di misura rappresenta l'unità funzionale di tutto il ciclo di vita modellato. Nei casi in cui lo studio sia comparativo è necessario che l'unità funzionale sia una quantità in grado di essere confrontata tra due scenari differenti: questo implica che due prodotti anche qualitativamente diversi debbano essere confrontati dal punto di vista quantitativo in base a un riferimento scelto ad hoc nel rispetto delle caratteristiche degli oggetti.

Il processo di allocazione consente alla metodologia LCA di attribuire impatti a prodotti diversi di uno stesso processo. Le linee guida che determinano il modus operandi del processo di allocazione sono dettate dalla norma ISO 14041 del 1998. L'allocazione può essere svolta in base a diversi principi differenti che vanno debitamente chiariti nella stesura dell'LCA. Si può provvedere ad una allocazione di tipo economico, differenziando gli impatti del processo in base al costo dei prodotti.


Un caso alternativo prevede un allocazione di tipo energetico o exergetico, considerando il potenziale di energia immagazzinato negli output del processo. Un altro tipo di allocazione può essere eseguito considerando fattori come la massa dei prodotti o in alternativa i volumi. È importante sottolineare che la scelta del criterio di allocazione, influisce in maniera significativa sulla qualità dei risultati finali, costituendo perciò un elemento critico per l'analisi LCA. È compito di chi svolge lo studio quello di applicare il criterio di allocazione più fedele al processo che si è modellato.

4.1 Il software GaBi 6

Il software Gabi 6 (PE International) è stato sviluppato per fornire un supporto completo all'analisi LCA ([12], [14]). Il software contiene funzionalità dedicate alla raccolta dati, alla modellazione del ciclo di vita, alla corretta gestione dei dati e per l'interpretazione degli stessi.

Il software suddivide tre categorie principali di elementi: i processi, i flussi e i piani.


Vi è la possibilità di utilizzare elementi predefiniti che vengono selezionati da banche dati dedicate (PE International e/o Ecoinvent) oppure di creare nuovi elementi.

| | | | | | |
|--|---------------------------------|-------------|-----------------|-------------|-----------|
|  Centro Ricerche Bologna | Sigla di identificazione | Rev. | Distrib. | Pag. | di |
| | UTVALAMB – P9VF- 021 | 1 | L | 28 | 70 |

Il processo è una scatola nera in cui ci sono una serie di input e una serie di output. Il flusso corrisponde a un consumo o ad una produzione di un certa quantità attraverso un processo. I processi vengono collegati tra loro dalla presenza dei flussi. Il piano contiene tutti i processi accomunati da caratteristiche definite dall'utente: c'è la possibilità di trasformare i piani in processi trascinandoli all'interno di un altro piano. In questo modo si possono costruire una serie di piani e sottopiani che contribuiscono a rendere più ordinato e corretto il modello che si vuole implementare. Oltre alla potenzialità offerta nella creazione di nuovi processi e flussi, GaBi 6 consente di parametrizzare i processi: in questo modo si possono generare scenari differenti e confrontare gli impatti di scelte diverse nel sistema analizzato. La fase di interpretazione è supportata da un interessante strumento di bilancio, che consente di creare direttamente dal software report sull'analisi svolta. L'utilizzo del software si è reso necessario nell'analisi svolta al fine di valutare correttamente gli impatti e di fornire un potente strumento per il confronto di scenari. La conoscenza del software e l'implementazione del modello ha richiesto un impegno non trascurabile. Tuttavia, si è cercato di sfruttare tutte le potenzialità del software, parametrizzando i processi e adeguandoli al sistema studiato. La criticità più significativa emersa nell'utilizzo del software è stata la gestione delle allocazioni: pur garantendo una gestione molto indipendente dei criteri di allocazione, non è stato possibile ottenere risultati adeguati alle allocazioni ipotizzate nella fase di inventario. Si è infatti riscontrato un problema nel modello computazionale del software, la cui risoluzione avrebbe richiesto ulteriore impegno nella modellazione. Per questo motivo non è stato possibile portare a termine l'analisi ambientale dello scenario futuro: l'analisi di questa parte si è limitata alla fase di LCIA (Life Cycle Inventory Analysis).

5. LCA dell'impianto a biogas

Lo studio svolto è stato finalizzato all'individuazione degli impatti dovuti alla produzione di energia elettrica da parte dell'impianto di digestione anaerobica di proprietà di CAT Correggio.

| | | | | | |
|--|---------------------------------|-------------|-----------------|-------------|-----------|
|  Centro Ricerche Bologna | Sigla di identificazione | Rev. | Distrib. | Pag. | di |
| | UTVALAMB – P9VF- 021 | 1 | L | 29 | 70 |

L'analisi dei singoli processi, esplicitata nell'analisi di inventario, è stata condotta raccogliendo i dati primari forniti dalla Cooperativa e confrontata con i dati disponibili in letteratura.

L'interpretazione dei risultati ottenuti garantirà una visione completa del quadro produttivo di CAT, consentendo di mettere in evidenza i processi a cui sono attribuiti gli impatti maggiori.

L'approccio metodologico seguito per lo sviluppo dello studio è basato sulle linee guida valide per la modellazione LCA in accordo con i seguenti riferimenti:

- UNI EN ISO 14040: 2006
- UNI EN ISO 14044: 2006
- ILCD, International Reference Life Cycle Data System, Handbook. General guidance for life cycle assessment. Detailed guidance ([17]).

Tuttavia sono state analizzate solo le categorie che rispondono al Global Warming Potential (GWP) e alla richiesta di energia primaria del processo di produzione di energia elettrica da biogas.

Si è cercato di sviluppare un modello il più possibile dinamico, in grado di garantire in futuro successive modifiche ai parametri principali. Questo accorgimento darà la possibilità di poter confrontare diversi scenari che esulano dai due presi in considerazione in questo studio.

La modellazione è stata eseguita sul software GaBi 6 ([12]) seguendo i criteri di modellazione contenuti nelle linee guida di modellazione fornite da PE International ([14]).

La parametrizzazione di diversi processi consentirà in futuro di eseguire altre analisi di scenari al fine di evidenziare il modello gestionale a cui compete il minor quantitativo di impatti ambientali.

5.1 Definizione dell'obiettivo e campo di applicazione

Lo studio ha l'obiettivo di valutare l'impatto che si può attribuire alla produzione di 1 MJ di energia elettrica prodotta dalla combustione di biogas da digestione anaerobica di colture dedicate e sottoprodotti. L'analisi svolta prevede il calcolo degli

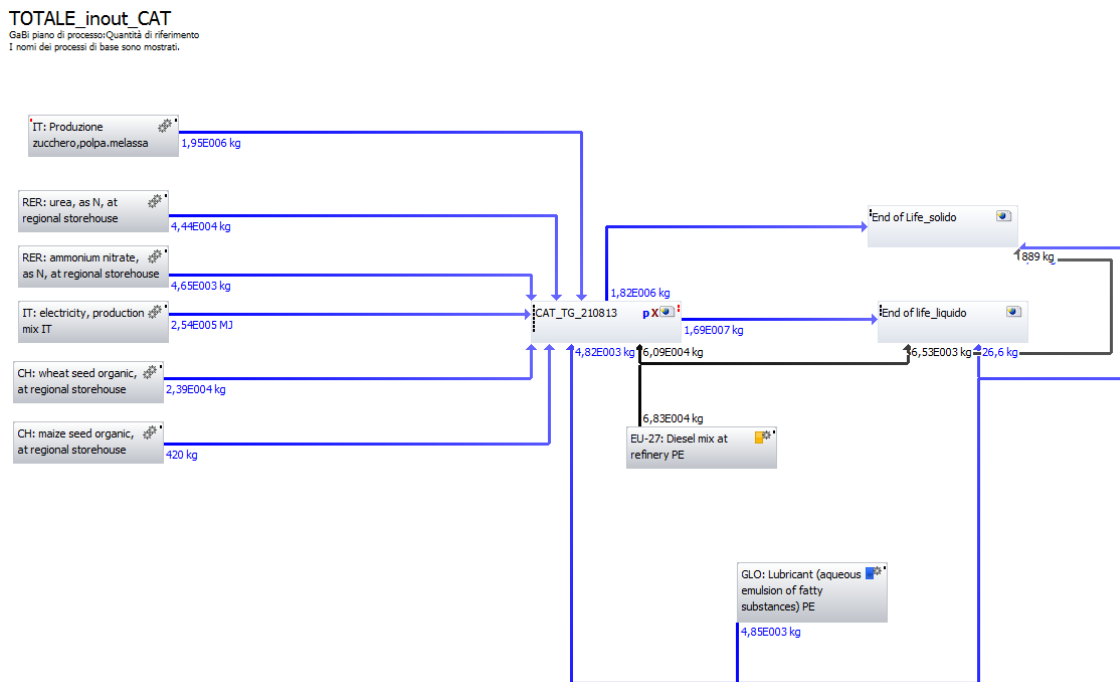
impatti derivanti dalla produzione elettrica dell’azienda CAT, mettendo in evidenza i processi che contribuiscono in modo più significativo alla carbon footprint di CAT.

Lo studio svolto verrà utilizzato dalla azienda CAT in fase decisionale, al fine di optare per la scelta più energeticamente e ambientalmente sostenibile. L’analisi non prevede analisi economiche, perciò non tiene conto di costi e modalità di investimento del capitale.

I dati utilizzati in questo studio fanno riferimento all’anno 2012.

I confini del sistema (Figura 2) comprendono tutte le fasi di produzione agricola e di materie prime necessarie alla lavorazione dei terreni. Inoltre, come indicato nello schema sottostante, il sistema racchiude tutte le fasi associate alla produzione e alla combustione di biogas e alla gestione di entrambe le frazioni del digestato prodotto.

Figura 2 Confini del sistema analizzato



Fonte: Modello computazionale implementato sul software GaBi 6

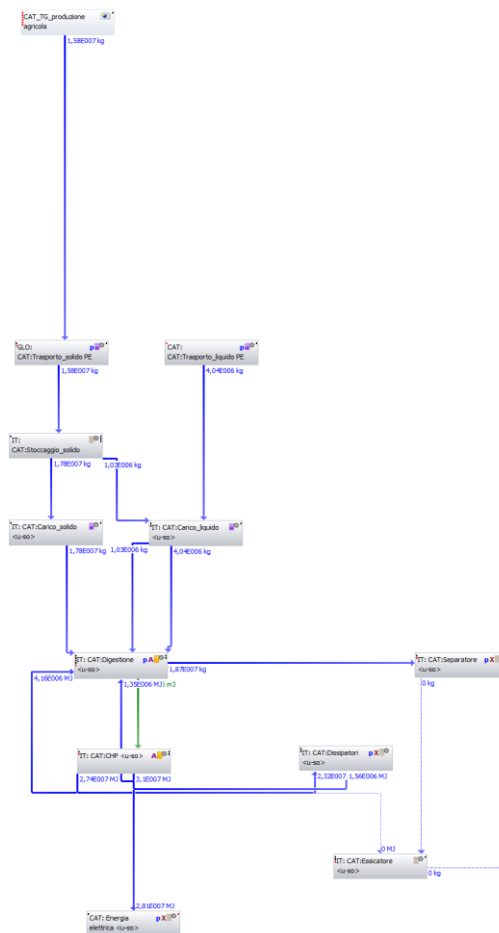
La multifunzionalità di alcuni processi ha richiesto l’adozione di allocazioni. A seconda della tipologia di processo considerato si è cercato di utilizzare il criterio di allocazione più adeguato. La descrizione di tutti i processi di allocazione considerati appare nell’analisi di inventario.

5.2 Analisi di inventario


Il processo produttivo (Figura 3) di un 1 MJ di energia elettrica si articola in quattro fasi principali:

- la fase agricola di produzione dei diversi substrati alimentati all’impianto;
- la fase di digestione dei substrati e produzione del biogas che avviene all’interno dei fermentatori;
- la fase di produzione di energia elettrica e termica nei cogeneratori;
- la fase di gestione del digestato in uscita dai fermentatori.

Figura 3 Processo produttivo dell’impianto di digestione anaerobica



Fonte: Modello computazionale implementato sul software GaBi 6

| | | | | | |
|--|---------------------------------|-------------|-----------------|-------------|-----------|
|  Centro Ricerche Bologna | Sigla di identificazione | Rev. | Distrib. | Pag. | di |
| | UTVALAMB – P9VF- 021 | 1 | L | 32 | 70 |

5.2.1 La fase agricola

La fase agricola comprende la semina, la coltivazione e la trinciatura dei tre substrati alimentati all'impianto: mais, sorgo, triticale.

