

ALMA MATER STUDIORUM  
UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

SCUOLA DI SCIENZE

Corso di laurea magistrale in Analisi e gestione  
dell'ambiente

**VALUTAZIONE DELL'ECO-SOSTENIBILITÀ DI UN  
IMPIANTO DI DIGESTIONE ANAEROBICA  
COGENERATIVO E IPOTESI DI CONVERSIONE  
IMPIANTISTICA PER LA PRODUZIONE DI  
BIOMETANO**

Tesi di laurea in Sistemi di gestione ambientale, di politica ed economia  
ambientale

**Relatore**

Dott.ssa Righi Serena

**Presentata da**

Cammardella Roberto

**Correlatore**

Ing. Fantin Valentina

III Sessione

Anno Accademico 2012/2013



## **Ringraziamenti**

Desidero innanzitutto ringraziare la mia relatrice, Dott.ssa Righi Serena, per il tempo dedicatomi, la pazienza e soprattutto la fiducia che ha mostrato nei miei confronti, supportandomi anche durante i momenti di difficoltà e di incertezza che sono nati durante il periodo di lavoro. Un sentito ringraziamento va anche alla mia correlatrice, Ing. Fantin Valentina, per la disponibilità dimostrata e per i consigli dispensati, risultati molto utili per la stesura del presente lavoro nonché per la mia formazione personale.

Un ringraziamento è dovuto anche ai membri del laboratorio di LCA ed Ecodesign dell'ENEA di Bologna che si sono mostrati sempre pienamente disponibili ad ascoltarmi e a prestarmi il massimo aiuto ad ogni necessità. In particolar modo ringrazio l'Ing. Masoni Paolo, la Dott.ssa Buttol Patrizia, il Dott. Porta Pierluigi, la Dott.ssa Stefanova Milena, il Dott. Giuseppe Ottaviano e infine, ma non per importanza, il Dott. Cristian Chiavetta.

Ulteriori ringraziamenti vanno al Dott. Galligani Tommaso per i chiarimenti e le spiegazioni offerti circa il funzionamento dell'impianto oggetto dell'analisi e per l'interesse dimostrato per il mio lavoro. Ringrazio anche il Dott. Zaghi Massimo e la Dott.ssa Gamberini Chiara per la loro disponibilità alla fornitura dei dati, indispensabili per la stesura del presente lavoro.

Un ringraziamento va a tutti coloro i quali mi hanno accompagnato in questo percorso, a partire dai miei amici storici fino ad arrivare a quelli più recenti, passando per quelli che ad oggi rappresentano un punto di riferimento.

Un grazie alla mia famiglia.

INDICE DEGLI ACRONIMI.....	1
INTRODUZIONE.....	3
CAPITOLO 1 – DIGESTIONE ANAEROBICA.....	7
1.1 Reazioni chimiche.....	9
1.1.1 Idrolisi.....	9
1.1.2 Acidogenesi.....	10
1.1.3 Acetogenesi.....	10
1.1.4 Metanogenesi.....	10
1.2 Insilamento e stoccaggio.....	11
1.2.1 Fase aerobica.....	11
1.2.2 Fase fermentativa.....	12
1.2.3 Fase di stabilità.....	13
1.3 Tempo di ritenzione.....	14
1.4 Potenziale metanigeno.....	15
1.5 Biogas.....	15
1.6 Digestato.....	17
1.7 Biometano.....	19
CAPITOLO 2 – BIOGAS E BIOMETANO IN EUROPA.....	21
2.1 Situazione europea biogas.....	21
2.2 Situazione europea biometano.....	24
CAPITOLO 3 – DESCRIZIONE IMPIANTO.....	26
3.1 Introduzione.....	27
3.2 Fase d'apertura e distribuzione.....	28
3.3 Digestione anaerobica.....	30
3.4 Produzione di energia elettrica e termica.....	32
3.5 Gestione del digestato.....	35
3.6 Accorgimenti tecnici.....	36
CAPITOLO 4 – NORMATIVE PER LA PROMOZIONE E LA PRODUZIONE DI BIOCOMBUSTIBILI.....	37
4.1 Normative in Europa.....	37
4.2 Normative in Italia.....	38

CAPITOLO 5 – LIFE CYCLE ASSESSMENT.....	40
5.1 Nascita e diffusione.....	40
5.2 Fasi dell'LCA.....	43
5.2.1 Definizione dell'obiettivo e campo di applicazione.....	44
5.2.2 Analisi di inventario.....	45
5.2.3 Valutazione di impatto.....	46
5.2.4 Interpretazione dei risultati.....	47
CAPITOLO 6 - MATERIALI E METODI.....	49
6.1 Il software GABI 6®.....	49
6.2 Definizione dell'obiettivo e campo di applicazione.....	50
6.2.1 Funzione del sistema e unità funzionale.....	51
6.2.2 Confini del sistema.....	51
6.2.3 Espansione dei confini del sistema e impatti evitati.....	55
6.3 LCI per lo scenario CAT.....	56
6.3.1 Coltivazioni.....	56
6.3.2 Processi interni all'impianto CAT.....	58
6.3.3 Digestato.....	59
6.4 LCI per gli scenari biometano.....	60
6.5 Valutazione degli impatti.....	60
6.6 Descrizione degli scenari.....	61
6.7 Assunzioni.....	64
CAPITOLO 7 – RISULTATI E DISCUSSIONE.....	65
7.1 Global warming potential (GWP).....	65
7.1.1 Feedstock.....	65
7.1.2 Esercizio dell'impianto CAT.....	70
7.1.3 Gestione del digestato.....	72
7.1.4 Impatti evitati.....	73
7.1.5 GWP complessivo dello scenario CAT.....	74
7.2 Abiotic depletion potential (ADP).....	75
7.2.1 Feedstock.....	75
7.2.2 Esercizio dell'impianto CAT.....	77

7.2.3 Gestione del digestato.....	77
7.2.4 Impatti evitati.....	78
7.2.5 ADP complessivo dello scenario CAT .....	78
7.3 Acidification potential (AP).....	80
7.3.1 Feedstock.....	80
7.3.2 Esercizio dell'impianto CAT.....	82
7.3.3 Gestione del digestato.....	82
7.3.4 Impatti evitati.....	83
7.3.5 AP complessivo dello scenario CAT.....	84
7.4 Eutrophication potential (EP).....	85
7.4.1 Feedstock.....	85
7.4.2 Esercizio dell'impianto CAT.....	87
7.4.3 Gestione del digestato.....	87
7.4.4 Impatti evitati.....	88
7.4.5 EP complessivo dello scenario CAT.....	89
7.5 Ozone layer depletion potential (ODP).....	90
7.5.1 Feedstock.....	90
7.5.2 Esercizio dell'impianto CAT.....	91
7.5.3 Gestione del digestato.....	92
7.5.4 Impatti evitati.....	92
7.5.5 ODP complessivo dello scenario CAT.....	93
7.6 Photochemical oxidant formation potential (POFP).....	94
7.6.1 Feedstock.....	94
7.6.2 Esercizio dell'impianto CAT.....	95
7.6.3 Gestione del digestato.....	95
7.6.4 Impatti evitati.....	96
7.6.5 POFP complessivo dello scenario CAT.....	96
7.7 Analisi di sensitività.....	97
7.7.1 Global warming potential.....	98
7.7.2 Abiotic depletion potential.....	99
7.7.3 Acidification potential.....	100

7.7.4 Eutrophication potential.....	100
7.7.5 Ozone layer depletion potential.....	101
7.7.6 Photochemical oxidant formation potential.....	101
7.8 Normalizzazione.....	102
7.9 Scenari biometano.....	103
7.9.1 Tecnologia a membrane.....	103
7.9.2 Tecnologia amine scrubber.....	104
7.10 Scenario biometano 1 (separazione con membrane).....	105
7.10.1 Global warming potential.....	105
7.10.2 Abiotic depletion potential.....	106
7.10.3 Acidification potential.....	106
7.10.4 Eutrophication potential.....	107
7.10.5 Ozone layer depletion potential.....	107
7.10.6 Photochemical oxidant formation potential.....	107
7.11 Scenario biometano 2 (separazione con ammine).....	108
7.11.1 Global warming potential.....	109
7.11.2 Abiotic depletion potential.....	110
7.11.3 Acidification potential.....	110
7.11.4 Eutrophication potential.....	111
7.11.5 Ozone layer depletion potential.....	111
7.11.6 Photochemical oxidant formation potential.....	112
7.12 Confronto scenari.....	112
CAPITOLO 8 – CONCLUSIONI.....	114
BIBLIOGRAFIA.....	121
SITOGRAFIA.....	127
Allegato 1.....	129
Allegato 2.....	130
Allegato 3.....	131
Allegato 4.....	133
Allegato 5.....	134





## **INDICE DEGLI ACRONIMI**

ADP - Abiotic depletion potential

AP - Acidification potential

AU - Autorizzazione unica

C.R.A. - Consiglio per la ricerca e la sperimentazione in agricoltura

CAT - Cooperativa agroenergetica territoriale

CHP - Combined heat and power

DA - Digestione anaerobica

DENA - Deutsche Energie – Agentur (Agenzia tedesca per l'energia)

ENEA - Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile

EP - Eutrophication potential

FER - Fonti energetiche rinnovabili

GHG - Greenhouse gas

GWP - Global warming potential

HRT - Hydraulic retention time

IPCC - Intergovernmental panel on climate change

LCA - Life cycle assessment

LCI - Life cycle inventory

LCIA - Life cycle impact assessment

ODP - Ozone layer depletion potential

PAN - Piano d'azione nazionale

PAS - Procedura abilitativa semplificata

PCI - Potere calorifico inferiore

PMI - Piccole e medie imprese

POFP - Photochemical oxidant formation potential

SETAC - Society of environmental toxicology and chemistry

UF - Unità funzionale

VOC - Volatile organic compounds

ZVN - Zone vulnerabili da nitrati

# INTRODUZIONE

Il presente studio ha lo scopo di verificare l'effettiva ecosostenibilità, mediante uno studio di Life Cycle Assessment (LCA), dell'intera filiera di produzione di energia elettrica e termica derivante dalla combustione di biogas prodotto dal processo di digestione anaerobica sia di biomasse dedicate sia di residui biologici, relativi alla Cooperativa agroenergetica territoriale (CAT) di Correggio (RE), al fine di individuare quantitativamente i potenziali impatti ambientali che ne derivano. Lo scenario attuale dell'impianto CAT sarà comparato a due scenari differenti di upgrading del biogas in biometano, al fine di valutare quale scenario risulta meno impattante.

Questo studio si inserisce all'interno del progetto nazionale "*Biomassval*", finanziato dal Ministero delle Politiche Agricole e Forestali, a cui partecipano ENEA<sup>1</sup>, C.R.A.<sup>2</sup>, alcune Università italiane e la Cooperativa CAT. L'obiettivo del progetto è di sviluppare il concetto di Global Harvest Index, cioè la percentuale di raccolto rispetto alla resa totale di una determinata coltura, al fine di utilizzare come substrati per la produzione di biocarburanti i residui colturali di filiere agronomiche alimentari.

Le bioenergie, e il conseguente loro utilizzo, nascono in risposta al continuo aumento dei livelli di inquinamento e grazie ad una maggiore sensibilità alle tematiche ambientali rispetto al passato. Infatti, nell'ultimo decennio si è assistito ad un'enorme trasformazione dei sistemi di produzione di energia che non utilizzano più solo ed esclusivamente fonti fossili, che non si rigenerano nel breve periodo, ma anche fonti cosiddette "rinnovabili" che, se gestite opportunamente, non sono soggette ad esaurimento e che, almeno in teoria, dovrebbero avere un minore impatto ambientale rispetto a quelle fossili. Per fare ciò, è stato e continua ad essere fondamentale il passaggio dalla produzione di "nicchia" a quella "diffusa", che ha interessato anche soggetti privati e non più solo i grandi produttori. Questo passaggio ha dato la possibilità a qualsiasi cittadino di diventare un produttore autonomo di energia.