Il modello agricolo considerato in questo capitolo trae le sue origini dalla partecipazione di ENEA in progetti conclusi in precedenza ([5]) e da lavori ancora in corso ([24]).

Per gli scopi di questo studio il modello è stato modificato con i dati riguardanti la Cooperativa CAT, raccolti nell'ambito del progetto BiomassVal.

5.2.1.1 Produzione del mais

La produzione del mais è assicurata da due diverse tecniche di lavorazione: la prima prevede operazioni di tipo intensivo e tradizionale mentre la seconda mira a lavorazioni più blande del terreno, al fine di diminuirne i costi di produzione.

La lavorazione intensiva contribuisce alla produzione del 70% del mais alimentato all'impianto mentre l'altra tipologia copre il restante 30 % di produzione.

Per la produzione del mais con la tecnica intensiva è necessario prevedere una aratura a una profondità di circa 50 cm e una erpicatura con erpice rotante prima della semina.

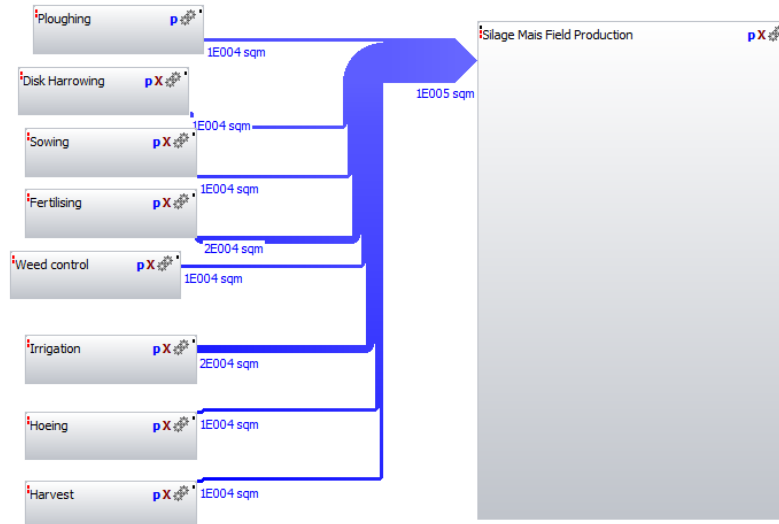
Successivamente alla semina è necessario procedere ai trattamenti fitosanitari necessari e alla fertilizzazione del mais tramite lo spandimento di 550 kg/ha di urea.

La sarchiatura e due irrigazioni da 65 mm di acqua consentono di arrivare a una produzione di 65 t/ha di mais trinciato.

Il processo è stato modellato così come riportato nella Figura 4.

Figura 4 Schema a blocchi della produzione di mais con tecnica intensiva

Mais Field Operations Intensive
 GaBi piano di processor: Area [sqm]



Fonte: Modello computazionale implementato sul software GaBi 6

A differenza della lavorazione intensiva, la lavorazione blanda prevede una erpicatura a dischi e un doppio passaggio con il vibro. Le altre fasi della produzione agricola corrispondono a quelle della lavorazione intensiva.

Si ipotizza un consumo di lubrificante di 0,1 l/h, mentre i dati relativi ai consumi di combustibili sono stati raccolti con l'aiuto del personale tecnico di CAT (Tabella 3).

Tabella 3 Consumi di combustibile per la produzione di mais

| | Mais intensivo(70%) | Mais blando(30%) | Unità di misura |
|--------------------|---------------------|------------------|-----------------|
| Aratura | 36 | | l/ha |
| Erpicatura dischi | | 20 | l/ha |
| Erpicatura rotante | 16 | | l/ha |
| Vibro | | 10 | l/ha |
| Semina | 1,5 | 1,5 | l/ha |
| Concimazione | 2 | 2 | l/ha |
| Diserbo | 1,5 | 1,5 | l/ha |
| Sarchiatura | 3 | 3 | l/ha |
| Irrigazione | 160 | 160 | l/ha |
| Trinciatura | 50 | 50 | l/ha |
| | | | |
| Totale | 270 | 248 | l/ha |

Fonte: Raccolta dati ENEA nell'ambito del progetto BiomassVal

La Tabella 4 riassume gli input e gli output associabili al processo di produzione del mais.

Tabella 4 Flussi di input e output per la produzione di mais

| | Mais intensivo (70%) | Mais blando (30%) | Unità di misura |
|-------------------|----------------------|-------------------|-----------------|
| <i>input</i> | | | |
| Diesel | 270 | 248 | l/ha |
| Seme | 2 | 2 | kg/ha |
| Concime Urea | 550 | 550 | kg/ha |
| Olio lubrificante | 1,6 | 1,56 | kg/ha |
| H ₂ O | 1300 | 1300 | t/ha |
| <i>output</i> | | | |
| Mais | 65 | 65 | t/ha |

Fonte: Raccolta dati ENEA nell'ambito del progetto BiomassVal

All'interno dello studio non è stato analizzato l'utilizzo di pesticidi, erbicidi e fungicidi in quanto si è ritenuto poco rilevante il loro peso sui risultati finali.

Le operazioni agricole sono state modellate come processi generici parametrizzati rispetto al consumo di combustibile per ettaro e al quantitativo di tempo necessario per la lavorazione di un ettaro di terreno.

I fattori di emissioni per la combustione di combustibile sono stati ricavati dalla banca dati di CORINAIR 2009 considerando i valori riportati nella Tabella 5.

Tabella 5 Fattori di emissione per la combustione di diesel

| Elemento | Fattore di emissione | Unità di misura |
|------------------|----------------------|-------------------------------|
| CO ₂ | 3,16 | kg CO ₂ /kg Diesel |
| CH ₄ | 5,50E-05 | kg CH ₄ /kg Diesel |
| N ₂ O | 0,000136 | kg N ₂ O/kg Diesel |

Fonte: Banca dati Corinair 2009

Inoltre sono state considerate le emissioni dirette dai suoli per la fertilizzazione con unità azotate.

Il fattore di emissione utilizzato è quello indicato da IPCC pari a 10 g come N per ogni kg di Azoto distribuito.

Non sono state considerate le emissioni indirette dai suoli poiché secondo le stime fatte risultano trascurabili rispetto alle emissioni dirette di azoto.

5.2.1.2 Produzione del triticale

La produzione di triticale prevede una serie di operazioni agricole, ormai consolidate, atte a produrre un ottimo quantitativo di trinciato e riducendo il consumo di combustibili e pesticidi. La semina del triticale avviene dopo l'erpicatura a dischi e un doppio passaggio con il vibro. Successivamente vengono eseguiti i trattamenti fitosanitari necessari. La concimazione viene eseguita con 50 kg/ha di concime ureico (46% di N) e 150 kg/ha di nitrato di ammonio (26% di N). La trinciatura avviene all'inizio del mese di giugno lasciando a disposizione il terreno per una seconda coltura. Solitamente si esegue la semina su sodo di sorgo o soia. I consumi relativi all'insieme delle operazioni di coltivazione del triticale sono riassunti nella Tabella 6.

Come per il caso del mais si ipotizza un consumo di olio lubrificante di 0,1 l/h.

Dai dati in possesso si è presa in considerazione una resa media di 40 t/ha di trinciato di triticale.

Tabella 6 Consumi di combustibile per produzione di triticale

| | Triticale | Unità di misura |
|--------------------|-----------|-----------------|
| Erpicazione dischi | 20 | l/ha |
| Vibro | 16 | l/ha |
| Semina | 2,5 | l/ha |
| Concimazione | 3 | l/ha |
| Diserbo | 0,75 | l/ha |
| Trinciatura | 45 | l/ha |
| Totale | 87,25 | l/ha |

Fonte: Raccolta dati ENEA nell'ambito del progetto BiomassVal

La Tabella 7 riassume i flussi di input e output necessari per la produzione del triticale.

Tabella 7 Flussi di input e output per la produzione di triticale

| | Triticale | Unità di misura |
|--------------------------|-----------|-----------------|
| <i>input</i> | | |
| Diesel | 87 | l/ha |
| Seme | 200 | kg/ha |
| Concime Urea | 50 | kg/ha |
| Concime nitrato ammonico | 150 | kg/ha |
| Olio lubrificante | 0,432 | l/ha |
| <i>output</i> | | |
| Triticale | 40 | t/ha |

Fonte: Raccolta dati ENEA nell'ambito del progetto BiomassVal

Per quanto riguarda le emissioni per la combustione del diesel all'interno dei motori dei mezzi agricoli e le emissioni di N dai suoli, si faccia riferimento rispettivamente alla Tabella 5 e al dato riportato nella descrizione delle emissioni del mais.

5.2.1.2 Produzione del sorgo

La coltivazione del sorgo, alimentato in piccole quantità presso l'impianto di digestione di CAT, risulta solitamente successiva a quella del triticale o del frumento. Questa scelta agricola consente all'azienda agricola di avere a disposizione nello stesso anno due colture dalla stesso terreno. La semina su sodo riduce in maniera significativa il consumo di combustibile (circa il 30%). La gestione delle operazioni eseguite per la coltivazione del sorgo non è dissimile da quelle adottate per la

coltivazione del mais. Tuttavia la differenza più significativa è l'assenza delle due fasi di irrigazione. La fertilizzazione avviene attraverso la distribuzione di 450 kg/ha di urea(46% di N). La resa per ettaro media è di 50 t/ha di sorgo trinciato.

Si ipotizza come per le altre coltivazioni un consumo di 0,1 l/h di olio lubrificante per tutte le operazioni eseguite. La Tabella 8 e la Tabella 9 riportano i dati relativi ai consumi delle diverse operazioni agricole per la produzione di sorgo e al riepilogo dei flussi di input e output.

Tabella 8 Consumi di combustibile per produzione di sorgo

| | Sorgo | Unità di misura |
|--------------------|--------------|-----------------|
| Erpicatura dischi | 20 | l/ha |
| Erpicatura rotante | 16 | l/ha |
| Semina | 1,5 | l/ha |
| Concimazione | 2 | l/ha |
| Diserbo | 0,75 | l/ha |
| Sarchiatura | 3 | l/ha |
| Trinciatura | 50 | l/ha |
| | | |
| Totale | 93,25 | l/ha |


Fonte: Raccolta dati ENEA nell'ambito del progetto BiomassVal

Tabella 9 Flussi di input e output per la produzione di sorgo

| | Sorgo | Unità di misura |
|-------------------|-------|-----------------|
| <i>input</i> | | |
| Diesel | 93 | l/ha |
| Seme | 18 | kg/ha |
| Concime Urea | 450 | kg/ha |
| Olio lubrificante | 0,447 | kg/ha |
| <i>output</i> | | |
| Sorgo | 50 | t/ha |

Fonte: Raccolta dati ENEA nell'ambito del progetto BiomassVal

Per quanto riguarda le emissioni dovute alla combustione di diesel all'interno dei motori dei mezzi agricoli e le emissioni di N dai suoli, si faccia riferimento rispettivamente alla Tabella 5 e al dato riportato nella descrizione delle emissioni del mais.

| | | | | | |
|--|---------------------------------|-------------|-----------------|-------------|-----------|
|  Centro Ricerche Bologna | Sigla di identificazione | Rev. | Distrib. | Pag. | di |
| | UTVALAMB – P9VF- 021 | 1 | L | 38 | 70 |

5.2.2 Digestione anaerobica dei substrati e produzione del biogas

I substrati dopo la fase di raccolta vengono trasportati all'impianto e dopo un pressatura eseguita con due trattori vengono insilati nelle trincee.

La fase di trasporto è stata modellata con l'utilizzo del processo "Truck-trailer diesel driven, Euro 3 payload capacity 27t"² di PE. Il modello è poi stato adattato alla tipologia di mezzi utilizzati da CAT che corrispondono a carichi di 18t a viaggio con distanze medie di 9,8 km.

I mezzi di pressatura consumano 220 l di diesel ogni 1000 t di substrato da pressare. È importante evidenziare come vi sia anche un consumo di combustibile da attribuire al mezzo che è utilizzato per il carico degli alimentatori automatici che ammonta a 8.925 kg di diesel annuali.

Durante lo stoccaggio degli insilati nelle trincee, che dura all'incirca tre mesi, vi è la produzione di percolato che viene raccolto nella vasca di prima pioggia e alimentato alla vasca residui per l'estrazione di una parte di metano.

All'impianto, oltre alle colture dedicate, vengono alimentati anche sottoprodotti residui di lavorazioni industriali.


L'alimentazione infatti prevede l'inserimento di graspi derivanti dal processo di produzione del vino e polpe di barbabietola pressate derivate del processo di produzione dello zucchero.

Per i fini di questo studio i graspi sono stati considerati come rifiuto della produzione del vino, perciò ad essi non sono stati attribuiti impatti.

Diversamente, per quanto riguarda la polpa di barbabietola pressata questa non può essere considerata come un rifiuto in quanto potrebbe essere utilizzata per l'alimentazione zootecnica. Si è perciò resa necessario lo studio superficiale degli impatti legati al processo di produzione dello zucchero da barbabietola da zucchero.

L'alimentazione prevede anche l'immissione nei fermentatori di 20 m³ t di liquame bovini e/o pollina giornalieri a seconda del periodo dell'anno (Capitolo 3.3).

²www.pe-international.com/fileadmin/gabi/documentation5/Documentation_gabi_transport_processes_truck.pdf

| | | | | | |
|--|---------------------------------|-------------|-----------------|-------------|-----------|
|  Centro Ricerche Bologna | Sigla di identificazione | Rev. | Distrib. | Pag. | di |
| | UTVALAMB – P9VF- 021 | 1 | L | 39 | 70 |

La richiesta di energia termica dell'impianto di digestione anaerobica per il riscaldamento delle vasche è soddisfatta dal calore proveniente dai cogeneratori. L'impianto autoconsuma un quantitativo di energia elettrica pari 1.348.049 MJ annui per alimentare le bilance di carico, le pompe e i miscelatori. Un quantitativo di energia elettrica prodotta pari circa al 5% (1.555.992 MJ annui) è utilizzato per la dissipazione del calore di cogenerazione inutilizzato.

L'acquisto di 254.645 MJ³ annui dalla rete ENEL è giustificato dai consumi per l'illuminazione e la separazione: si tratta, infatti, di utilizzi di energia elettrica che non sono inclusi nel processo di produzione di biogas da digestione anaerobica e pertanto non possono essere soddisfatti come autoconsumo.

Vista la presenza di due prodotti in uscita dal processo di digestione si è deciso di usare l'allocazione degli impatti. Questa è stata eseguita sul contenuto energetico facendo riferimento al potere calorifico inferiore del biogas e del digestato (riferito alla sostanza solida). La Tabella 10 riassume il contenuto energetico dei due flussi di prodotti e il criterio di allocazione adottato.

³ Fonte: Raccolta dati ENEA nell'ambito del progetto BiomassVal

Tabella 10 Caratteristiche dei due prodotti di digestione e allocazione energetica

| | Quantità | Unità di misura |
|---|----------------|--------------------|
| Biogas | | |
| Quantità annua | 3.898.000 | Nm ³ |
| LHV CH4 | 50.000 | KJ/kg |
| LHV CH4 | 33.500 | KJ/Nm ³ |
| Cont CH4 | 0,52 | |
| LHV Biogas | 17.420 | KJ/Nm ³ |
| Energia in uscita dal digestore sotto forma di biogas | 67.903.160.000 | KJ |
| | 67.903.160 | MJ |
| Digestato tq | | |
| Quantità annua | 18.698 | t |
| Sostanza secca | 6,90% | |
| LHV riferimento | 15,4 | MJ/kg |
| Umidità riferimento | 9,50% | |
| Sostanza secca prodotta | 1.290,16 | t |
| LHV rif alla sostanza secca | 17,02 | MJ/kg SS |
| Energia disponibile annuale | 21.954.137,90 | MJ |
| Allocazione | | |
| Digestato | 0,2443 | |
| Biogas | 0,7557 | |

Fonte: Relazione tirocinio Tommaso Gallingani[15] e raccolta dati effettuata da ENEA

I dati relativi al potere calorifico inferiore del digestato sono stati ricavati da [19].

La Tabella 12 riassume i flussi di input e output legati all'interno processo di digestione, dall'insilamento alla produzione di biogas e digestato: i valori sono calcolati in base ai dati raccolti presso l'impianto su base mensile [15].

La quantità di digestato è stata calcolata da dati forniti da CAT: i dati sono calcolati in base all'effettiva massa di digestato asportata dall'impianto da parte dei soci e coincidono con i calcoli che sono stati eseguiti nell'ambito del progetto BiomassVal, basati sui dati di flussi percentuali di massa forniti da CAT.

Le perdite di biogas relative all'impianto di digestione sono state calcolate seguendo il modello proposto da [2] per un ammontare di emissioni in atmosfera pari allo 0,3% del biogas prodotto in digestione (Tabella 13).

La Tabella 11 raccoglie le caratteristiche del biogas prodotto in digestione. Per il calcolo della densità del biogas si è ipotizzato di lavorare con gas ideali, applicando

l'equazione di stato per le miscele di gas ideali: R_0 è la costante universale dei gas mentre R' corrisponde alla costante della miscela di gas ideali.

Tabella 11 Caratterizzazione del biogas

| Caratterizzazione del biogas | | |
|------------------------------|-------------|---------------------------|
| | Valore | Unità di misura |
| p | 1 | atm |
| t | 273,15 | K |
| R_0 | 8.20572E-02 | m ³ atm/kmol K |
| <i>Composizione</i> | | |
| CH4 | 0,52 | |
| CO2 | 0,476 | |
| O2 | 0,004 | |
| R' | 276,7419706 | m ³ atm/kg K |
| Densità | 1,311 | kg/Nm ³ |

Fonte: Dati raccolti e elaborati nell'ambito dell'esperienza di tirocinio di Tommaso Gallingani[15]

Tabella 12 Caratteristiche dei due prodotti di digestione e allocazione energetica

| | Quantità | Unità di misura |
|------------------------------|-----------|-----------------|
| input | | |
| Liquame | 4.040 | t |
| Mais | 10.094,10 | t |
| Sorgo | 226,6 | t |
| Triticale | 4.462 | t |
| Polpe | 1.948 | t |
| Graspi | 1.074,60 | t |
| Diesel alimentazione | 8.925 | kg |
| Diesel pressatura | 2.764 | kg |
| Energia elettrica | 1.348.049 | MJ |
| Energia termica | 4.162.752 | MJ |
| output | | |
| Biogas(52% CH ₄) | 3.898.000 | Nm ³ |
| Digestato tal quale | 18.698 | t |

Fonte:Relazione di tirocinio Tommaso Gallingani[15] e dati raccolti nell'ambito del progetto BiomassVal

Tabella 13 Emissioni annue per perdite di biogas da digestione anaerobica

| Elemento | Quantità | Unità di misura |
|-----------------|----------|-----------------|
| CO ₂ | 11114 | kg |
| CH ₄ | 4056 | kg |

Fonte: Risultati ottenuti sulla base delle ipotesi effettuate e con l'utilizzo di dati raccolti nell'ambito del progetto BiomassVal

5.2.2.1 Produzione dello zucchero da barbabietola da zucchero

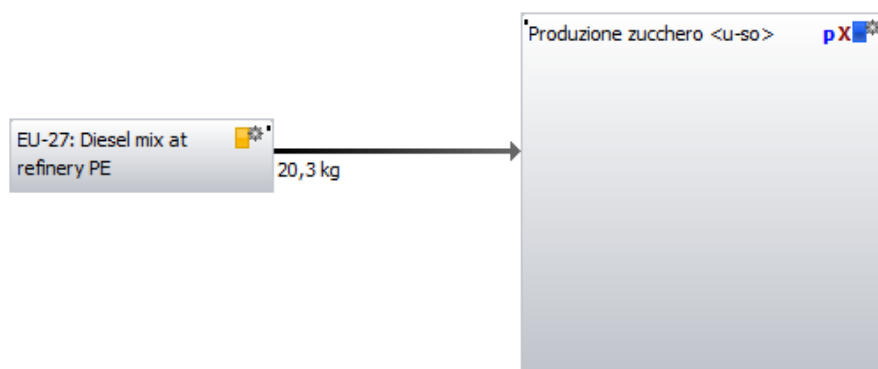
Per l'analisi degli impatti legati alla produzione dello zucchero da barbabietola si è fatto riferimento al [18] riguardo al carbon footprint dello zucchero prodotto da barbabietola. Si sono analizzati i dati primari ritenuti più significativi ai fini del calcolo del Global Warming Potential (GWP) del sistema di coltivazione e lavorazione della barbabietola da zucchero (Tabella 14). È stato modellato un processo base (Figura 5) in GaBi 6 in grado di fornire i risultati cercati in maniera chiara e precisa.

Si è assunto che tutta l'energia richiesta per il processamento della barbabietola da zucchero sia fornita dalla combustione di metano.

Figura 5 Schema a blocchi semplificato della produzione di zucchero da barbabietola

Produzione zucchero_per t di zucchero

GaBi piano di processo:Quantità di riferimento
I nomi dei processi di base sono mostrati.



Fonte: Modello computazionale implementato sul software GaBi 6

Tabella 14 Flussi di input e output legati al processo di produzione di zucchero da barbabietola

| | Quantità | Unità di misura |
|-----------------------------|----------|-----------------|
| <i>input</i> | | |
| Diesel lavorazioni agricole | 2,57 | l/t bietole |
| Diesel trasporto | 1,12 | l/t bietole |
| Barbabietola da zucchero | 1 | t |
| Metano | 14,72 | kg/t bietole |
| <i>output</i> | | |
| Melassa | 40 | kg/t bietole |
| Polpa suppressata | 227 | kg/t bietole |
| Zucchero bianco | 128 | kg/t bietole |

Fonte: Klenk I., Landquist B., Ruiz de Imana O. *The product carbon footprint of EU beet sugar*

Si sono considerate le emissioni di azoto (N₂O) previste in [18]. Inoltre sono state inserite le emissioni per la combustione di diesel legata ai trasporti e le emissioni di CO₂ derivate dalla combustione stechiometrica del metano. È importante precisare che lo studio eseguito su questo processo di produzione dello zucchero è

approssimativo e può essere utilizzato solo per allocare correttamente gli impatti alle polpe suppressate. Tuttavia, da un confronto con i dati in letteratura appare che i dati ricavati sono in linea con il range di valori previsti.

Di seguito la Tabella 15 illustra le emissioni considerate per il processo di produzione dello zucchero.

I fattori di emissione per la combustione del diesel sono gli stessi utilizzati per la fase agricola riportati nella Tabella 5 e ricavati dalla banca dati di CORINAIR 2009.

Tabella 15 Emissioni per la produzione di zucchero da barbabietole

| | Quantità | Unità di misura |
|---------------------------------------|----------|-------------------------------|
| CO ₂ da combustione metano | 40,48 | kg CO ₂ /t bietole |
| N ₂ O da terreno | 3,27 | kg N ₂ O/ha |

Fonte: Risultati ottenuti dall'implementazione del modello ipotizzato sul software GaBi 6

I dati raccolti e analizzati hanno portato ad attribuire 1500 kg CO₂/t di zucchero prodotto. La richiesta di energia primaria ammonta a 14600 MJ/t di zucchero prodotto.

Al fine di allocare correttamente gli impatti della produzione dello zucchero alle polpe suppressate si è resa necessaria l'adozione di un criterio di allocazione economico. Sono stati considerati i prezzi unitari di ogni singolo prodotto del processo di lavorazione dello zucchero e in base a questi si sono ricavati i criteri di allocazione. È importante sottolineare il criterio economico è stato scelto poiché nella realtà dei fatti vengono riconosciute alle polpe certe proprietà ottimali per la digestione anaerobica. La Tabella 16 raccoglie i prezzi unitari⁴ dei singoli prodotti e i criteri di allocazione.

⁴Zucchero: <http://www.ilsole24ore.com/art/finanza-e-mercati/2012-11-17/lofferta-primato-mette-sotto-082624.shtml?uuid=AbWqtj3G>; Melassa: <http://www.agerborsamerici.it/listino/listino.html>; Polpa suppressata: Prezzo riconosciuto ai soci CAT

Tabella 16 Allocazione degli impatti della produzione di zucchero da barbabietola

| | Quantità | Unità di misura |
|------------------------------|----------|-----------------|
| Prezzi unitari | | |
| Prezzo Melassa | 0,171 | €/kg |
| Prezzo Zucchero | 0,4045 | €/kg |
| Prezzo Polpa suppressata | 0,042 | €/kg |
| Prodotti del processo | | |
| Melassa | 0,313 | kg/kg zucchero |
| Zucchero | 1 | kg/kg zucchero |
| Polpa suppressata | 1,77 | kg/kg zucchero |
| Allocazione economica | | |
| Melassa | 0,1323 | |
| Zucchero | 1,0000 | |
| Polpa suppressata | 0,1838 | |

Fonte: Calcoli effettuati sui dati raccolti

Dalla allocazione economica si possono ricavare gli impatti associati alla produzione di polpa suppressata riportati nella Tabella 17.