Il problema ambientale sul quale si pone maggiore attenzione è il riscaldamento globale causato da alcuni composti chimici, i cosiddetti gas serra ( $H_2O$ ,  $CH_4$ ,  $CO_2$ ,  $N_2O$ ,  $O_3$  e alocarburi) o anche detti GHG – Greenhouse gas - che, rilasciati in atmosfera sono in grado di assorbire una determinata porzione dello spettro elettromagnetico dell'energia

---

1 Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile

2 Consiglio per la ricerca e la sperimentazione in agricoltura

solare, in particolare la radiazione infrarossa (compresa tra 700 nm e 1mm di lunghezza d'onda) che permette il trasferimento del calore. Questi gas assorbono, dunque, la radiazione infrarossa emessa dalla superficie terrestre aumentandone così la temperatura. Nonostante questo aumento sia impercettibile in maniera diretta dagli esseri umani, non si può dire lo stesso per gli ecosistemi che, attualmente, sono in grande trasformazione. In particolare, lo scioglimento dei ghiacciai, l'aumento di temperatura degli oceani e il cambiamento del loro chimismo, ovvero delle caratteristiche chimiche, sono i primi indicatori e la conseguenza diretta dei *cambiamenti climatici* su scala mondiale. Infatti, lo scioglimento dei ghiacciai innesca diversi processi, come:

- diminuzione dell'effetto albedo con conseguente maggiore assorbimento del calore da parte del pianeta;
- variazioni della salinità degli oceani come conseguenza della "diluizione";
- alterazione della Corrente del Golfo che riveste un ruolo molto importante nella mitigazione del clima, soprattutto in Europa.

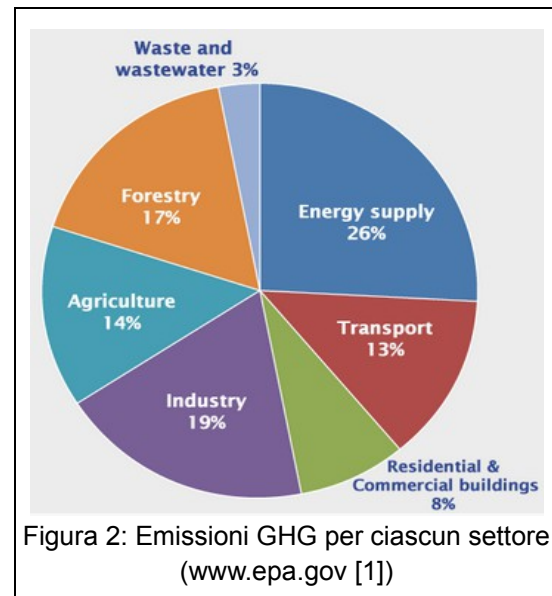
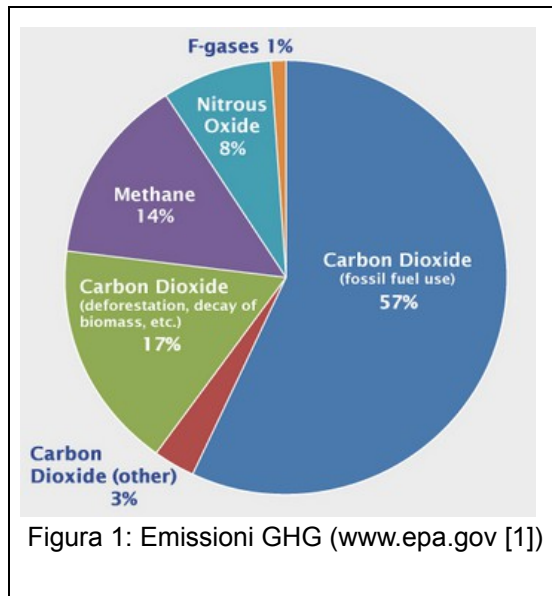
L'aumento di temperatura degli oceani, invece, crea altri, ma non meno importanti, effetti:

- innalzamento del livello medio mare con elevati danni sulla costa;
- migrazione e scomparsa di ecosistemi molto importanti ai fini della conservazione della biodiversità.

Infine, il cambiamento del chimismo degli oceani, come ad esempio la diminuzione del pH in seguito ad aumento di concentrazione di CO<sub>2</sub> in atmosfera, causa effetti disastrosi su ecosistemi unici quali le barriere coralline.

Questi fenomeni, sommati ad infiniti fenomeni di natura più lieve, minano seriamente il benessere degli esseri umani e degli ecosistemi tutti.

La produzione e messa in commercio, quindi, di biocombustibili è una scelta dovuta poiché già nell'anno 2004 l'utilizzo, per scopi energetici, di combustibili fossili era responsabile, per il 57%, delle emissioni di CO<sub>2</sub> su scala mondiale (Figura 1) che vanno ad aggiungersi ai valori naturali di fondo del nostro pianeta, favorendone il surriscaldamento. Di queste emissioni, il 39% è attribuibile al settore dei trasporti e al soddisfacimento della richiesta energetica (Figura 2), che consumano in larga parte carburanti fossili.



Alla luce, quindi, di questi fenomeni che mettono in serio pericolo l'equilibrio del pianeta, sono nati una serie di provvedimenti, politici ed economici, su scala mondiale, europea e nazionale, che fondano le loro radici sul concetto di sviluppo sostenibile che mira ad un miglioramento ambientale, economico e sociale, garantendo una sostenibilità intra- ed inter-generazionale.

Tali provvedimenti si sono concentrati soprattutto sulla ricerca di nuove tecnologie e incentivi di carattere economico che potessero spingere ad una più larga diffusione delle energie rinnovabili per la produzione di energia elettrica e termica ed abbatterne il prezzo al fine di allargarne il mercato.

Attualmente, con la direttiva europea 2009/29/CE, più nota come *pacchetto 20+20+20*, l'Europa, entro il 2020, si impegna a ridurre del 20% le emissioni di GHG rispetto all'anno 2005 (anno di riferimento), di ridurre i consumi del 20% rispetto al 2005 e di produrre almeno il 20% dell'energia lorda consumata da fonti rinnovabili. Ad oggi, il trend per la riduzione dei consumi è l'unico che, proiettato al 2020, non risulta essere in linea con gli obiettivi della direttiva (www.gse.it [3]) e, proprio per questo motivo, le singole nazioni stanno cercando di modificarlo incentivando e informando i cittadini. A tal fine, in Italia, ad oggi, sono in vigore il conto termico e le detrazioni fiscali, validi soprattutto per gli interventi che riguardano l'efficientamento e il risparmio energetico, sia per privati che per Pubbliche Amministrazioni. Altre forme di incentivazione per la diffusione delle energie rinnovabili ancora in vigore sono i certificati verdi e bianchi e la tariffa omnicomprensiva.

Non bisogna dimenticare però l'importanza che hanno avuto altri provvedimenti per il raggiungimento degli attuali trend positivi degli altri due obiettivi, come la creazione di una rete elettrica intelligente (Smart grid), in grado di “interagire” con i nuovi produttori di energia elettrica che sono rappresentati, ad esempio, dalle innumerevoli famiglie che hanno installato piccoli impianti fotovoltaici sui tetti delle loro abitazioni, e l'incentivazione economica di tecnologie più diffuse. Un esempio tra tutti sono i conti energia, ormai terminati, che hanno permesso la diffusione di energia eolica e fotovoltaica.

Inoltre, la crisi economica del 2009 prima e la crisi finanziaria del 2011 poi, hanno rivestito particolare importanza nella riduzione dei consumi e, conseguentemente, delle emissioni.

Non bisogna dimenticare, però, che molti altri problemi ambientali sono connessi al consumo di combustibili fossili come l'acidificazione, l'eutrofizzazione e la riduzione dello strato d'ozono; inoltre, il loro utilizzo comporta l'immissione in ambiente di sostanze tossiche o cancerogene che mettono a rischio la salute degli esseri viventi.

# CAPITOLO 1 – DIGESTIONE ANAEROBICA

La digestione anaerobica è un processo chimico-biologico naturale che porta alla degradazione di molecole di sostanza organica complesse, in assenza o bassa concentrazione di ossigeno. Può essere indotta dall'uomo in particolari reattori definiti digestori, per ricavare diversi prodotti che possono essere utilizzati per fini energetici e/o agricoli.

La reazione è catalizzata da batteri che conducono la loro vita in anaerobiosi, ovvero sono organismi che non necessitano di ossigeno per il loro metabolismo. Gli organismi anaerobi possono essere divisi in quattro classi:

- anaerobi obbligati: mancano di alcuni enzimi che li proteggono dallo stress ossidativo;
- anaerobi facoltativi: preferiscono ambienti ossigenati ma riescono a vivere anche in condizioni anossiche;
- organismi microaerofili: utilizzano l'ossigeno solo a concentrazioni molto basse;
- organismi aerotolleranti: non utilizzano l'ossigeno per il loro metabolismo ma riescono a vivere anche in sua presenza perché, a differenza degli anaerobi obbligati, hanno enzimi che li difendono dallo stress ossidativo.

Il processo anaerobico avviene seguendo due percorsi: il primo permette di trasformare la sostanza organica in acido acetico ( $\text{CH}_3\text{COOH}$ ), anidride carbonica ( $\text{CO}_2$ ) e idrogeno ( $\text{H}$ ) ad opera dei già citati microrganismi anaerobi, attraverso tre stadi: idrolisi, acidogenesi e acetogenesi; il secondo percorso, la metanogenesi, porta alla formazione del metano il quale, insieme alla  $\text{CO}_2$ , costituisce la componente principale del biogas. Consuetudine vuole che il biogas venga bruciato in cogeneratori CHP (combined heat and power) per la produzione di energia elettrica e termica. Questi cogeneratori hanno quasi sempre un maggiore rendimento per quanto riguarda la produzione di energia termica piuttosto che per la produzione di energia elettrica, ad eccezione dei cogeneratori a ciclo combinato per la combustione di gas naturale (Le Truong et al., 2014). In alternativa, dal biogas si può ricavare un biocombustibile molto utile per la sostituzione nei trasporti dei carburanti tradizionali attraverso metodologie di raffinazione: il cosiddetto “biometano”.

Di continuo, in Italia e nel mondo, grazie alla grande utilità del metano e alla continua incentivazione delle energie alternative al carbone e al petrolio, nascono impianti di digestione anaerobica di biomasse provenienti sia da colture dedicate sia da residui di sostanze vegetali ed animali. La Direttiva Europea 2009/28/CE all'articolo 2 lettera "e" definisce la biomassa come: <<la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali ed urbani>>.

Un fattore molto importante che regola l'efficienza del processo è rappresentato dalla temperatura che varia in base alla quantità e alla tipologia del materiale trattato. Infatti, per alcuni substrati saranno più indicati batteri mesofili, che "lavorano" bene a temperature comprese tra +20 e +45 °C, mentre per altri substrati saranno indicati i batteri termofili che prediligono temperature comprese tra +45 e +120 °C; raramente si utilizzano organismi psicrofili che vivono a temperature comprese tra 0 e +20 °C. Il parametro temperatura, inoltre, incide direttamente sul tempo di ritenzione idraulico (Hydraulic Retention Time, HRT) poiché è essa che regola in maniera diretta la permanenza dei substrati all'interno del digestore: maggiore è la temperatura di esercizio e minore sarà il tempo necessario per la produzione di biogas. L'HRT indica dunque la permanenza delle biomasse all'interno dei digestori.

Il metano prodotto, quindi, può seguire tre strade: o è combusto, sotto forma di biogas, per produrre energia elettrica e calore (utilizzati in loco od eventualmente immessi in rete), o è aggiunto alla rete di distribuzione del gas per essere utilizzato in utenze domestiche, oppure è utilizzato per autotrazione; nelle due ultime alternative deve subire un processo di purificazione e aggiunta di alcuni composti chimici obbligatori per legge, sia ai fini della pubblica sicurezza sia per rendere il potere calorifico uniforme in tutta la rete di distribuzione e avere così, a parità di pressione, uguale trasporto di energia (Wobbe Index<sup>3</sup>). Un esempio di additivo è rappresentato dal tetraidrotiofene, un composto organico solforato dall'odore intenso che rende il metano facilmente riconoscibile in caso di perdite incontrollate. Altrimenti infatti, il metano non sarebbe rintracciabile dai sensi umani poiché incolore, inodore ed insapore.

Oltre al biogas, dal processo di digestione anaerobica si ottiene anche il digestato, una miscela di frazione solida e liquida che può essere definito come un co-prodotto della

<sup>3</sup> È l'indice del potere calorifico di una miscela di gas combustibile. Grazie ad esso è possibile confrontare l'energia contenuta da due o più miscele di gas.



digestione anaerobica. Quando esso viene prodotto dalla digestione esclusiva di biomasse non contaminate può essere reimpiegato come ammendante dei terreni, in alternativa dei fertilizzanti chimici, compatibilmente con quanto prescritto dalla direttiva 91/676/CEE, più nota come Direttiva nitrati, recepita in Italia con Decreto legislativo n. 152 del 11 maggio 1999, che mira a proteggere le acque dolci superficiali e le acque sotterranee dall'inquinamento da nitrati proveniente da fonti agricole. La Direttiva prevede l'obbligo da parte degli Stati membri di procedere ad una zonazione del proprio territorio in zone vulnerabili da nitrati (ZVN) e non vulnerabili: le prime sono quelle in cui si è verificata già una contaminazione (concentrazione di  $\text{NO}_3^- > 50 \text{ mg/L}$ ) o che è possibile che si verifichi se non si interviene immediatamente; per le seconde, invece, non sussiste un pericolo immediato di contaminazione. Questa zonazione fa sì che siano imposti dei limiti nell'uso di fertilizzanti azotati: nel caso delle ZVN non è possibile spandere una quantità  $> 170 \text{ kg/ha*anno}$  di azoto; nelle zone non vulnerabili, invece, il limite imposto è di  $340 \text{ kg/ha*anno}$  di azoto.

Inoltre, in aggiunta alla direttiva nitrati esistono altre problematiche legate all'utilizzo del digestato in campo agronomico. Esse si presentano quando come mix di input nei digestori sono utilizzati fanghi di depurazione in sostituzione, o in aggiunta, ai liquami di origine zootecnica, a causa della possibile elevata presenza di inquinanti.

## **1.1 Reazioni chimiche**

Come accennato nel paragrafo precedente, la digestione anaerobica per la produzione di biogas può avvenire grazie all'innesco di quattro reazioni chimiche: idrolisi, acidogenesi, acetogenesi e metanogenesi. Le parti, invece, non soggette a volatilizzazione andranno a costituire la frazione solida del digestato. Di seguito sono indagati i meccanismi che le regolano.

### **1.1.1 Idrolisi**

La reazione di idrolisi permette la scissione di molecole organiche complesse in molecole organiche a catena più breve. Tale reazione avviene grazie alla presenza di acqua che si scinde in  $\text{OH}^-$  e  $\text{H}^+$  e questi ioni, legandosi alle molecole complesse, rompono i legami originari dando vita a nuovi composti più semplici. In particolare lipidi, carboidrati e proteine vengono demoliti rispettivamente ad acidi grassi, monosaccaridi e amminoacidi.

## 1.1.2 Acidogenesi

Durante il processo di acidogenesi i composti formati durante il processo di idrolisi subiscono un'ulteriore trasformazione in acidi grassi più semplici, acido acetico e idrogeno. Questi faranno da substrato al successivo processo di acetogenesi.

## 1.1.3 Acetogenesi

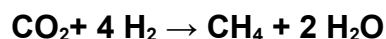
L'acetogenesi è un processo biochimico molto importante nella digestione anaerobica che trasforma gli acidi grassi residui del processo di acidogenesi in acido acetico, anidride carbonica ed idrogeno.

Alla fine di questo terzo processo si ha la massima disponibilità di acido acetico, anidride carbonica ed idrogeno che saranno trasformati in metano e anidride carbonica nell'ultimo processo di metanogenesi.

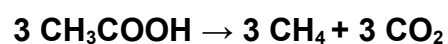
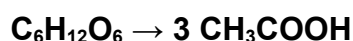
## 1.1.4 Metanogenesi

La metanogenesi è una forma di respirazione cellulare di organismi anaerobi avviata da microbi appartenenti al regno degli Archaea. Questi organismi utilizzano come accettore finale gli elettroni che provengono dall'ossidazione dell'idrogeno che vengono poi ceduti al carbonio dell'anidride carbonica formatasi nelle fasi precedenti. Il carbonio viene dunque ridotto formando così metano.

La reazione che avviene è la seguente:



Il metano, inoltre, può formarsi anche per degradazione dell'acido acetico derivante, a sua volta, dalla degradazione degli zuccheri. Le due reazioni sono le seguenti:



La CO<sub>2</sub> formatasi in questa reazione potrà o essere ridotta nuovamente per formare metano o prenderà parte alla composizione del biogas.

Durante questa fase però si forma anche ammoniaca (NH<sub>3</sub>) che, se rilasciata in grandi quantità, può risultare tossica sulla flora e sulla fauna e creare problemi di accettabilità sociale a causa dello sgradevole odore nonché problemi legati all'acidificazione.

A valle quindi di queste quattro trasformazioni si avrà la formazione di biogas, in cui metano e anidride carbonica sono i principali costituenti mentre acqua, ossigeno e acido solfidrico ne costituiscono una piccola frazione.

## **1.2 Insilamento e stoccaggio**

La fase di insilamento e stoccaggio è preliminare al processo di digestione anaerobica. Infatti, prima di essere avviate a digestione, è necessario che le biomasse subiscano una corretta acidificazione per ottenere un'ottimale conservazione dell'insilato. Ciò permette che al processo di digestione anaerobica arrivi un'elevata quantità di zuccheri, senza che questi siano soggetti ad ossidazione, in modo da aumentare, con il loro carico di carbonio, la percentuale di metano nel biogas.

L'insilamento può essere suddiviso in 4 fasi (Oude Elferink et al., S.d.):

- fase aerobica;
- fase fermentativa;
- fase di stabilità;
- fase d'apertura e distribuzione.

### **1.2.1 Fase aerobica**

La fase aerobica ha inizio dopo che la trincea è stata accuratamente coperta con teli in PVC impermeabili all'aria, in modo da escludere, in un senso, l'ingresso di ossigeno, dall'altro l'immissione in atmosfera di gas inquinanti. Questo elemento, presente nella biomassa, viene gradualmente consumato dai diversi microorganismi e funghi presenti all'interno della massa, lieviti, enterobatteri, batteri acetici e muffe, con conseguente produzione di calore, anidride carbonica ed acqua dovuto al processo di "respirazione".

Alcuni enzimi delle piante, come la proteasi e la carboidrasi, fanno in modo che il pH rimanga su valori compresi tra 6,5 e 6,0 (Oude Elferink et al., S.d.). È molto importante che questa fase abbia una durata ridotta poiché, in caso contrario, ci sarebbe un'elevata ossidazione del carbonio organico che verrebbe sottratto, dunque, alla fase di fermentazione anaerobica con conseguente diminuzione dell'efficienza globale dell'impianto. Non appena tutto l'ossigeno è stato consumato ha inizio la fase fermentativa.

### 1.2.2 Fase fermentativa

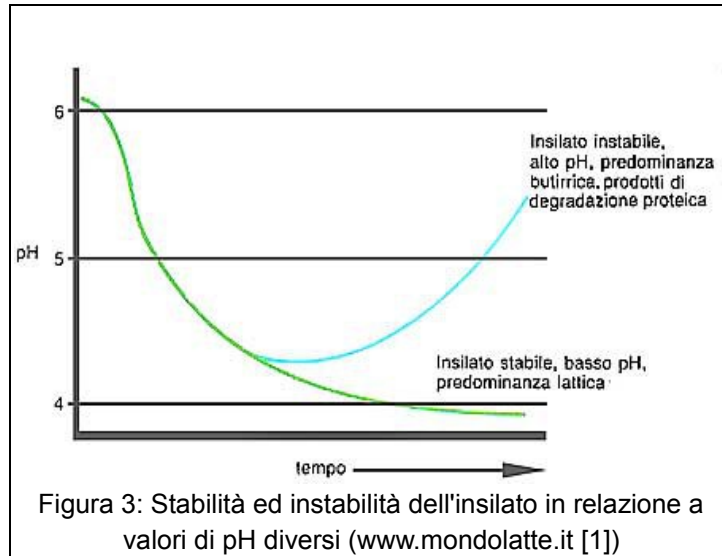
Questa fase ha inizio quando la precedente giunge al termine, ovvero quando termina tutto l'ossigeno disponibile per gli organismi aerobi, con una durata che dipende dalle proprietà dell'insilato. Si sviluppano così i batteri totalmente anaerobi e/o anaerobi facoltativi tra i quali, i più importanti, sono i lattobacilli che concorrono alla produzione di acido lattico che conserva per lungo tempo l'insilato, evitandone la degradazione, e che abbassa il pH a valori compresi tra 3.8 e 5 (Oude Elferink et al., S.d.).

I clostridi, invece, comportano la conversione dell'acido lattico prodotto precedentemente dai lattobacilli in acido butirrico che potrebbe incidere sulla cattiva riuscita dell'insilamento, secondo la seguente reazione:



Per quanto riguarda, invece, muffe e batteri, essi sono organismi prevalentemente aerobi ma che possono vivere anche in condizioni di anaerobiosi demolendo, così, la sostanza organica anche in assenza di ossigeno. La maggior parte di questi funghi non sopravvive però con valori di pH acido.

Dunque, la fase fermentativa ha l'obiettivo di raggiungere presto valori di pH acido affinché la composizione della biomassa non subisca notevoli trasformazioni, tutelando così il rendimento dell'impianto nel quale verranno utilizzate. A tal proposito, il comportamento dell'insilato in funzione del pH è osservabile in Figura 3.



Degne di nota sono le problematiche attribuibili ai clostridi: essi continuano a vivere anche dopo il termine del processo digestivo trasferendosi nel digestato che funge da vettore. Infatti, una volta utilizzato come fertilizzante, “trasferisce” i batteri in questione sui pascoli. Entrano così nella catena trofica fino a giungere nel latte utilizzato per la produzione di formaggi che risultano essere difettati da occhiature e fessurazioni provocate dal loro metabolismo, in inglese “*late blowing*” (Oude Elferink et al., S.d.).