Tabella 17 Impatti allocati ad 1 kg di polpa suppressata

| | Quantità | Unità di misura |
|--|----------|----------------------|
| CML2001- Nov. 2010 GWP 100 years | 0,2756 | kgCO ₂ eq |
| Richiesta di energia primaria da fonti rinnovabili e non rinnovabili | 2,6830 | MJ |
| Richiesta di energia primaria da fonti non rinnovabili | 2,6646 | MJ |

Fonte: Risultati ottenuti dal modello implementato

5.2.3 Produzione di energia elettrica e termica nei cogeneratori

Il biogas prodotto nel processo di digestione anaerobica viene successivamente convogliato a due cogeneratori. Prima della combustione il biogas è raffreddato da due chiller per favorire la condensazione del vapore d'acqua contenuto. In seguito due filtri a carboni attivi procedono alla riduzione del contenuto di H₂S presente nel biogas al fine di preservare l'integrità dei motori. La combustione del biogas nei due cogeneratori provvede alla produzione di energia elettrica e termica. L'energia elettrica, depurata dagli autoconsumi di tutto l'impianto CAT (circa 10% della produzione lorda), viene immessa nella rete elettrica nazionale.

I due cogeneratori installati hanno una potenza nominale di 448 kW elettrici e 440 kW termici ciascuno. I fattori di carico e di utilizzazione dei cogeneratori sono simili

ed elevati: questo è evidenziato dall'elevato numero di ore annue di funzionamento (circa 8700) e dal funzionamento sempre al carico massimo (100%) con portate di biogas intorno ai 220-230 Nm³/h per ciascun cogeneratore.

L'energia termica viene in parte utilizzata per il riscaldamento delle vasche: la parte restante, ad oggi, viene dissipata.

La produzione di energia elettrica e termica è stata calcolata sulla base dei dati disponibili per l'anno 2012 e validata dalla raccolta dati effettuata su base mensile [15] (Tabella 18). La Tabella 19 riassume i flussi di input e output dei dissipatori, mettendo in evidenza i quantitativi di calore dissipato pari all'85% del calore prodotto dai cogeneratori.

Tabella 18 Flussi annuali di input e output dei cogeneratori

| | Quantità | Unità di misura |
|-------------------|------------|-----------------|
| input | | |
| Biogas | 3.898.000 | Nm ³ |
| Lubrificante | 4.500 | kg |
| output | | |
| Energia elettrica | 31.046.476 | MJ |
| Energia termica | 27.371.520 | MJ |

Fonte: Dati raccolti e rielaborati nell'ambito del progetto BiomassVal e dalla scheda tecnica dei cogeneratori installati presso l'impianto

Tabella 19 Flussi di input e output dei dissipatori

| | Quantità | Unità di misura |
|-------------------|------------|-----------------|
| input | | |
| Energia elettrica | 1.555.992 | MJ |
| Energia termica | 23.208.768 | MJ |
| output | | |
| Calore dissipato | 23.208.768 | MJ |

Fonte: Dati raccolti ed elaborati nell'ambito della esperienza di tirocinio formativo di Tommaso Gallingani[15]

Poiché la cogenerazione vede in uscita due prodotti, si è resa necessaria una allocazione per ripartire gli impatti del processo. L'allocazione è stata eseguita utilizzando la definizione di exergia.

$$Ex = E_{el} * C_{el} + Q_{th} * C_{th}$$

Dove Q_{th} è il calore a disposizione, E_{el} l'energia elettrica disponibile e C è il coefficiente di Carnot diverso per l'energia termica e quella elettrica. Nella Tabella 20 appaiono i dati per il calcolo del contenuto exergetico e l'allocazione eseguita. Si precisa che T_m è la temperatura media tra mandata e ritorno del liquido utilizzato per lo scambio termico e che T_a è la temperatura media dell'ambiente esterno.

Tabella 20 Dati per il calcolo del contenuto exergetico e allocazione (valori lordi)

| | Quantità | Unità di misura |
|-------------------------------|---------------|-------------------|
| C_{el} | 1 | |
| C_{th} | $1-(T_a/T_m)$ | |
| T_m | 87,25 | °C |
| T_a | 14 | °C |
| Coefficiente di Carnot | 0,20333102 | |
| Produzione elettrica | 8.624.021 | kWh _{el} |
| Produzione termica | 7.603.200 | KWh _{th} |
| Allocazione energia elettrica | 0,848 | |
| Allocazione energia termica | 0,152 | |

Fonte: Dati raccolti nell'ambito dell'esperienza di tirocinio di Tommaso Gallingani [15] e rielaborati nell'ambito della tesi di laurea svolta

Le emissioni prese in considerazione per i cogeneratori sono riferite ad analisi svolte dall'azienda CAT sui fumi di combustione. Da questi dati sono state ricavate le emissioni relative alla combustione annuale di biogas nei cogeneratori (Tabella 21). Si sottolinea che le emissioni di CO_2 da biogas conteggiano le emissioni dirette per l'anidride carbonica contenuta nel biogas. Per il calcolo delle emissioni di CO_2 da combustione si è utilizzata la reazione stechiometrica di combustione del metano.

Tabella 21 Emissioni in aria dai cogeneratori

| | Quantità | Unità di misura |
|-----------------------|----------|--|
| CO_2 da combustione | 0,48 | Nm ³ /Nm ³ di biogas |
| CO_2 da biogas | 0,48 | Nm ³ /Nm ³ di biogas |
| CO | 4.095,11 | mg/Nm ³ di biogas |
| NO _x | 1.291,68 | mg/Nm ³ di biogas |

Fonte: Dati elaborati nell'ambito del progetto BiomassVal e della tesi di laurea svolta

5.2.4 Gestione del digestato

5.2.4.1 Scenario attuale

Ad oggi il processo di gestione del digestato non consente una modellazione che rispecchi una vera e propria valorizzazione dello stesso. Questo è evidenziato dagli studi che si stanno susseguendo annualmente ad opera del Centro di ricerca per l'Agrobiologia e la Pedologia⁵ (CRA-ABP) di Firenze in collaborazione con CAT su terreni sperimentali: i dati raccolti mostrano che non è ancora possibile stabilire con certezza il quantitativo di digestato necessario per sostituire le fertilizzazioni chimiche azotate. Inoltre il ridotto quantitativo di altri elementi diversi dall'azoto rende il digestato un ottimo fertilizzante solo se affiancato da concimazioni minerali.

Il processo di separazione all'interno dell'impianto avviene ad opera di un separatore a vite che è alimentato con energia elettrica prelevata dalla rete. I quantitativi annuali di produzione delle rispettive frazioni e di consumo di energia elettrica sono stati ricavati dai dati forniti da CAT (Tabella 22).

Tabella 22 Flussi annuali di input e output legati al processo di separazione del digestato

| | Quantità | Unità di misura |
|---------------------|------------|-----------------|
| input | | |
| Digestato tal quale | 18.698 | t |
| Energia elettrica | 253.645,20 | MJ |
| output | | |
| Digestato liquido | 16.875 | t |
| Digestato solido | 1.823 | t |

Fonte: Dati raccolti presso l'impianto e validati dai calcoli effettuati nell'ambito del progetto BiomassVal

Il processo di stoccaggio avviene in maniera differente per le due frazioni del digestato: la frazione liquida viene stoccata in una vasca aperta, mentre il solido viene stoccato su piazzale.

⁵ Consiglio per la Ricerca e la sperimentazione in Agricoltura, Centro di ricerca per l'Agrobiologia e la Pedologia (CRA-ABP) di Firenze.

Per il calcolo delle emissioni di metano da stoccaggio del digestato sono stati utilizzati i dati forniti da CAT riguardanti il potenziale metanigeno residuo del digestato. Inoltre, dalla pubblicazione del CRPA riguardo il digestato ([4]) sono stati ricavati importanti valori per il calcolo delle emissioni.

Dalle analisi svolte sul digestato in uscita dall'impianto di digestione di CAT si evince che il potenziale metanigeno residuo è di 26,6 Nm³/t di sostanza secca (Tabella 23).

Sono perciò stati calcolati i quantitativi annuali di sostanza secca del digestato prodotto annualmente e in seguito il potenziale metanigeno emissivo annuale in uscita dall'impianto.

Con l'utilizzo del "Methane conversion factor" (MCF) fornito da IPCC per quanto concerne le emissioni di CH₄ si sono calcolate le emissioni annuali di metano per lo stoccaggio del digestato (Tabella 24). Inoltre i calcoli hanno consentito di valutare le emissioni di N₂O per entrambe le frazioni, utilizzando i fattori di emissioni consigliati da IPCC.(Tabella 25).

Tabella 23 Caratteristiche chimico-fisiche delle frazioni di digestato

| Analisi chimico-fisiche | | | | |
|-------------------------|----------|----------|----------------|----------------|
| | SS (%) | SV (%SS) | N-tot (kg N/t) | N-NH4 (%N-tot) |
| Digestato tal quale | 6,9 | 72,9 | 4,4 | 59,3 |
| Digestato solido | 24,7 | 86,5 | 5,8 | 31,5 |
| Digestato liquido | 5,5 | 67,8 | 4,3 | 59,3 |
| Quantità annuali | | | | |
| | SS (t) | SV (t) | N-tot (kg N/t) | NH4 (t) |
| Digestato tal quale | 1.290,16 | 940,53 | 82,27 | 48,79 |
| Digestato solido | 450,28 | 389,49 | 10,57 | 3,33 |
| Digestato liquido | 928,13 | 629,27 | 72,56 | 43,03 |

Fonte: Dati raccolti nell'ambito del progetto BiomassVal o provenienti da pubblicazioni CRPA

Tabella 24 Emissioni di metano da stoccaggio valide per lo scenario attuale

| | Quantità | Unità di misura |
|---|----------|-----------------------|
| Potere metanigeno | 26,6 | Nm ³ /t SV |
| Fattori di emissione di metano | | |
| Stoccaggio del solido a lungo termine su platea | 2 | % |
| Stoccaggio del liquido | 25 | % |
| Emissioni annuali di metano da stoccaggio | | |
| Digestato solido | 0,14 | t |
| Digestato liquido | 2,80 | t |

Fonte: Dati elaborati nell'ambito della tesi di laurea svolta

Tabella 25 Emissioni di N₂O da stoccaggio del digestato

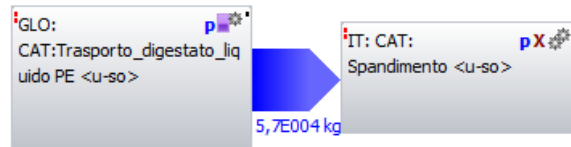
| | Quantità | Unità di misura |
|---------------------------------------|----------|---------------------------------|
| Fattori di emissione N ₂ O | | |
| Digestato solido | 0,005 | kg N ₂ O come N/kg N |
| Digestato liquido | 0,005 | kg N ₂ O come N/kg N |
| Emissioni annuali da stoccaggio | | |
| Digestato solido | 0,0529 | t di N |
| Digestato liquido | 0,3628 | t di N |

Fonte: Dati elaborati nell'ambito della tesi di laurea svolta

La modellazione del processo di gestione è stata eseguita in modo differente per la frazione solida e la frazione liquida.

Per quanto concerne la frazione liquida (Figura 6), lo spandimento avviene su terreno di 57 m³/ha di prodotto tramite trattore con botte. Sono stati analizzati i consumi per il trasporto modellati con l'ausilio del processo di trasporto "Truck-trailer diesel driven, Euro 3 payload capacity" della banca dati di PE International: ne sono stati modificati i parametri di distanza e di carico adeguandoli a quelli della realtà di CAT (9 km distanza di trasporto e capacità di carico 20 m³).

Figura 6 Schema a blocchi per lo smaltimento del digestato liquido



La frazione solida viene distribuita tramite carri per lo spandimento del letame con carico di 16 t di digestato solido. La distanza media tra l’impianto e il sito di spandimento è di circa 9 km. Per la fase di trasporto è stato modificato il processo di trasporto “Truck-trailer diesel driven, Euro 3 payload capacity” della banca dati di PE International. (Figura 7)

Figura 7 Schema a blocchi per lo smaltimento del digestato solido



Le emissioni considerate per lo spandimento fanno riferimento alla combustione di diesel in motrici agricole (Tabella 5). Sono state inoltre considerate solo le emissioni dirette di azoto da digestato corrispondenti a 10 g di N per 1 kg di azoto nel digestato come raccomandato da IPCC.

Nella Tabella 26 sono riportate le caratteristiche chimiche del digestato per entrambe le frazioni ricavate dalle analisi svolte dal CRA-ABP nell’ambito del progetto BiomassVal.