### 1.2.3 Fase di stabilità

Questa fase è raggiunta con valori di pH = 4 in cui i processi microbiologici sono ridotti al minimo a causa della diminuzione di pH verificatasi nella fase precedente. L'insilato, quindi, si trova in una



Figura 4: Compattazione della biomassa

condizione di quasi perfetta stabilità. Infatti, l'attività biologica risulta essere quasi azzerata (Oude Elferink et al., S.d.).

Per garantire, dunque, una buona conservazione dell'insilato cosicché possa essere utilizzato nei digestori anche dopo molto tempo dalla raccolta, è di fondamentale importanza creare all'interno della trincea una condizione quanto più possibile anossica. Per favorire questo risultato la biomassa deve essere opportunamente trinciata e pressata (Figura 4) in modo da creare meno vuoti possibili dove si potrebbe accumulare aria. La trinciatura inoltre permette di avere un maggiore rapporto superficie/volume che aiuta la digestione.

### 1.3 Tempo di ritenzione

Il tempo di ritenzione (Hydraulic Retention Time, HRT) indica la durata di permanenza delle biomasse all'interno dei digestori, ovvero il tempo utile alla produzione di biogas che viene conteggiato dal momento in cui la biomassa entra nei digestori fino al momento in cui la biomassa perde il potere metanigeno ed esce dalle vasche di digestione. A questo punto, la biomassa digerita è trasferita dalle vasche di digestione al separatore dove il digestato tal quale è diviso in frazione solida e in frazione liquida.

L'HRT è direttamente proporzionale alla temperatura, così come è possibile osservare dalla Figura 5 che rappresenta la variazione della produzione di biogas in funzione di questo parametro.

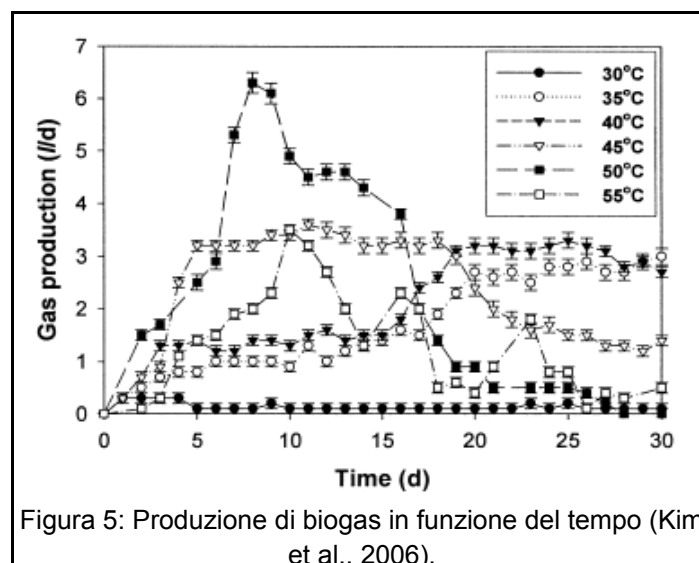


Figura 5: Produzione di biogas in funzione del tempo (Kim et al., 2006).

Ciò che interessa di questo processo è la quantità di solidi volatili che passano allo stato gassoso perché sono essi stessi i precursori del biogas.

In base al regime termico dei digestori, il tempo di ritenzione deve aumentare nel caso di temperature di digestione basse (utilizzo di batteri psicrofili) o diminuire in caso di temperature alte (utilizzo di batteri termofili).

Un esempio del trasferimento dei solidi volatili dallo stato solido a quello gassoso, in funzione del tempo di ritenzione, può essere rappresentato dalla Tabella 1:

Tabella 1: Percentuale di trasformazione dei solidi volatili in funzione del tempo di ritenzione (Brown et al., 2008 – modificato).	
Durata digestione anaerobica (giorni)	Volatilizzazione solidi volatili (%)
40	69,4
30	65,5
20	60
15	56
10	50

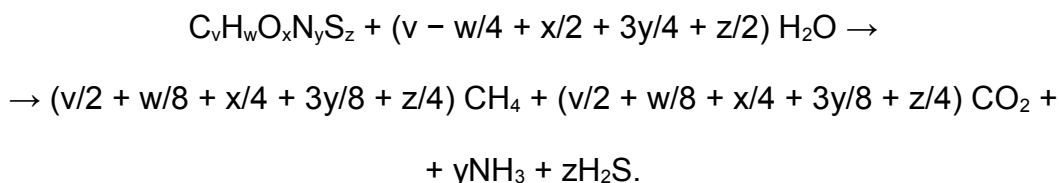
## 1.4 Potenziale metanigeno

Il potenziale metanigeno rappresenta la porzione di biomassa che può essere trasformata in metano. Naturalmente, esso dipende dalla composizione delle biomasse in ingresso ai digestori ma soprattutto dal loro rapporto C/N. Infatti, quando questo rapporto è elevato la produzione di metano risulta essere favorita e per questo motivo si usano spesso, in aggiunta alle biomasse vegetali, liquami di origine di bovina che hanno un elevato rapporto C/N; la pollina invece ha un rapporto C/N basso che sfavorisce la produzione di composti carboniosi, esempio tra tutti il metano. Inoltre, l'elevato contenuto in azoto potrebbe innalzare troppo il contenuto di questo elemento nel digestato con conseguenti limitazioni nel suo spandimento, rigidamente regolato dalla direttiva "nitrati".

## 1.5 Biogas

Il biogas è un gas formato da diversi composti gassosi che si origina da processi di digestione anaerobica. La sua composizione è molto varia, sia come componenti sia come

peso relativo di ognuno di questi. In genere è formato in maggioranza da metano ed anidride carbonica, più altri composti in minore quantità. Tra questi si possono ricordare idrogeno, azoto, monossido di carbonio, acido solfidrico (H<sub>2</sub>S), ammoniaca (NH<sub>3</sub>) e vapore acqueo. È comunque possibile riuscire a risalire alla composizione del biogas a partire dalla composizione del feedstock applicando la seguente equazione (Brown et al., 2008):



È importante però ricordare che questa equazione difficilmente riuscirebbe a rispecchiare la reale composizione del biogas se non per periodi di digestione molto lunghi. Infatti, la biomassa è costituita anche di alcuni composti come la lignina che non sono facilmente degradabili dal processo di digestione anaerobica.

La peculiarità del biogas sta nel fatto che è un buon combustibile per la produzione di energia elettrica prodotta in loco in quanto non necessita di purificazione, fondamentale invece quando il combustibile deve essere trasportato (es. serbatoio di auto), aumentando così, a parità di volume del serbatoio, il contenuto energetico. Infatti, ipotizzando un serbatoio di 1 m<sup>3</sup> di volume, ad una pressione di 1 atm e una temperatura di 20 °C, si avrà che l'intero volume sarà occupato da 0,665 kg di metano. Se si avesse, invece, un gas composto solo per il 50% da metano, allora quello stesso volume sarà occupato da una massa di metano pari alla metà (0,332 kg) di quella originaria.

Come è facilmente intuibile, quindi, la componente più importante e utile ai fini energetici è la frazione costituita dal metano che ha un potere calorifico inferiore (PCI), ad una temperatura di 20 °C e una pressione di 1 atm, di 50 MJ/kg (Boulamanti et al., 2013). Il biogas dunque viene combusto in cogeneratori CHP per la produzione di energia elettrica e termica. A valle del processo di combustione, l'energia elettrica prodotta viene immessa in rete mentre, l'energia termica, viene utilizzata in parte per riscaldare le vasche di digestione. La quota restante di energia termica può essere utilizzata per il riscaldamento domestico e/o industriale attraverso una rete di teleriscaldamento o, in mancanza di questa, viene dispersa in ambiente.

La composizione del biogas è sempre variabile ed è dipendente dalla materia prima dalla quale è prodotto. In generale, i range di composizione dei principali costituenti sono rappresentati in Tabella 2 :



Tabella 2: Composizione media del biogas  
(Corvaglia, Biagi, 2011 – Modificato).

Composto	%
Metano (CH <sub>4</sub> )	50-75
Anidride carbonica (CO <sub>2</sub> )	25-45
Idrogeno (H <sub>2</sub> )	1-10
Azoto (N <sub>2</sub> )	0,5-3
Monossido di carbonio (CO)	0,1
Acido solfidrico (H <sub>2</sub> S)	0,02-0,2
Acqua (H <sub>2</sub> O)	Saturazione

## 1.6 Digestato

Il digestato rappresenta il sottoprodotto, o coprodotto, del processo di digestione anaerobica. Raramente viene considerato come scarto di produzione e ciò accade quando non può avere un impiego agronomico, ovvero quando è molto ricco in azoto o vi sono inquinanti che non ne permettono lo spandimento al suolo.

Come accade per il biogas, anche la composizione di questo coprodotto varia in base al mix in input ai digestori. A titolo di esempio molto valida può essere la Tabella 3 in cui è possibile osservare come la variazione delle componenti principali subisca oscillazioni in termini di quantità sulla base della tipologia di liquami utilizzati nel mix.

Tabella 3: Composizione delle diverse tipologie di digestato tal quale in base alle diverse tipologie di matrici  
(Rossi, Mantovi, 2012 – modificato).

Matrici caricate all'impianto	Sostanza secca (%)	Sostanza organica (% s.s.)	Azoto totale (kg/t)	Azoto ammoniacale (% N totale)	Fosforo (kg di P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> /t)	Potassio (kg di K <sub>2</sub> 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 agro-industriali	5-10	65-80	3,5-7	30-65	1-2	3-8

Nel digestato è possibile ritrovare le stesse quantità di azoto contenute nella biomassa in input, scontate dei quantitativi di azoto persi durante i vari processi di trattamento delle biomasse, ad esempio lo stoccaggio. Infatti, la digestione anaerobica

riduce, in termini quantitativi, solo la frazione organica di alcuni elementi come il carbonio. Altri elementi, invece, come azoto e fosforo, subiscono solo dei processi di mineralizzazione in cui l'azoto organico è mineralizzato in azoto ammoniacale (Mantovi, 2012), ovvero vengono traslocati dalla componente organica a quella inorganica, o viceversa, cioè possono essere soggetti ad immobilizzazione. È di estrema importanza tenere bene a mente questo fenomeno se si vuole riutilizzare il digestato in campo agronomico. Infatti, se si utilizzasse come matrice in input la pollina che ha un basso rapporto C/N, da sola o miscelata, oltre ad avere un minore quantitativo di metano in output rispetto all'utilizzo di sole biomasse a più alto contenuto in carbonio, si avrà anche un digestato ricco di azoto che sarebbe difficile da impiegare a causa dell'incompatibilità con la Direttiva nitrati. Per questo motivo raramente si impiega pollina per la produzione di biogas e, quelle poche volte che viene utilizzata, lo si fa in piccole quantità.

In uscita dai digestori, il digestato è formato da una frazione solida e una liquida. Prima del suo stoccaggio, la componente "tal quale" è soggetta a separazione o per centrifugazione o per passaggio attraverso la cosiddetta "vite d'Archimede" o coclea. Si ottengono così le due frazioni che saranno utilizzate in tempi e modi diversi a causa delle loro caratteristiche chimico-fisiche differenti. Infatti, la frazione solida che rappresenta in media il 10-15% del peso del digestato tal quale (Rossi, Mantovi, 2012), risulta essere arricchita, rispetto alla frazione liquida, nei sei parametri di Tabella 3 ad eccezione dell'azoto ammoniacale che si concentra soprattutto nella forma liquida. Infatti, analisi effettuate sul digestato solido e liquido confermano quanto detto. Le tabelle 4 e 5 descrivono la sua composizione nelle due fasi.