La Tabella 27 riassume il consumo di combustibile e di lubrificante per lo spandimento solido e liquido

Tabella 26 Caratteristiche chimiche del digestato ([21])⁶

| | Frazione liquida | Frazione solida |
|-------------------|------------------|-----------------|
| C organico | 1,09% | 44,40% |
| N totale | 0,36% | 1,40% |
| C/N | 3,06 | 31,4 |
| N-NH ₄ | 0,21% | n.d. |
| K | n.d. | 1,66% |
| P | n.d. | 0,09% |
| S | n.d. | 0,23% |

Fonte: Dati provenienti da studi effettuati dal CRA-ABP nell'ambito del progetto BiomassVal

Tabella 27 Consumi per lo spandimento del digestato

| | Quantità | Unità di misura |
|---------------------|----------|-----------------|
| Diesel | | |
| Spandimento solido | 15 | l/ha |
| Spandimento liquido | 15 | l/ha |
| Lubrificante | | |
| Spandimento solido | 0,1 | l/ha |
| Spandimento liquido | 0,1 | l/ha |

Fonte: Dati raccolti con i tecnici CAT

5.2.4.1 Scenario futuro

La modellazione ha previsto il confronto tra due differenti gestioni del digestato solido: nello scenario futuro si è ipotizzata l'essiccazione del digestato separato solido.

⁶ Per gentile concessione di Dott.ssa Alessandra Lagomarsino, Consiglio per la Ricerca e la sperimentazione in Agricoltura, Centro di ricerca per l'Agrobiologia e la Pedologia (CRA-ABP) di Firenze.

Le operazioni di separazione del digestato tal quale per frazione liquida e per quella solida sarebbero equivalenti allo scenario attuale, come riassunto nella Tabella 22. Inoltre non ci sarebbero variazioni nelle emissioni per di CH₄ e N₂O per quanto riguarda la frazione liquida (Tabella 24 e Tabella 25).

Tuttavia è importante precisare che nello scenario futuro lo stoccaggio del digestato solido su platea sarebbe a breve termine. Infatti quotidianamente il digestato solido separato verrebbe alimentato all'essiccatore. Per questo motivo le emissioni di metano da stoccaggio della frazione solida sarebbero minori (Tabella 28).

Tabella 28 Emissioni di metano da stoccaggio valide per lo scenario futuro

| | Quantità | Unità di misura |
|---|----------|-----------------|
| Stoccaggio del solido a breve termine su platea | 0,1 | % |
| Stoccaggio del liquido | 25 | % |
| Emissioni annuali di metano da stoccaggio | | |
| Digestato solido | 0,0069 | t |
| Digestato liquido | 2,80 | t |

Fonte: Dati elaborati nell'ambito della tesi di laurea svolta

L'operazione di essiccazione consentirebbe di valorizzare il calore proveniente dai cogeneratori che ad oggi viene dissipato e di produrre un interessante prodotto dal punto di vista energetico.

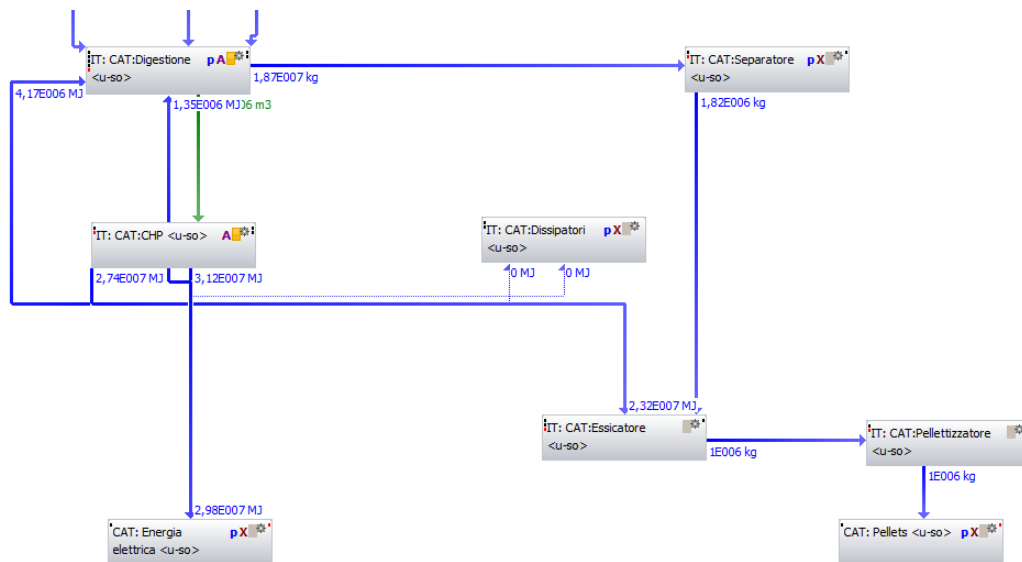
Come anticipato nel capitolo 2 infatti, il digestato essiccato potrebbe successivamente essere avviato alla pellettizzazione per la produzione di combustibile solido. Secondo [19] il potere calorifico del digestato essiccato con un tenore di umidità del 9,5 % e di 15,4 MJ per kg di sostanza.

L'opzione ipotizzata garantirebbe perciò una immissione in rete del 5% in più di energia elettrica prodotta e la produzione di combustibile solido.

L'impiantistica meccanica al servizio del nuovo impianto di essiccazione e pellettizzazione è stata ricavata dalle offerte presenti sul mercato. Per sfruttare tutta la potenza termica oggi dissipata si è ipotizzato di alimentare all'essiccatore anche graspi, materiale idoneo ad una successiva combustione.

Il processo è stato modellato variando il parametro che caratterizza lo scenario attuale, utilizzando il calore prodotto dai cogeneratori per l'essiccazione così come riportato in Figura 8.

Figura 8 Schema a blocchi per la gestione del digestato nello scenario futuro



La Tabella 29 e la Tabella 30 riportano le caratteristiche tecniche e i consumi che si sono ipotizzati rispettivamente per l'impianto di essiccazione e pellettizzazione. A fronte dell'installazione di questi impianti, sarà necessario acquistare dalla rete elettrica nazionale un maggiore quantitativo di energia elettrica rispetto alla attuale.

Tabella 29 Caratteristiche tecniche e flussi annuali dell'impianto di essiccazione

| | Quantità | Unità di misura |
|---------------------------------|------------|-----------------|
| Caratteristiche tecniche | | |
| Potenza media elettrica | 50 | kW |
| Potenza termica (15°) | 1.050 | kW |
| Ore funzionamento digestato | 2.220 | h |
| Ore funzionamento graspi | 1.940 | h |
| Portata in ingresso | 821 | kg/h |
| input | | |
| Digestato(S.S. 25%) | 1.823 | t |
| Graspi (S.S. 25%) | 1.592 | t |
| Energia termica | 15.724.800 | MJ |
| Energia elettrica | 748.800 | MJ |
| ouput | | |
| Digestato essiccato | 536 | t |
| Graspi essiccati | 468 | t |

Fonte: Dati elaborati nell'ambito della tesi di laurea svolta

Tabella 30 Caratteristiche tecniche e flussi annuali dell'impianto di pellettizzazione

| | Quantità | Unità di misura |
|---------------------------------|----------|-----------------|
| Caratteristiche tecniche | | |
| Potenza elettrica | 40 | kW |
| Portata in ingresso | 250 | kg/h |
| Ore funzionamento | 2.145 | h |
| input | | |
| Digestato essiccato | 536 | t |
| Energia elettrica | 308838 | MJ |
| output | | |
| Pellets di digestato | 536 | t |

Fonte: Dati elaborati nell'ambito della tesi di laurea svolta

5.2.5 Provenienza dei dati

La valutazione della qualità dei dati è un aspetto significativo da tenere in considerazione così come sottolineato dal documento dell'ILCD.

Tutti i dati quantitativi utilizzati nello studio sono dati primari, raccolti direttamente presso la Cooperativa CAT o tramite questionari.

Fanno eccezione i dati che sono riportati in Tabella 31 che provengono da letteratura e/o stime.

Tabella 31 Dati stimati e/o da letteratura

| Tipologia di dato | Fonte |
|---|---|
| Potere calorifico inferiore (LHV) del digestato | Kratzeisen M., Starcevic N., Martinov M., Maurer C., Müller J., Applicability of biogas digestate as solid fuel. Elsevier, 2010. |
| Emissioni per la combustione di diesel | CORINAIR 2009 |
| Emissioni per le fertilizzazioni azotate | IPCC 2006 |
| Emissioni per lo stoccaggio del digestato | IPCC 2006, assimilando come consigliato il digestato a letame e prendendo in considerazione una temperatura media esterna di 14,2°C |
| Emissioni per lo spandimento del digestato | IPCC 2006, considerando il contenuto di azoto nel digestato come indicato nelle analisi svolte del CRA-ABP di Firenze |
| Dati tecnici relativi all'essicatore e al pellettizzatore | Scelta tra i macchinari disponibili sul mercato in accordo con i tecnici CAT |

I processi utilizzati da DB sono stati ricavi dalle banche dati di PE ed Ecoivent 2.2. La tipologie di processi utilizzati sono riportati in Tabella 32.

Tabella 32 Processi da DB utilizzati per la modellazione

| Processo | Banca dati | Processo DB |
|--|---------------|---|
| Produzione Urea | Ecoinvent 2.2 | RER: urea, as N, at regional storehouse |
| Produzione Nitrato d'Ammonio | Ecoinvent 2.2 | RER: ammonium nitrate, as N, at regional storehouse |
| Energia elettrica (Mix elettrico italiano) | Ecoinvent 2.2 | IT: electricity, production mix IT |
| Seme mais | Ecoinvent 2.2 | CH: maize seed organic, at regional storehouse |
| Seme sorgo | Ecoinvent 2.2 | CH: maize seed organic, at regional storehouse |
| Seme triticale | Ecoinvent 2.2 | CH: wheat seed organic, at regional storehouse |
| Diesel | PE | EU-27: Diesel mix at refinery |
| Lubrificante | PE | GLO: Lubricant(aequos emulsion of fatty substance) |
| Trasporto | PE | GLO: Diesel driven, Euro 3, cargo, 27t payload capacity |

5.3 Analisi degli impatti dello scenario attuale

La fase di valutazione degli impatti consiste nella classificazione e nella caratterizzazione delle emissioni inquinanti calcolate nella fase di inventario.

La categoria più rappresentativa scelta per l'analisi dei risultati è quella corrispondente al potenziale di cambiamento climatico (Global Warming Potential, GWP) che riporta tutte emissioni nel processo in kilogrammi di CO₂ equivalente.

I risultati mostrano le emissioni di CO₂ equivalente per i principali gruppi di processo all'interno del sistema studiato. I dati sono stati aggregati per favorirne la lettura in otto categorie corrispondenti ai gruppi di processi.