La frazione liquida, a seconda del periodo e delle condizioni del suolo, potrà essere utilizzata o in fertirrigazione, e quindi "iniettata" direttamente al di sotto della superficie del suolo limitando anche le emissioni in aria di azoto, o vaporizzata sulla superficie coltivabile causando maggiori emissioni in aria; la frazione solida, invece, è solitamente sparsa sul terreno.

Tabella 4: Composizione delle diverse tipologie di digestato solido in base alle diverse tipologie di matrici (Rossi, Mantovi, 2012).

Matrici caricate all'impianto	Sostanza secca (%)	Sostanza organica (% s.s.)	Azoto totale (kg/ton)	Azoto ammoniacale (% N totale)	Fosforo (kg di P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> /ton)	Potassio (kg di K <sub>2</sub> O/ton)
Liquame suino	20-30	65-90	5-10	15-45	5-15	1,5-5
Liquame bovino o liquame bovino più colture energetiche	14-26	80-90	3-7	20-40	2-8	2-5
Colture energetiche più sottoprodotti agro-industriali	20-30	85-90	4-12	15-45	2-8	3-7

Tabella 5: Composizione delle diverse tipologie di digestato liquido in base alle diverse tipologie di matrici (Rossi, Mantovi, 2012).

Matrici caricate all'impianto	Sostanza secca (%)	Sostanza organica (% s.s.)	Azoto totale (kg/ton)	Azoto ammoniacale (% N totale)	Fosforo (kg di P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> /ton)	Potassio (kg di K <sub>2</sub> O/ton)
Liquame suino	1,5-3,5	30-50	2-4,5	75-90	0,3-3	1,5-5
Liquame bovino o liquame bovino più colture energetiche	2,5-6	55-75	2-4	45-70	1,2-2	2-5
Colture energetiche più sottoprodotti agro-industriali	4-8	60-75	3,5-7	35-70	0,7-1,7	3-8

## 1.7 Biometano

Secondo il Decreto legislativo 28/2011, il biometano è un <<gas ottenuto a partire da fonti rinnovabili avente caratteristiche e condizioni di utilizzo corrispondenti a quelle del gas metano e idoneo alla immissione nella rete del gas naturale>> che può essere ottenuto dal processo di purificazione del biogas. Il risultato è un gas combustibile arricchito in metano grazie alla separazione prima e isolamento poi degli altri composti gassosi quali il vapore acqueo, l'anidride carbonica e l'acido solfidrico che, generalmente, sono rilasciati in atmosfera o intrappolati da filtri.

Si ottiene così il biometano che può avere, a seconda della tipologia di upgrading utilizzata e della sua efficienza, contenuti variabili di metano. In media, la concentrazione di tale composto è > 96% in volume (Bauer et al., 2006).

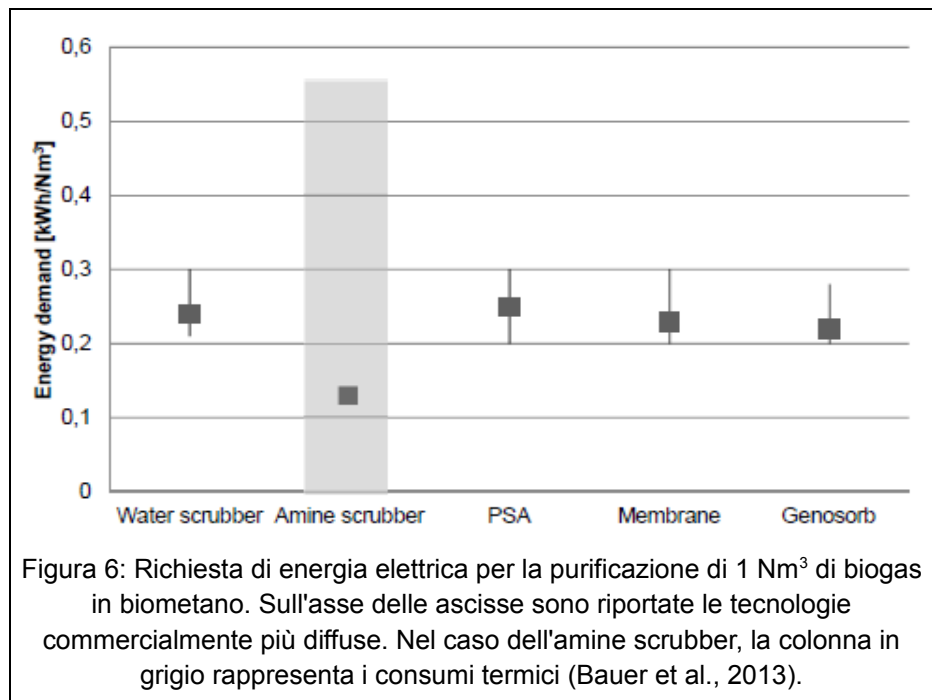
Le tecnologie adottate e, ad oggi commercialmente diffuse, sono cinque:

- water scrubber;

- amine scrubber;
- membrane;
- pressure swing adsorption (PSA);
- genosorb.

Ciascuna di queste tecnologie ha un flusso di biogas ottimale di lavoro da cui dipendono direttamente i costi di investimento sia la fattibilità del processo stesso di upgrading.

Tutte richiedono esclusivamente energia elettrica, ad eccezione dell'amine scrubber che richiede in aggiunta energia termica, a fronte di una riduzione dei consumi elettrici.



Infatti, le tecnologie water scrubber, membrane, PSA e genosorb, hanno una richiesta energetica che si assesta su valori medi molto simili, normalizzati su Nm<sup>3</sup> di biogas trattato, compresi tra 0,2 kWh<sub>el</sub> e 0,3 kWh<sub>el</sub>.

L'amine scrubber, invece, richiede consumi elettrici inferiori (compresi tra 0,12 kWh<sub>el biogas</sub> e 0,14 kWh<sub>el biogas</sub>) ma anche un elevato apporto di calore (0,55 kWh<sub>t</sub> / Nm<sup>3</sup><sub>biogas</sub>) che può essere fornito da caldaie appositamente installate. La Figura 6 può essere utile come riferimento dei consumi per ciascuna tecnologia.

## CAPITOLO 2 – BIOGAS E BIOMETANO IN EUROPA

Successivamente alla ratifica del Protocollo di Kyoto, la Comunità Europea con la Direttiva 2009/28/CE, anche nota come *pacchetto 20 + 20 + 20*, si è impegnata a ridurre maggiormente le emissioni di gas serra provenienti dalle attività antropiche. Uno dei tre obiettivi riguarda l'aumento del 20% della quota di fonti rinnovabili utilizzate per la produzione di energia elettrica, termica e per i trasporti. A tal fine, ogni Stato ha provveduto ad emanare un Piano di Azione Nazionale (PAN) per il raggiungimento dell'obiettivo comune ma differenziato. In particolare, l'Italia ha l'obiettivo al 2020 di produrre da fonti rinnovabili almeno il 17% dell'energia lorda consumata. Per rispettare, dunque, gli obblighi imposti dalla Comunità Europea, è stata incentivata nel corso degli anni, con vari strumenti politici ed economici, la diffusione di nuove fonti di produzione di energia rinnovabile. Tra queste è possibile trovare gli impianti per la valorizzazione e trasformazione del biogas in energia.

### 2.1 Situazione europea biogas

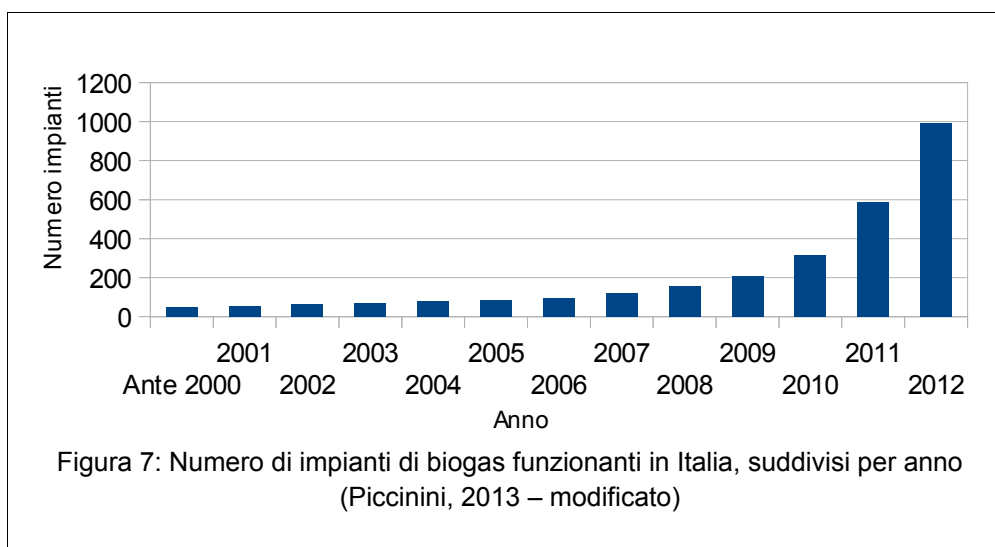
Osservando dapprima la situazione italiana, le statistiche pubblicate dal Gestore Servizi Energetici (GSE) mostrano che nel 2010 l'energia elettrica effettivamente prodotta da biomasse aveva raggiunto l'obiettivo prefissato dal PAN. Nel 2011, ancora, a fronte di una produzione di 10,83 TWh, superiore all'obiettivo prefissato che ammontava a 9,65 TWh, è stato riconfermato il superamento degli obblighi ([www.gse.it](http://www.gse.it) [4]).

Numericamente, a fine 2012 in Italia era possibile conteggiare 994 impianti con una potenza elettrica installata di 756,4 MW con una alta densità di impianti soprattutto nell'Italia Settentrionale con la Regione Lombardia in testa con 374 impianti e 271 MW di potenza installata, seguita da Veneto ed Emilia Romagna. Quest'ultima, in quell'anno, contava 143 impianti e 110,2 MW di potenza installata (Tabella 6).

Tabella 6: Numero di impianti a biogas e loro potenza installata sul territorio nazionale nell'anno 2012. I valori in percentuale delle prime due colonne esprimono il numero di impianti e di potenza elettrica installata rispetto al totale nazionale. La colonna kW/impianto esprime la potenza media installata di ogni impianto per la rispettiva Regione ed è stata calcolata dividendo il valore della colonna "potenza elettrica (MW)" per il numero di impianti della Regione considerata (Piccinini, 2013)

	Numero impianti		Potenza elettrica (MW)		kW/impianto
Abruzzo	13	1,3%	10,7	1,5%	822
Basilicata	6	0,6%	1,9	0,3%	318
Calabria	6	0,6%	3,2	0,5%	537
Campania	7	0,7%	5,4	0,8%	767
Emilia-Romagna	143	14,4%	110,2	15,9%	771
Friuli	69	6,9%	47,9	6,9%	694
Lazio	9	0,9%	6,6	1,0%	736
Lombardia	374	37,6%	271,0	39,0%	724
Marche	14	1,4%	10,3	1,5%	739
Piemonte	106	10,7%	75,4	10,9%	711
Puglia	6	0,6%	2,6	0,4%	437
Sardegna	12	1,2%	5,4	0,8%	454
Toscana	23	2,3%	18,9	2,7%	823
Umbria	14	1,4%	8,8	1,3%	632
Val d'Aosta	1	0,1%	0,1	0,0%	50
Veneto	151	15,2%	107,8	15,5%	714
Trentino-Alto Adige	38	3,8%	5,7	0,8%	151
Molise	2	0,2%	2,0	0,3%	999
Non disponibile (stima)	-	-	62,4	-	-
<b>Totale complessivo</b>	<b>994</b>	<b>100,0%</b>	<b>756,4</b>	<b>100,0%</b>	<b>761</b>

Come già accennato precedentemente, ciò che ha portato ad una larga diffusione dei sistemi di produzione del biogas sono gli incentivi economici. Infatti, da quando è stata emanata la Direttiva 2009/28/CE e, conseguentemente quindi i Governi italiani hanno provveduto ad incentivare i nuovi sistemi di produzione, si è assistito ad un incremento esponenziale dei numeri di impianti sul territorio. Così, i 208 impianti presenti entro i confini italiani alla fine del 2009 si sono più che quadruplicati nell'arco dei tre anni successivi, raggiungendo, come detto, le 994 unità alla fine del 2012 (Figura 7).