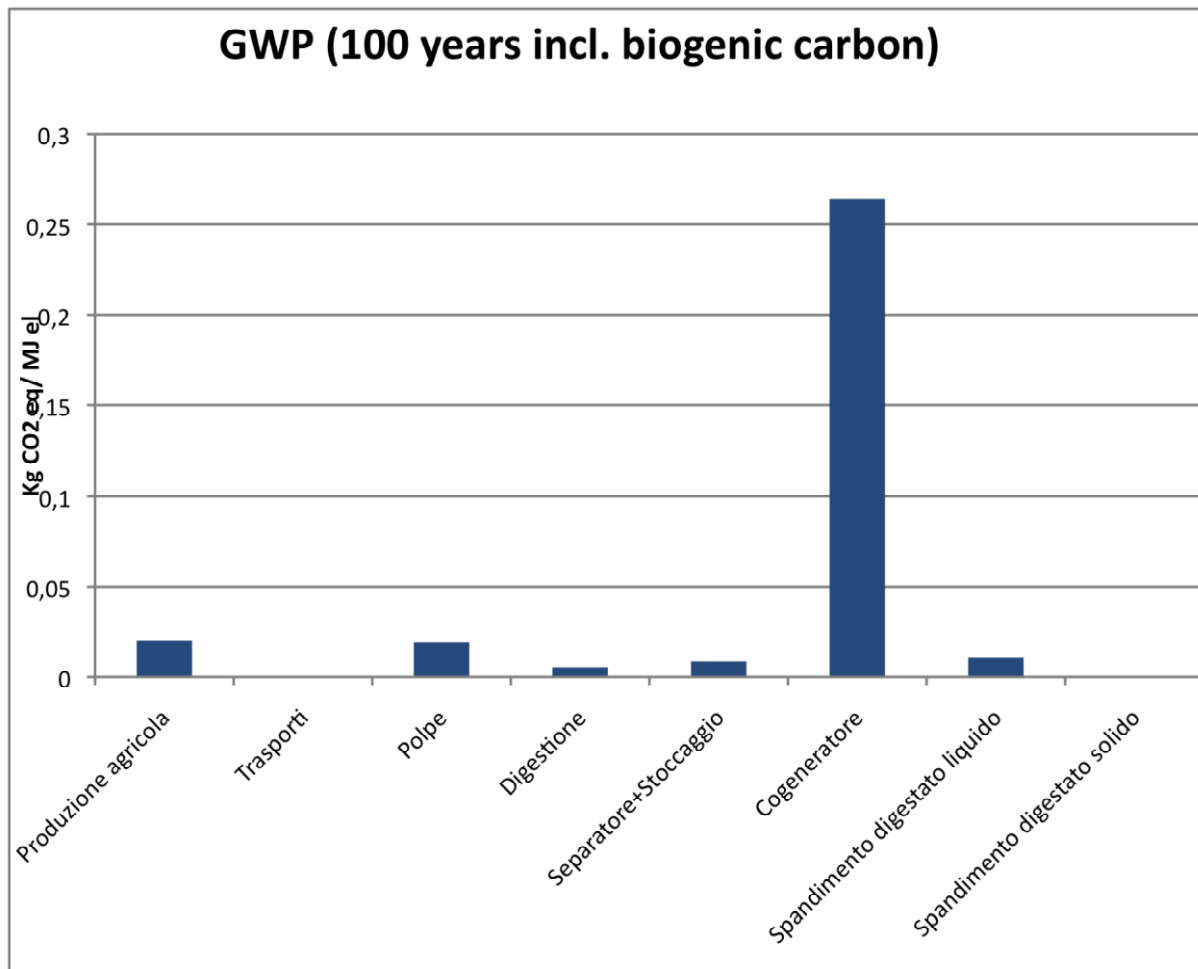
La Figura 9 mostra gli impatti relativi alla immissione in rete di 1 MJ di energia elettrica, includendo le emissioni di carbonio biogenico.

Il carbonio biogenico è la parte delle emissioni di carbonio che derivano da un precedente assorbimento di anidride carbonica da parte delle piante.

Nel seguito verranno confrontati i risultati ottenuti includendo ed escludendo il carbonio biogenico.

È necessario precisare che una analisi corretta, al fine di valutare correttamente le emissioni di carbonio biogenico, avrebbe dovuto valutare la quota parte di carbonio assorbita dalla piante durante la loro crescita: in questo modo si sarebbe potuto contabilizzare correttamente tutti i crediti e le emissioni di CO₂ durante il processo.

Figura 9 Risultati relativi alla Carbon Footprint (incl. carbonio biogenico) per 1 MJ_{el}



La Tabella 33 mette in evidenza i quantitativi di emissioni corrispondenti a ciascun processo.

Tabella 33 Risultati relativi alla Carbon Footprint(incl. carbonio biogenico) di 1 MJ_{el}

| Processo | Produzione agricola | Trasporti | Polpe | Digestione | Separatore+ Stoccaggio | Cogenerator e | Spandimento digestato liquido | Spandimento digestato solido | TOTALE |
|-----------------------|---------------------|-----------|--------|------------|------------------------|---------------|-------------------------------|------------------------------|------------|
| kg CO ₂ eq | 0,02 | 3E-05 | 0,0191 | 0,0055 | 0,0086 | 0,2642 | 0,0106 | 0,00019 | 0,32818164 |

La Figura 10 e la Tabella 34 mettono in evidenza gli impatti legati alla produzione di 1MJ di elettricità, escludendo le emissioni di carbonio biogenico.

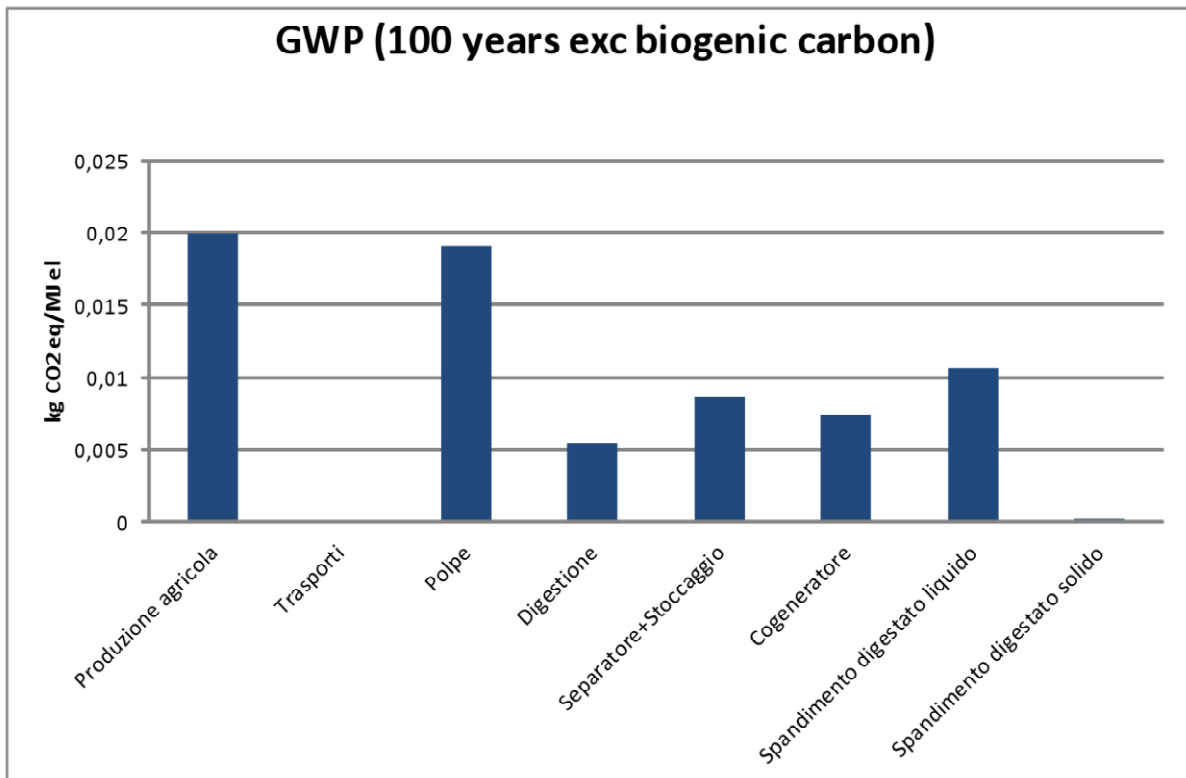
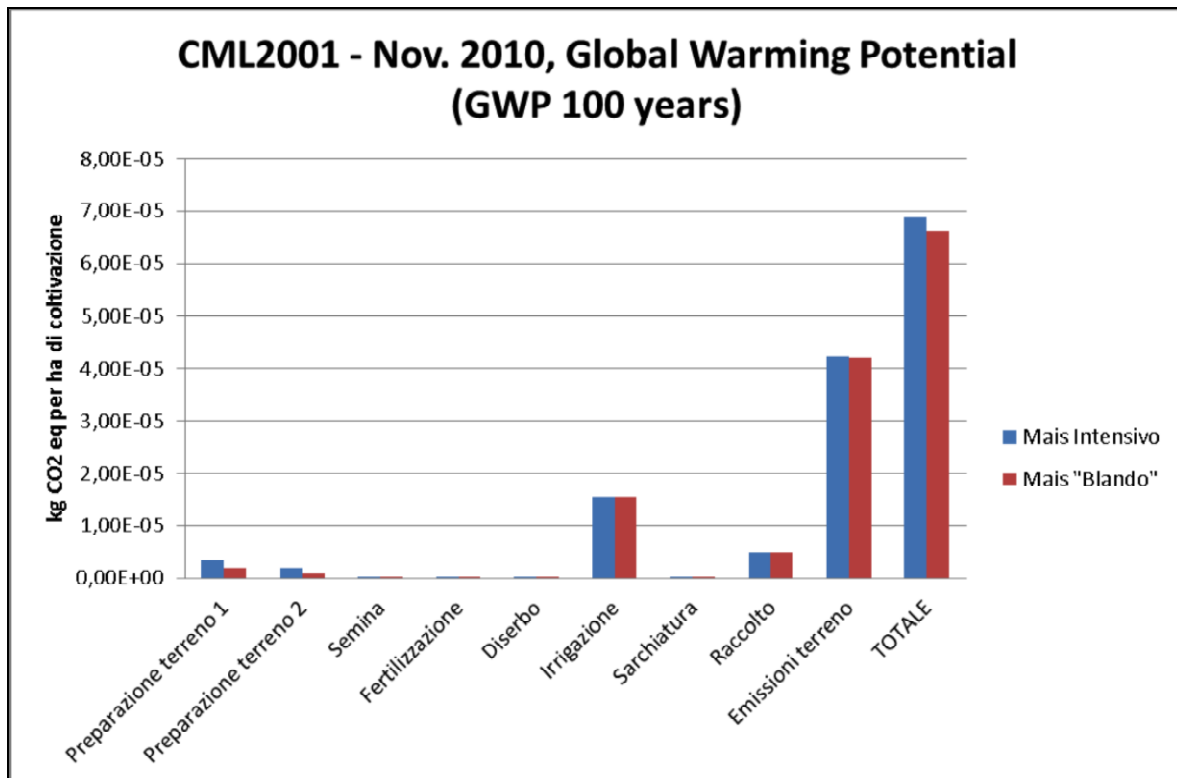
 Figura 10 Risultati relativi alla Carbon Footprint (escl. carbonio biogenico) per 1 MJ_{el}


Tabella 34 Risultati relativi alla Carbon Footprint (escl. carbonio biogenico) per 1 MJ_{el}

| Processo | Produzione agricola | Trasporti | Polpe | Digestione | Separatore+ Stoccaggio | Cogeneratore | Spandimento digestato liquido | Spandimento digestato solido | TOTALE |
|-----------------------|---------------------|-----------|-------|------------|------------------------|--------------|-------------------------------|------------------------------|-----------|
| kg CO ₂ eq | 0,02 | 3E-05 | 0,019 | 0,005 | 0,0086 | 0,007 | 0,0106 | 0,0002 | 0,0713849 |

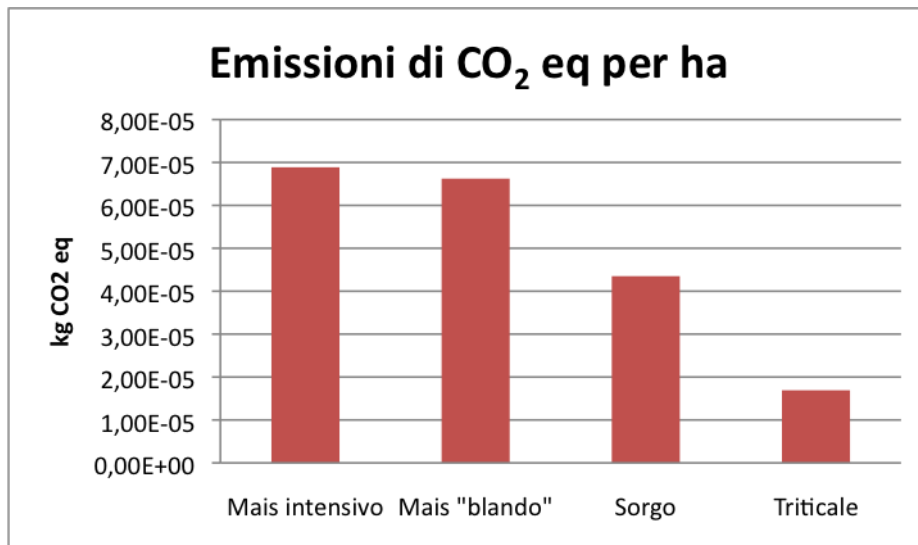
In seguito si è proceduto ad analizzare le criticità emerse nella prima fase di valutazione degli impatti. Sono infatti state poste a confronto le due tecniche di produzione del mais, per verificarne la differente portata in termini di impatti (Figura 11).

Figura 11 Impatti relati alla coltivazione di 1 ha di mais con le due tecniche analizzate



Si è poi provveduto a confrontare le fonti di emissioni per le quattro tipologie di coltivazioni considerate (Figura 12).

Figura 12 Impatti relativi alla coltivazione di 1 ha di terreno a seconda della coltura



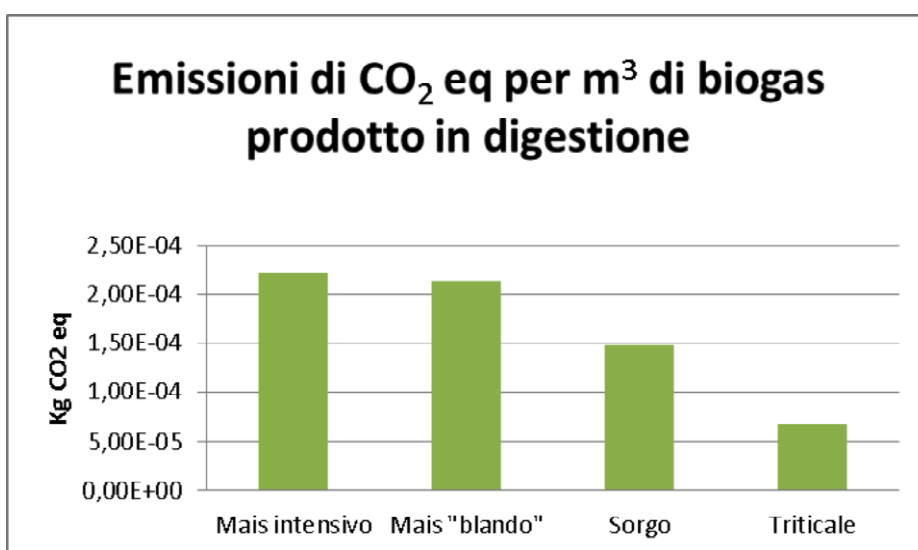
Infine, si sono volute confrontare le emissioni di ogni coltivazione rispetto al potenziale metanigeno (BMP) di ciascuna coltura dedicata (Figura 13), facendo riferimento ai potenziali presenti in letteratura e all’esperienza di CAT (Tabella 35).

Tabella 35 Potenziale metanigeno di prodotti alimentati

| | Mais | Triticale | Sorgo | Polpe |
|------------------------------|------|-----------|-------|-------|
| Nm ³ /t tal quale | 210 | 180 | 170 | 160 |

Fonte: Dati raccolti nell’ambito della tesi di laurea svolta e dell’attività di tirocinio di svolta[15]

Figura 13 Carbon Footprint dei prodotti alimentati rispetto al BMP



Le Figure 14-17 mettono a confronto le emissioni da fertilizzazione con quelle legate alle lavorazioni agricole. Si può notare che, a parte il caso del triticale, le emissioni in termini di CO2 equivalente sono sbilanciate a favore della fertilizzazione.

Figura 14 Impatti Triticale

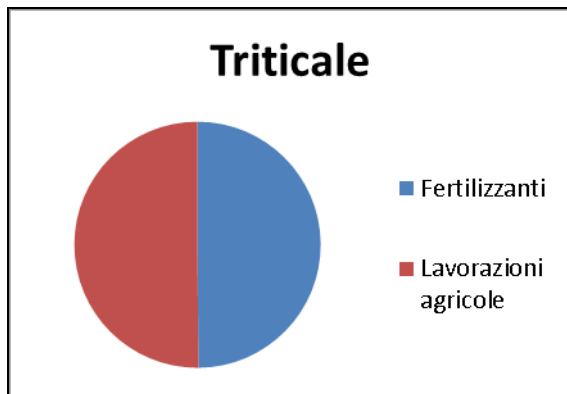


Figura 15 Impatti Sorgo

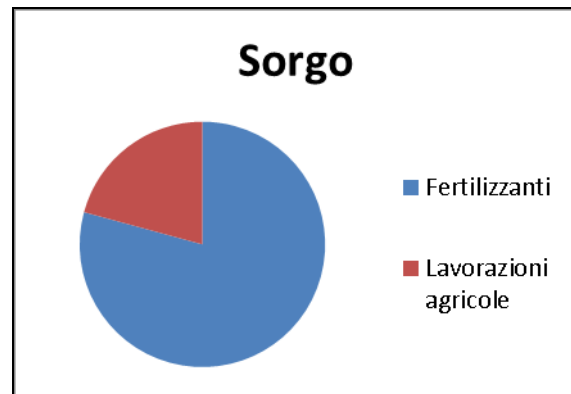


Figura 16 Impatti Mais intensivo

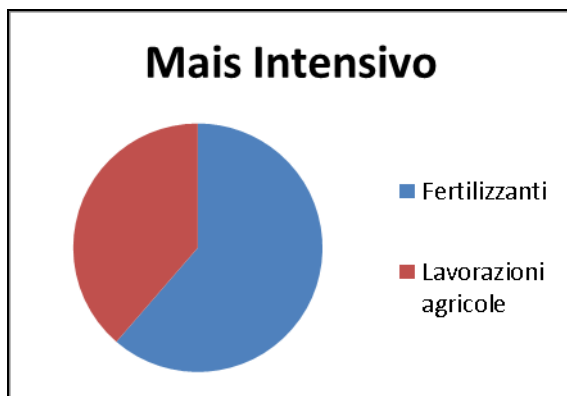
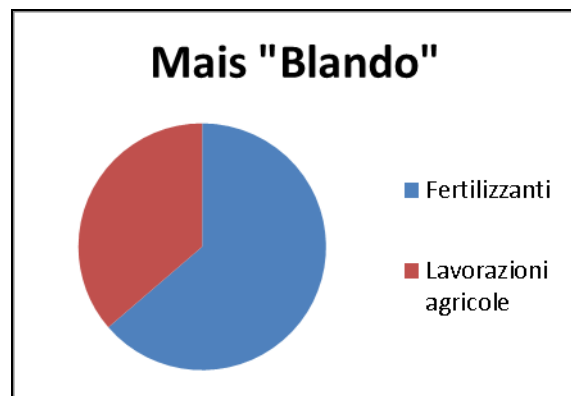
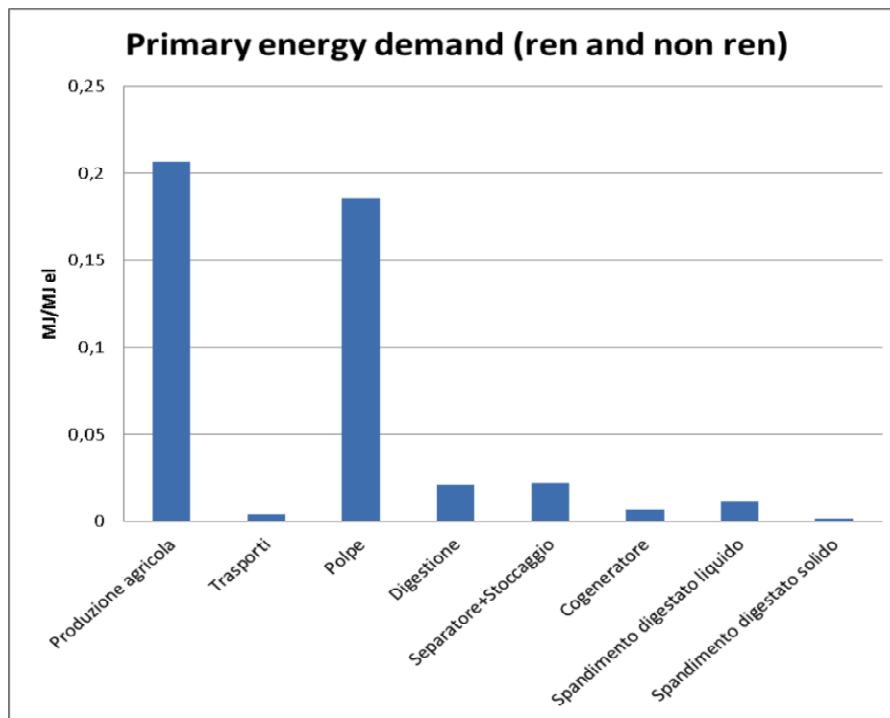


Figura 17 Impatti Mais "blando"



Dopo aver analizzato il potenziale di riscaldamento globale del processo in esame, si è passati a valutare la richiesta di energia primaria rinnovabile e non rinnovabile di ogni singolo processo preso in esame. In questo modo è possibile valutare con precisione quale gruppo di processi contribuisce in maniera più cospicua alla richiesta energetica del sistema. Come in precedenza i dati sono stati aggregati sulla base degli otto gruppi di processi principali (Figura 18).

Figura 18 Richiesta di energia primaria dei processi




Dai risultati ottenuti appare evidente come i processi più importanti dal punto di vista ambientale ed energetico siano quelli legati alla produzione agricola. I processi agricoli infatti contabilizzano sia le emissioni dovute alla lavorazione dei terreni ad opera di macchine specializzate, sia le emissioni di azoto (N_2O) dai terreni così come evidenziato nella fase di inventario.

La presenza di un numero significativo di impatti legati all'utilizzo di polpe pressate è legata alle allocazioni eseguite in accordo con la metodologia LCA: alla polpa infatti viene allocata una parte degli impatti della produzione dello zucchero, processo che ha una elevata richiesta energetica.

Una criticità che è necessario mettere in evidenza riguarda le emissioni e le richieste energetiche legate alla gestione della frazione liquida del digestato.

Poiché nei dati riguardanti il GWP vengono incluse anche le emissioni di N_2O da spandimento, il dato è significativo e merita particolare attenzione. Il quantitativo di emissioni per il digestato solido risulta molto inferiore per la maggior quantità di liquido in uscita dall'impianto.

Come evidenziato dalle figure precedenti i trasporti non incidono in maniera significativa sulle emissioni totali, in quanto nella fase agricola e nelle fasi di

| | | | | | |
|--|---------------------------------|-------------|-----------------|-------------|-----------|
|  Centro Ricerche Bologna | Sigla di identificazione | Rev. | Distrib. | Pag. | di |
| | UTVALAMB – P9VF- 021 | 1 | L | 64 | 70 |

smaltimento vengono valutate le emissioni di N₂O che hanno un peso maggiore rispetto alla CO₂: infatti 1 kg di N₂O corrisponde a 310 kg di CO₂ in termini di Global Warming Potential.

Le valutazioni eseguite sulle coltivazioni mettono in evidenza aspetti significativi che è necessario analizzare con precisione.

Lo studio eseguito sugli impatti legati alle produzioni per ha e in riferimento allo potenzialità metanigene del prodotto coltivato dimostra che il triticale è la coltivazione a cui corrispondono il minor numero di impatti per metro cubo di biogas prodotto. Questo dato è sicuramente influenzato dalla assenza di irrigazioni, a differenza del mais, che inciderebbero in maniera significativa sulla produzione.

Dalle figure 14-17 appare come le emissioni siano sbilanciate a favore delle fertilizzazioni rispetto alle coltivazioni agricole.

Il triticale si conferma un ottimo prodotto per le ridotte emissioni di azoto, dovute a fertilizzazioni minime, e per le lavorazioni meno impattanti che vengono eseguite.

6. Prospettive di efficientamento dell'impianto CAT


In seguito alle analisi svolte è necessario valutare quali possibili scenari di efficientamento energetico siano possibili per l'azienda CAT.

All'interno dell'analisi LCA svolta è già stata ipotizzata la possibilità di installare un essiccatore e un pellettizzatore: questa scelta garantirebbe l'assorbimento della potenza termica che oggi viene dissipata e contribuire ad aumentare la sostenibilità energetica del processo.

La potenza termica a disposizione verrebbe utilizzata per l'essiccazione della frazione solida del digestato e per i gaspi derivanti dalla lavorazione del vino.

È necessario sottolineare che in questo modo verrebbe valorizzato un rifiuto presente in grandi quantità nelle cantine della zona, trasformandolo in un combustibile con elevate potenzialità energetiche.

Inoltre questa scelta innovativa garantirebbe l'immissione in rete di un quantitativo di energia elettrica maggiore, a fronte del mancato autoconsumo legato alla dissipazione del calore.

| | | | | | |
|--|---------------------------------|-------------|-----------------|-------------|-----------|
|  Centro Ricerche Bologna | Sigla di identificazione | Rev. | Distrib. | Pag. | di |
| | UTVALAMB – P9VF- 021 | 1 | L | 65 | 70 |

All'interno delle prospettive di efficientamento si è scelto di valutare la sostenibilità dell'introduzione di cippato in sostituzione ai gaspi nell'essiccatore.

In tal modo l'essiccatore potrebbe garantire portate di materiale maggiori, in seguito al minor tenore di umidità del cippato. Il cippato una volta essiccato potrebbe poi essere avviato a pellettizzazione, producendo un interessante materiale per la combustione.

La materia prima per la produzione di cippato potrebbe essere soddisfatta dalle potature dei numerosi vigneti presenti nella zona. Questa scelta garantirebbe una soluzione per la gestione delle potature della vite, che ad oggi vengono o trinciate o bruciate sul posto.