Per quanto riguarda l'Europa, si assiste, in generale, ad un trend positivo simile a quello italiano. L'attenzione è stata posta nei riguardi di Austria, Germania, Regno Unito e Svizzera. Queste quattro nazioni, infatti, godono di una ricchezza e uno sviluppo simile a quello italiano e fanno tutte parte dell'Europa occidentale.

Nel caso dell'Austria, il programma di incentivazione prevede il raggiungimento, al 2020, di una produzione elettrica pari a 1,3 TWh. Dal 2013 c'è una nuova forma di incentivazione che prevede differenti erogazioni monetarie in base alla potenza dell'impianto. Infatti, impianti con potenza  $< 250 \text{ kW}_{\text{el}}$  godono di un incentivo di 0,195 € per kWh prodotto. All'aumentare della potenza dell'impianto diminuisce l'incentivo fino ad arrivare, nel caso di potenze  $> 750 \text{ kW}$  di 0,129 € per kWh prodotto. Tali incentivi, però, sono erogati solo nel caso in cui almeno il 30% del feedstock in input ai digestori è rappresentato da liquami. Se, invece, l'impianto utilizza rifiuti organici, allora l'incentivo subisce una riduzione del 20%. Allorché l'impianto trasforma il biogas in biometano l'incentivo aumenta di 0,02 € per kWh<sub>el</sub> prodotto.

Per quanto riguarda la Germania, nel 2012 risultavano attivi 9945 impianti di biogas, di cui la maggior parte (7800) utilizzano come feedstock colture dedicate e scarti della lavorazione agricola. Gli scenari al 2020 ipotizzano una produzione di 417 PJ/anno. Del totale biogas prodotto, il 65% è utilizzato per la fornitura di energia elettrica, il 34% per la fornitura di calore e l'1% per alimentare veicoli. Inoltre, si conta di passare dai 72000 Nm<sup>3</sup>/h di biometano prodotti nel 2012 a circa 500000-800000 Nm<sup>3</sup>/h al 2020 per fornire combustibile a circa 30000 automobili ogni anno. Attualmente gli impianti più incentivati sono quelli che utilizzano la frazione organica dei residui solidi urbani (FORSU) con un massimo di incentivazione pari a 0,16 € per kWh prodotto. Viene garantito, inoltre, un maggiore incentivo (da 1 a 3 centesimi di €) per quegli impianti che effettuano l'upgrading del biogas in biometano. L'incentivo dipende dal volume di combustibile prodotto.

La Svizzera alla fine del 2012 contava circa 600 impianti di produzione di biogas. Nell'ultimo decennio si è assistito anche ad un aumento dell'energia prodotta in seguito ad upgrading del biogas. Per quanto concerne gli incentivi, invece, è prevista una tariffa base e due bonus: uno per l'utilizzo di biomasse agricole e l'altro riguardante la produzione di calore. Così come visto nelle precedenti nazioni, anche in Svizzera sono maggiormente incentivati i piccoli impianti. Infatti, quelli con un potenza installata  $\leq 50 \text{ kW}$  possono ottenere, conteggiando anche i predetti bonus, fino a 0,485 CHF (circa 0,40 €). Gli impianti, invece, con potenza installata superiore a 5 MW possono ottenere fino a 0,20

CHF (circa 0,16 €). In aggiunta, la Svizzera si è posta come obiettivo la produzione di 300 GWh di biometano entro i prossimi sei anni.

Nel Regno Unito, invece, la digestione anaerobica per la produzione di biogas non è molto diffusa nonostante l'estensione dei propri confini. Infatti, a Settembre 2013 si contavano circa 120 impianti che rappresentano una piccola percentuale se confrontati con le altre nazioni. La produzione di energia elettrica per il primo semestre del 2013 risulta essere di 7923 GWh, di poco inferiore rispetto al totale del 2012 (10494 GWh). Ciò dimostra la diffusione che sta avendo questa tecnologia nell'ultimo periodo. Di particolare rilievo è l'informazione fornita inerente al digestato prodotto. Infatti, il 90% del totale ottenuto è oggetto di compravendita. Infine, anche nel Regno Unito si sta cercando di incentivare la produzione di biometano (IEA, 2014).

## **2.2 Situazione europea biometano**

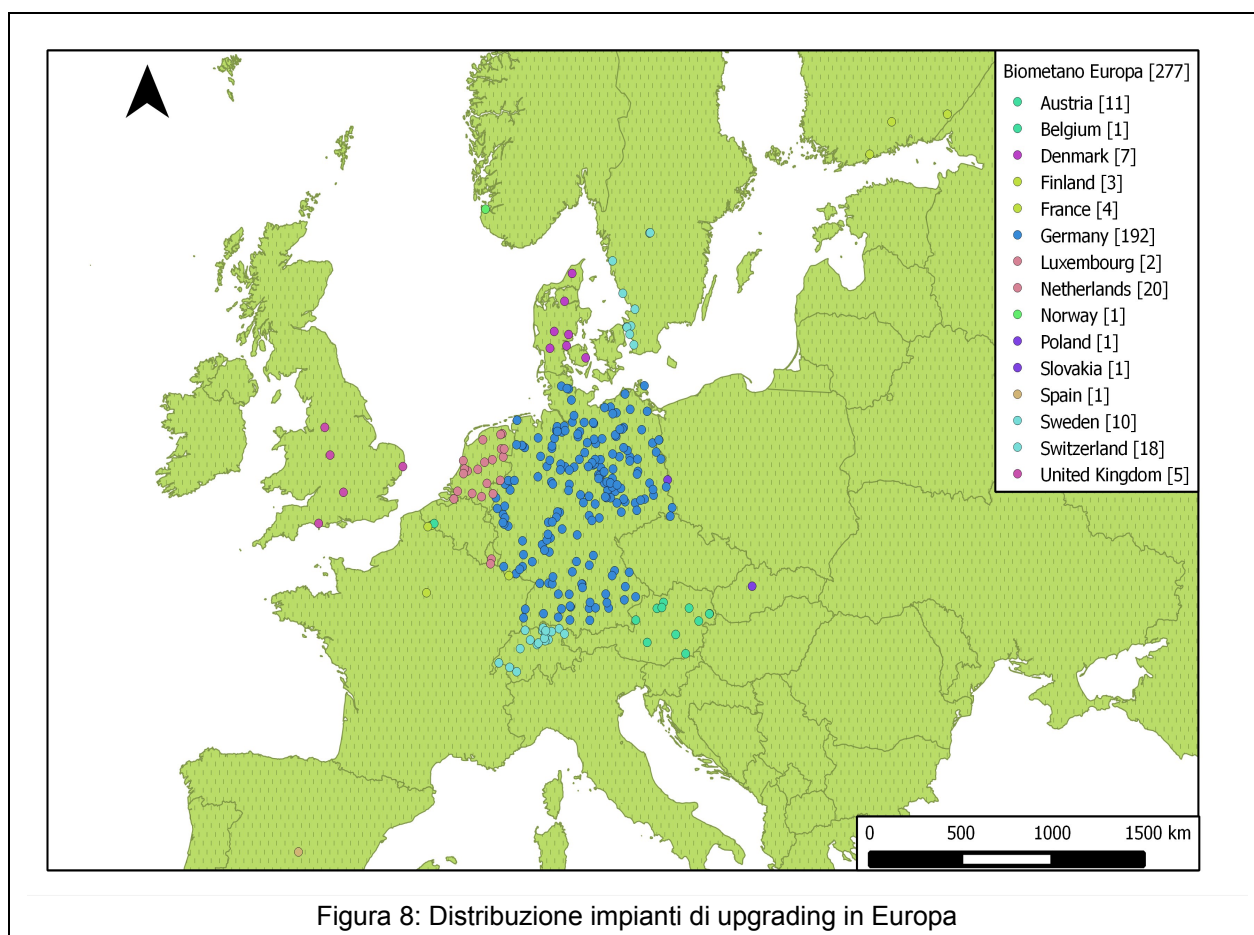
Il biometano, similmente al biogas, rientra nella lista dei biocombustibili e può avere vari utilizzi a partire dagli usi domestici fino a rivestire un ruolo importante per l'autotrazione, passando per gli impieghi in campo industriale.

Al fine, dunque, di ridurre le emissioni di gas serra legate al settore dei trasporti e al settore energetico, il biometano sta avendo notevole sviluppo e impiego in molte nazioni europee. Nonostante, quindi, l'adozione di questa nuova tecnologia risulti essere in via di espansione, in Italia ancora non è impiegata a causa di carenze legislative. Infatti, nonostante il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri (DPCM) del 25 Maggio 2012 – separazione SNAM da ENI – in cui è espresso l'obbligo da parte di ENI S.p.A. a cedere a SNAM Rete Gas S.p.A. le quote di possesso della rete di distribuzione del gas naturale *al fine di garantire il processo di liberalizzazione delle attività svolte nel settore del gas naturale*, ancora non c'è stata possibilità di allaccio e immissione in rete di biometano da parte di aziende private. Nonostante questo ritardo, qualcosa però sembra muoversi. Infatti, con decreto ministeriale 5 Dicembre 2013, il Ministero dello sviluppo economico, di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e il Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali, ha emanato le linee guida per l'immissione del biometano nella rete di distribuzione nazionale. L'Italia, dunque, si sta preparando per nuove prospettive di investimenti e incentivazioni.



Nel resto di Europa, invece, come già anticipato, il biometano sta avendo ampio sviluppo. Infatti, secondo dati forniti dal sito internet [www.biogaspartner.de](http://www.biogaspartner.de) (gestito dal DENA<sup>4</sup>) a livello europeo risultano attivi 277 impianti che immettono biometano in rete di distribuzione, con una maggiore concentrazione di impianti in Germania.

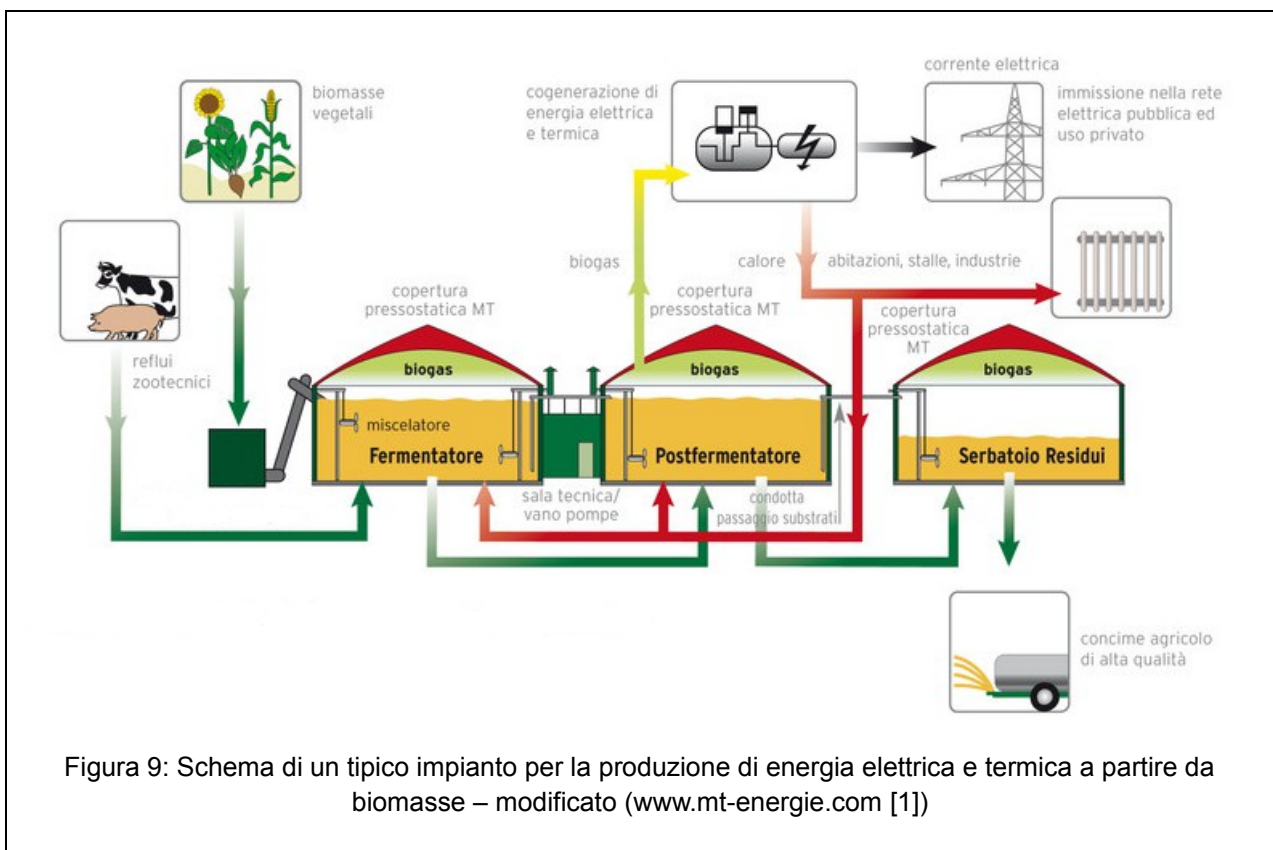
Per rendere più completo il lavoro, sono stati utilizzati i file .kml forniti dallo stesso sito elaborandoli con il software “QGIS®”, che nasce per l'elaborazione di dati geografici. Così facendo è stata ottenuta una mappa di distribuzione degli impianti europei (Figura 8) in modo da rendere immediata la loro interpretazione. Si assiste, infatti, ad una concentrazione di tali impianti nei Paesi nord-europei, con sporadiche presenze in nazioni più “simili” all'Italia per clima e sviluppo (Francia e Spagna) ma anche in paesi dell'Europa centro-orientale (Repubblica Slovacca e Polonia).



4 Deutsche Energie – Agentur (Agenzia tedesca per l'energia)

## CAPITOLO 3 – DESCRIZIONE IMPIANTO

L'impianto oggetto di studio utilizza il tradizionale processo di digestione anaerobica di colture dedicate e scarti di lavorazione di biomasse, opportunamente miscelate con liquami di origine zootecnica. Si tratta di un impianto bistadio in cui la fase metanogenica è separata dalle fasi di idrolisi, acidogenesi e acetogenesi. L'obiettivo principale è la produzione di energia elettrica e termica successiva alla combustione di biogas. Uno schema tipico di questa tecnologia ormai in larghissima diffusione è rappresentato dalla Figura 9.



### 3.1 Introduzione

La Cooperativa Agroenergetica Territoriale (CAT) nasce a Correggio (RE), fraz. San Biagio, con l'intento di riunire 27 investitori (soci, cantine, banche e partner tecnici) per la produzione combinata di energia elettrica e termica e immissione della prima nella rete elettrica pubblica. L'energia termica, invece, avrebbe dovuto alimentare un impianto di teleriscaldamento di cui i lavori di costruzione sono

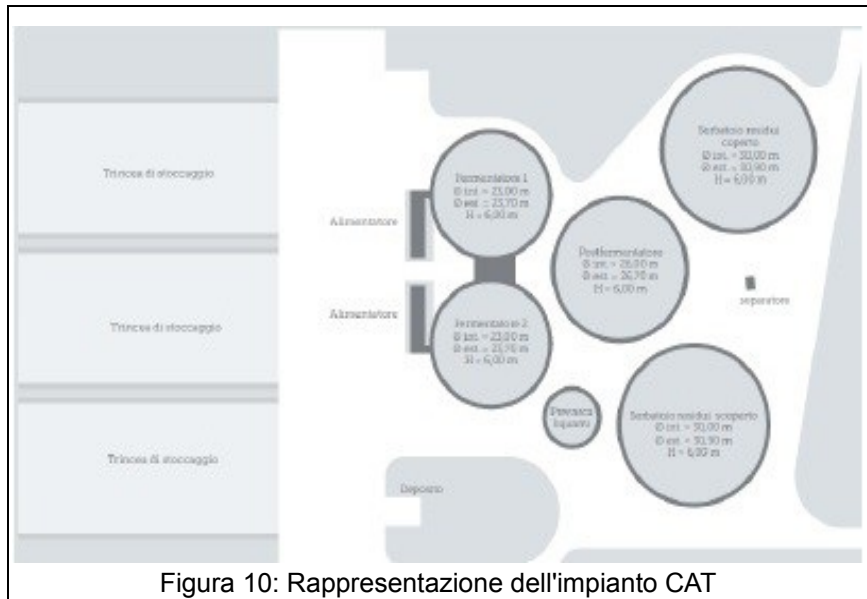


Figura 10: Rappresentazione dell'impianto CAT

iniziati ma non più terminati a causa della crisi economica del 2009. Ad oggi, dunque, questa viene impiegata in parte per il riscaldamento dei digestori e in parte viene dissipata in atmosfera.

L'impianto a doppio stadio, progettato e costruito da MT – ENERGIE Italia, è stato attivato nel 2010 ed ha una potenza elettrica installata di 998 kW elettrici e 880 kW termici, di cui solo 132 kW<sub>t</sub> sono utilizzati per il riscaldamento delle vasche di digestione. Questo valore è stato calcolato sulla base dei consumi presentati dalla Tabella 10 e sono soggetti a variabilità stagionale in quanto dipendono dalla temperatura atmosferica. Inoltre, l'impianto è composto da due fermentatori, un post-fermentatore e due serbatoi per lo stoccaggio dei residui. Sono presenti nell'area, inoltre, tre trincee di stoccaggio delle biomasse, due alimentatori per rifornire i primi due digestori, una prevasca per il deposito temporaneo di liquami di origine zootecnica (per lo più bovino), un separatore della frazione liquida e solida del digestato, un'area scoperta nel piazzale deputata al deposito temporaneo del digestato solido e una vasca scoperta per la raccolta del digestato liquido, una torcia per evitare l'immissione di metano in atmosfera in caso di criticità dell'impianto, un deposito per la raccolta del percolato e delle acque di prima pioggia e, infine, due cogeneratori CHP per la produzione di energia elettrica e termica derivante dalla combustione del biogas (Figura 10).

Nel 2012 (anno di riferimento del presente studio) l'impianto è stato alimentato da circa 17851 t di biomasse derivanti da quattro colture dedicate (mais, sorgo, triticale e barbabietole) opportunamente miscelate, più scarti della lavorazione delle uve e della barbabietola da zucchero, a seconda della stagione; a ciò sono state aggiunte 3900 t, circa il 22% in peso, di liquami di origine zootecnica, per lo più bovina; raramente è utilizzata pollina. In totale quindi il feedstock in input è di 21758,7 t. Gli specifici flussi sono visionabili in Tabella 7 (fonte CAT-Biomassval). Da annotare è l'input di scarti di lavorazione delle pere che, a causa del loro minimo contributo (7,7 t, pari allo 0,04% del totale), sono state trascurate ai fini dello studio.

Tabella 7: Feedstock in ingresso all'impianto di DA

	Mais	Triticale	Sorgo	Graspi	Barbabietole	Polpa	Vinacce	Pere	Liquame
<b>Totale alimentazione 2012 (t)</b>	<b>9987</b>	<b>4472</b>	<b>199</b>	<b>1066</b>	<b>86</b>	<b>1948</b>	<b>92</b>	<b>8</b>	<b>3900</b>

Il flusso in ingresso di biomassa liquida e solida permetterebbe, secondo dati di MT-ENERGIE Italia, una produzione annua di biogas di 4.200.000 m<sup>3</sup> di cui il 51%, in media, è composto da metano, che permette di produrre all'incirca 8,4 GWh annui di energia elettrica, utili a soddisfare il fabbisogno annuale di oltre 3000 famiglie. L'ammontare, invece, dell'energia termica ottenibile è di 7 GWh (fonte CAT - progetto Biomassval). Naturalmente la produzione di energia elettrica e termica dipende molto dal feedstock in ingresso poiché regola direttamente la composizione chimica del biogas. Infatti, nell'anno preso in considerazione la produzione di biogas è stata di 3.898.000 Nm<sup>3</sup> con conseguente minore produzione sia di energia elettrica sia di energia termica a causa del minor flusso di metano nei cogeneratori.

### 3.2 Fase d'apertura e distribuzione

Al termine del processo di insilamento e stoccaggio di cui si è parlato nel capitolo 1, e precisamente dopo la fase di stabilità, la trincea è aperta su un fronte per la raccolta della biomassa che andrà ad alimentare i digestori con un flusso di 49 t/die, per un totale nel 2012 di circa 17851 t. A questa quantità deve essere aggiunto un flusso di circa 11 t/die di liquami, per un totale di 3900 t. La trincea viene scoperta con il procedere delle

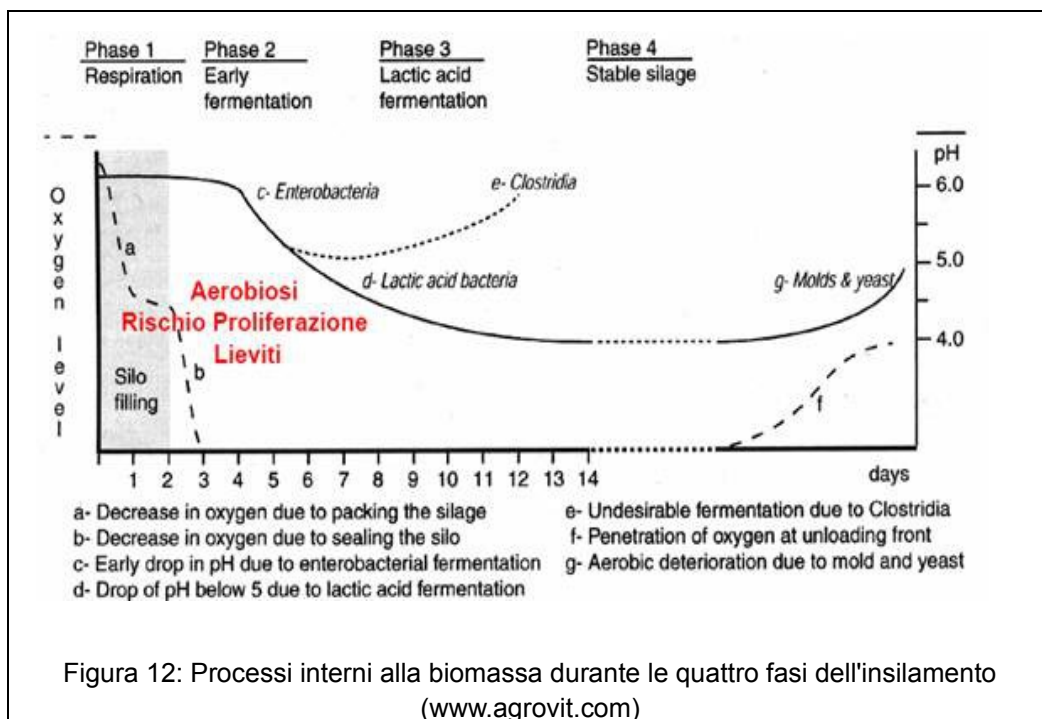
azioni di prelevamento e alimentazione, cercando di lasciare il fronte “pulito”, cioè è necessario mantenere la superficie di prelevamento il più uniforme possibile in modo da ridurre i processi ossidativi e metabolici degli organismi aerobi che, come già detto, possono alterare la composizione della biomassa ma anche rilasciare in ambiente alcuni composti inquinanti, quale l'ammoniaca (Oude Elferink et al., S.d.). A questo scopo è utilizzato un macchinario specifico, rappresentato nella Figura 11, che è in grado di “tagliare” il fronte in maniera netta.