Come indicato dal Piano Energetico Provinciale della Provincia di Reggio Emilia⁷, le biomasse potenzialmente valorizzabili sul territorio provinciale rappresentano un quantitativo energetico non trascurabile.

Si è quindi proceduto a ipotizzare l'avviamento di potature di vite cippate all'interno dell'essiccatore e del pellettizzatore. Come nello scenario ipotizzato nell'LCA, questa soluzione garantirebbe la possibilità di ridurre del 67% la dissipazione di energia termica.

Inoltre è importante sottolineare che una corretta gestione dell'impianto nei vari periodi dell'anno, consentirebbe di ridurre ancora di più la dissipazione del calore: ipotizzando un funzionamento dell'essiccatore a pieno ritmo nei mesi estivi, in cui la richiesta di energia termica da parte dell'impianto di digestione è minore, si potrebbe garantire un ulteriore riduzione degli autoconsumi per dissipazione.

Di seguito viene riportata la tabella che riassume le caratteristiche tecniche e di funzionamento dell'essiccatore e del pellettizzatore (Tabella 36 e Tabella 37).

⁷ Provincia di Reggio Emilia, *Piano Energetico Provinciale*, Elaborati dal Workshop 29 maggio 2013.

Tabella 36 Dati tecnici essiccatoio per digestato e cippato

| | Quantità | Unità di misura |
|---------------------------------|------------|-----------------|
| Caratteristiche tecniche | | |
| Potenza media elettrica | 50 | kW |
| Potenza termica (15°) | 1.050 | kW |
| Ore funzionamento annue | 4.160 | h/y |
| Portata digestato | 821 | kg/h |
| Portata cippato | 2.205 | kg/h |
| <i>input</i> | | |
| Digestato alimentato | 1.823 | t |
| Cippato alimentato | 4.277 | t |
| Energia termica | 15.724.800 | MJ |
| Energia elettrica | 748.800 | MJ |
| <i>ouput</i> | | |
| Digestato essicato | 536 | t |
| Cippato essicato | 2.940 | t |


Fonte: Dati elaborati nell'ambito della tesi di laurea svolta

Tabella 37 Dati tecnici pellettizzatore per digestato e cippato

| | Quantità | Unità di misura |
|---------------------------------|-----------|-----------------|
| Caratteristiche tecniche | | |
| Potenza elettrica | 67,5 | kW |
| Portata in ingresso | 500 | kg/h |
| Ore funzionamento | 4.160 | h |
| <i>input</i> | | |
| Digestato essicato | 536 | t |
| Cippato essicato | 1.544 | t |
| energia elettrica annuale | 1.010.880 | MJ |
| <i>ouput</i> | | |
| Cippato pellets | 1.544 | t |
| Digestato pellets | 536 | t |

Fonte: Dati elaborati nell'ambito della tesi di laurea svolta

È necessario mettere in evidenza che la soluzione prospettata garantirebbe la valorizzazione di flussi che ad oggi vengono smaltiti. Al fine di garantire il cippato necessario per l'essiccatoio, si stima sarebbero necessari 2.400 ha di vigneti, circa il 30% del terreno dedicato a vite nella provincia di Reggio Emilia.

| | | | | | |
|--|---------------------------------|-------------|-----------------|-------------|-----------|
|  Centro Ricerche Bologna | Sigla di identificazione | Rev. | Distrib. | Pag. | di |
| | UTVALAMB – P9VF- 021 | 1 | L | 67 | 70 |

Le potenzialità del cippato e del pellets ottenuto dalle potature della vite sono molto significative, come dimostrano le esperienze analizzate da AIEL (Associazione Italiana Energie Agroforestali, [10]).

In base al decreto legislativo 205/10 le potature di coltivazioni legnose agricole rientrano all'interno delle biomasse combustibili e pertanto non sono più classificate come rifiuto o sottoprodotto.

7. Conclusioni

Lo studio eseguito ha fatto emergere particolari molto interessanti che mettono in evidenza le criticità e i punti di forza della produzione di elettricità da biogas.


La produzione di elettricità da biogas si colloca in modo positivo all'interno del quadro di produzione elettrico italiano: il mix energetico italiano si attesta su 0,16 kg CO₂ eq/MJ per la produzione di energia elettrica da gas metano con impianti convenzionali ([3]). La produzione di energia elettrica da parte di CAT incide sul riscaldamento globale con una quantità di CO₂ equivalente pari a 0,071 per MJ prodotto escludendo il carbonio biogenico.

É importante sottolineare che l'esclusione del carbonio biogenico dai risultati, così come indicato dal confronto tra le Tabella 33 e Tabella 34, ha un peso significativo sulle emissioni totali.

L'analisi dei singoli processi ha messo in evidenza i punti critici della produzione di biogas: i flussi che contribuiscono in maniera più significativa alle emissioni totali sono i combustibili utilizzati per i mezzi d'opera, l'utilizzo di fertilizzanti nelle colture agricole e le emissioni dai suoli di azoto.

Successive ricerche dovranno approfondire i processi principali al fine di valutarne l'efficientamento energetico e ambientale.

In particolare sarà necessario approfondire l'analisi della fase agricola per appurare la correttezza dei risultati ottenuti: in questo modo la produzione di biogas potrà essere soddisfatta dai substrati con il minor impatto nella fase di produzione agricola affiancati da sottoprodotti.

| | | | | | |
|--|---------------------------------|-------------|-----------------|-------------|-----------|
|  Centro Ricerche Bologna | Sigla di identificazione | Rev. | Distrib. | Pag. | di |
| | UTVALAMB – P9VF- 021 | 1 | L | 68 | 70 |

Le valutazioni eseguite sul processo di gestione del digestato hanno fatto emergere criticità legate allo stoccaggio e , in particolare, allo spandimento.

La disponibilità di energia termica traccia quindi la strada per un possibile futuro efficientamento dell’impianto. Gli scenari ipotizzati nel capitolo 5.2.5 e nel capitolo 6 appaiono come soluzioni molto interessanti per l’azienda: la valorizzazione del digestato solido e il recupero energetico da scarti di lavorazione (graspi) potranno in futuro garantire a CAT la produzione di energia sotto forma di combustibili solidi.

Il futuro utilizzo del digestato liquido come fertilizzante verrà valutato dalle analisi svolte dal Centro di Ricerca per l’Agrobiologia e la Pedologia⁸ (CRA-ABP) di Firenze in collaborazione con CAT all’interno del progetto BiomassVal.

Lo sviluppo di una filiera corta, di una valorizzazione dell’aspetto cooperativo, del corretto equilibrio tra colture tradizionali e agroenergetiche fa di CAT un esempio di ottima gestione del processo di produzione del biogas.


Le importanti sperimentazioni che vengono eseguite dai tecnici della Cooperativa, in collaborazione con centri di ricerca, dimostrano l’interesse di CAT nei confronti delle possibili innovazioni future.

Dallo studio condotto emerge inoltre come le tecnologie e le pratiche legate al biogas, nonostante lo sviluppo esponenziale negli ultimi anni, siano ancora all’inizio del loro sviluppo. Per questo motivo l’analisi LCA fornisce elementi significativi di spunto per migliorare il processo.

Lo sviluppo delle tecnologie negli anni futuri sarà sicuramente segnato da importanti novità in ogni fase del processo: dall’introduzione di nuovi sottoprodotti e colture dedicate al diverso utilizzo del digestato.


L’incentivazione tramite tariffa omnicomprensiva, nonostante le riduzioni nell’ultimo anno, favorirà questo sviluppo, accompagnando aziende e centri di ricerca verso un’innovazione che renderà gli impianti ambientalmente e energeticamente più sostenibili.

⁸ Consiglio per la Ricerca e la sperimentazione in Agricoltura, Centro di ricerca per l’Agrobiologia e la Pedologia (CRA-ABP) di Firenze.

| | | | | | |
|--|---------------------------------|-------------|-----------------|-------------|-----------|
|  Centro Ricerche Bologna | Sigla di identificazione | Rev. | Distrib. | Pag. | di |
| | UTVALAMB – P9VF- 021 | 1 | L | 69 | 70 |

Bibliografia

- [1] Baumann H., Tillman A., *The Hict hiker's Guide to LCA*, Studentlitteratur, Lund, 2004.
- [2] Boulamanti AK, et al., *Influence of different practises on biogas sustainability*, Biomass and Bioenergy (2013), <http://dx.doi.org/10.106/j.biombioe.2013.02.020>
- [3] Caputo A., *Produzione di energia elettrica e emissioni di gas serra*, APAT.
- [4] CRPA, *Digestato un utile sottoprodotto del biogas*, Conoscere per competere, settembre 2012.
- [5] CRPV, *Risultati del progetto "Filiera Colture Oleaginose per la produzione di olio per uso industriale ed energetico(annata 2010-2011)"*, 2013, Programma nazionale di ristrutturazione del settore bieticolo-saccarifero.
- [6] D.M. 6 luglio 2012, Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana.
- [7] European Commission, *Report from the commission to the council and the European Parliament on sustainability requirements for the use of solid and gaseous biomass sources in electricity, heating and cooling*, 2010.
- [8] Fabbri C., Labartino N., Manfredi S., Piccinini S., *Biogas, il settore è strutturato e continua a crescere*, Supplemento a L'informatore agrario, 11/2013: 11.
- [9] *Fantin V., Manfredi M., Stefanova M., Galligani T., Masoni P., Environmental Assessment of electricity production from an anaerobic digestion plant*, SETAC Europe 19th Case Study Symposium, Rome, November 2013.
- [10] Francescato V., *Soluzioni tecnologiche per la valorizzazione energetica delle potature di vite*, Conegliano, 6 aprile 2013.
- [11] Francescato V., Antonini E., Aiel, *La combustione del legno Fattori di emissione e quadro normativo*, Veneto Agricoltura.
- [12] GaBi 6 (Software). Leinfelden-Echterdingen. Germany: PE International 2013.
- [13] Gabi 6, *Documentation for Truck Transport Processes*, 2012, http://www.gabi-software.com/fileadmin/gabi/documentation5/Documentation_GaBi_Transport_Processes_Truck.pdf
- [14] GaBi Database & Modelling Principles 2012, Leinfelden-Echterdingen (Germany), PE International 2012.

| | | | | | |
|--|---------------------------------|-------------|-----------------|-------------|-----------|
|  Centro Ricerche Bologna | Sigla di identificazione | Rev. | Distrib. | Pag. | di |
| | UTVALAMB – P9VF- 021 | 1 | L | 70 | 70 |

- [15] Gallingani T., *Gestione e controllo di impianto per la digestione anaerobica per la produzione di energia elettrica da biogas*, Relazione di fine tirocinio curricolare, Bologna, 03 settembre 2013.
- [16] IEA-Biogas, *Country reports of member country*, Bern, Switzerland, April 2013. http://www.iea-biogas.net/_content/publications/member-country-reports.html.
- [17] ILCD, International Reference Life Cycle Data System, *Handbook. General guidance for life cycle assessment*. Detailed guidance. Joint Research Centre, European Commission, EC-JRC; 2010.
- [18] Klenk I., Landquist B., Ruiz de Imana O. *The product carbon footprint of EU beet sugar*, Bartens. Berlin, 2012.
- [19] Kratzeisen M., Starcevic N., Martinov M., Maurer C., Müller J., *Applicability of biogas digestate as solid fuel*. Elsevier, 2010.
- [20] Mezzadri M., Antonini E., Francescato W., *Purificazione e upgrading del biogas in bioemtano*, Veneto Agricoltura, Associazione Italiana Energie Agroforestali, 2010.
- [21] Pastorelli P., Vignozzi N., Lagomarsino A., Valboa G., Papini R., S. Mocali S., Fabiani A., Piccolo R., Landi S., Brandi G. Simoncini S., *Valutazione degli effetti dell'utilizzo come ammendanti e/o fertilizzanti dei residui della produzione di energia da prodotti agricoli sulle qualità del suolo*, RELAZIONE ATTIVITÀ 2011-2012, BiomassVal project
- [22] Provincia di Reggio Emilia, *Piano Energetico Provinciale*, Elaborati dal Workshop 29 maggio 2013.
- [23] School of Management, Politecnico di Milano, *Rinnovabili Elettriche Non Fotovoltaiche: opportunità per l'Italia nel nuovo quadro normativo*, 2013
- [24] Stefanova M., Colonna N., Iannetta M., Tesini E., *Nitrogen Footprints for agricultural products: the case of industrial oil crops in Emilia-Romagna*, article in preparation, to be submitted to the Journal of Cleaner Production.