Figura 11: Automezzo utilizzato per prelevare la biomassa insilata

Una volta terminata questa fase inizia il processo vero e proprio di digestione anaerobica.

Riassumendo, dunque, l'insilamento può essere definito come *“un sistema di conservazione ... basato sulla rimozione di aria (ossigeno) da una massa ... per stimolare la fermentazione di zuccheri in acido lattico da parte dei lattobatteri ottenendo così un aumento dell'acidità ... che inibisce un'ulteriore degradazione dell'insilato”* (www.mondolatte.it [2]). I dettagli dell'insilamento sono mostrati nella Figura 12.



### 3.3 Digestione anaerobica

Successivamente alla fase di insilamento inizia la fase di digestione anaerobica che ha un tempo di ritenzione di circa 100 giorni. Per questo processo l'impianto CAT è dotato di due fermentatori principali, un post-fermentatore e un serbatoio residui coperto. Una volta trasportate le biomasse dalle trincee agli alimentatori, questi ne rilasciano, ad orari stabiliti, una quantità predefinita per tutto l'arco della giornata (fonte CAT - progetto Biomassval).

L'aggiunta di liquame al mix in input, invece, è garantita da una pompa, alimentata dalla stessa energia elettrica prodotta dall'impianto, che mette in comunicazione la prevasca liquami con i primi due digestori. Quotidianamente la pompa sversa 11 t di liquami, per un totale annuo di 3900 t.

Il processo di digestione anaerobica funziona in regime di mesotermia, ovvero i due fermentatori e il post-fermentatore sono tenuti ad una temperatura costante compresa tra i 40 e i 42 °C grazie all'utilizzo di 132 kW<sub>t</sub> provenienti dalla combustione del biogas. Ciò è possibile grazie alla presenza di una complessa rete di tubi (Figura 13) che trasporta acqua riscaldata dall'energia termica prodotta dai cogeneratori lungo il perimetro delle vasche di digestione (Gallingani, 2013; Gallingani et al., 2014).

Durante il processo di digestione è possibile individuare due fasi: una di fermentazione “spinta” che ha una durata di 40 giorni e che avviene nelle prime due vasche, ed una di fermentazione “secondaria” che avviene nel post-fermentatore e nella vasca residui coperta. Infatti, nei primi 40 giorni viene prodotto all'incirca il 60% del biogas, in parziale accordo con la Tabella 1. La rimanente porzione di biogas si produce nei successivi 60 giorni (fonte CAT – progetto Biomassval).

Caratteristica delle vasche di digestione è la presenza, nella parte superiore destinata all'accumulo del biogas, di reti desolforizzanti che



Figura 13: Dettaglio delle tubazioni utilizzate per il riscaldamento delle vasche di digestione

ospitano colonie batteriche aerobiche deputate alla desolfurazione biologica atte ad abbattere l'acido solfidrico che compone il biogas. È importante che questo composto venga eliminato, o quantomeno ridotto, prima dell'ingresso nei cogeneratori in quanto potrebbe danneggiarne le componenti meccaniche a causa dell'acidificazione degli oli lubrificanti e della corrosione di alcune sue parti in seguito alla formazione di acido solforico ( $H_2SO_4$ ). Inoltre, alla base dei digestori sono presenti dei miscelatori, alimentati anch'essi dall'energia elettrica prodotta dall'impianto, che permettono una omogenea miscelazione della biomassa con miglioramento, quindi, della produzione di biogas.

La presenza di questi batteri obbliga l'insufflazione di aria all'interno dei digestori affinché il loro metabolismo venga attivato. L'infusione di piccoli volumi di aria non è sufficiente, però, ad alterare la digestione anaerobica che non ne risulta affatto condizionata. Questo procedimento però, nonostante non condizioni la fermentazione, altera lievemente la composizione del biogas che, nel 2012, ha avuto una composizione media di  $O_2$  pari allo 0,3% in volume.

Il passaggio, invece, della componente solida/liquida della biomassa in fermentazione e della componente gassosa risultante, è garantito dalla presenza di tubazioni (Figura 14). Nel primo caso ciò è permesso per effetto del “troppopieno” che consente il trasferimento della massa da una vasca all'altra; nel secondo caso, invece, il biogas è trasferito per gradiente barico. Infatti, la pressione diminuisce dalle prime vasche alle ultime, garantendo l'accumulo del biogas, in prevalenza, nel serbatoio residui coperto.



Al termine della fase di digestione anaerobica, la biomassa, ormai con potenziale metanigeno molto basso, si trova nella vasca residui coperta da dove è inviata, mediante una pompa, al separatore che divide la frazione solida da quella liquida. Da questo momento la biomassa digerita prende il nome di digestato.

### 3.4 Produzione di energia elettrica e termica

Come già accennato precedentemente, la produzione di biogas nel 2012 ammontava a 3.898.000 Nm<sup>3</sup> con un contenuto di metano del 51,8%. Questo volume di biogas è stato destinato a combustione nei due cogeneratori, ognuno dei quali ha una potenza di 499 kW<sub>p</sub>. La combustione di biogas ha permesso quindi una produzione lorda di 8,62 GWh<sub>el</sub> e di 7,60 GWh<sub>t</sub>. Il rendimento elettrico e termico dei due cogeneratori risulta essere rispettivamente del 41% e 36,2%, a pieno carico. I quantitativi di energia prodotta, acquistata, autoconsumata e venduta sono riassunti in Tabella 8.



Tabella 8: Consuntivo della produzione lorda, degli autoconsumi lordi e dello scambio di energia elettrica

Produzione lorda kWh	Autoconsumo lordo kWh	Autoconsumo in percentuale	Venduta al GSE al netto di tutti gli autoconsumi kWh	Acquistata per separatore e illuminazione kWh
8624021	806678	9,3%	7817343	70457
718668	67223	-	651445	5871

Prima però che il biogas sia combusto, deve essere ulteriormente depurato dall'H<sub>2</sub>S e deve essere privato del vapore acqueo perché, anch'esso, potrebbe danneggiare le parti meccaniche dei due cogeneratori. A tal fine, vi sono filtri a carboni attivi che riducono le concentrazioni del suddetto acido purificando il biogas immediatamente prima della sua combustione. Il vapore acqueo, invece, è eliminato raffreddando la miscela gassosa favorendo, così, la condensazione dell'acqua. Da questo momento il biogas è pronto per essere combusto.

Il biogas purificato alimenta ciascun cogeneratore con un flusso medio di 224 m<sup>3</sup>/h e permette una produzione continua di elettricità e calore (Tabella 9, fonte CAT - progetto Biomassval).

Tabella 9: Flusso biogas nei cogeneratori

Volume biogas prodotto nel 2012 Nm <sup>3</sup>	Ore totali di funzionamento dei due cogeneratori nel 2012	Flusso totale biogas nei cogeneratori Nm <sup>3</sup> /h	Flusso biogas in ciascun cogeneratore Nm <sup>3</sup> /h
3898000	17403	448	224

L'energia elettrica prodotta, in parte è utilizzata all'interno dell'impianto e in parte è venduta al Gestore dei servizi energetici (GSE). Per godere degli incentivi economici, l'energia elettrica utile al processo principale (produzione biogas e sua combustione) deve essere obbligatoriamente quella prodotta, cioè vi deve essere autoconsumo. Gli altri processi, invece, come illuminazione e gestione del digestato possono essere alimentati da elettricità acquistata dalla rete. Quindi, gli autoconsumi sono utilizzati per:

- alimentare il sistema di raffreddamento dei cogeneratori;
- alimentare la pompa che trasferisce il liquame liquido nei primi due fermentatori;

- alimentare gli alimentatori delle prime due vasche;
- alimentare i miscelatori posti all'interno delle vasche di digestione.

Considerando la Tabella 8, una parte della produzione lorda di energia elettrica, in media il 9,34%, è stata autoconsumata e poco meno della metà di questa percentuale è attribuibile al funzionamento del sistema di raffreddamento dei cogeneratori. La restante parte è stata utilizzata per processi inerenti la produzione del biogas, come l'alimentazione della pompa per la distribuzione dei liquami e l'alimentazione degli alimentatori e dei miscelatori delle vasche di digestione.

Escludendo dai calcoli l'energia autoconsumata, l'energia rimanente è stata venduta al GSE e immessa nella rete elettrica nazionale in una quantità pari, nel 2012, a 7,82 GWh, equivalenti a 28152 GJ.

Invece, l'energia elettrica acquistata dalla rete elettrica corrisponde a 70.457 kWh ed è stata utilizzata per l'illuminazione ed il funzionamento del separatore del digestato.

Per quanto concerne, invece, l'energia termica, nel 2012 è stato prodotto un quantitativo pari a 7,60 GWh (2.737 GJ), di cui solo 1,16 GWh (4.162 GJ) sono stati utilizzati per il riscaldamento dei digestori. La porzione rimanente, 6,45 GWh (2.320 GJ), non ha avuto alcun impiego e quindi è stata dissipata in ambiente (Tabella 10).

Tabella 10: Produzione, utilizzo e dissipamento dell'energia termica, nell'anno 2012, espressi in differenti unità di misura (Gallingani, 2013; Gallingani et al., 2014 - modificata)					
Energia termica prodotta		Energia termica utilizzata		Energia termica dissipata	
27371520	MJ	4162752	MJ	23208768	MJ
7603200	kWh	1156320	kWh	6446880	kWh

L'energia termica prodotta, quindi, non gode di un impiego totale. Naturalmente, per migliorare gli aspetti ambientali dell'impianto sarebbe necessario cercare di impiegare il calore che attualmente non è utilizzato. Infatti, si avrebbe un risparmio dei consumi elettrici derivanti dal non utilizzo dei radiatori e in più si potrebbero evitare gli impatti derivanti dalla produzione di calore nelle aziende o abitazioni circostanti che non avrebbero più l'esigenza di produrre calore autonomamente.

### 3.5 Gestione del digestato

Nel serbatoio residui coperto si raccoglie il digestato tal quale, ovvero un mix di frazione solida e liquida. La separazione di queste frazioni avviene mediante l'utilizzo di un separatore a coclea (Figura 15). A valle di questo processo, quindi, si avrà la produzione di digestato solido e liquido. Il primo è accumulato temporaneamente sul piazzale, in attesa che i soci lo prendano in carico e lo spargano sul suolo. Il secondo, invece, viene stoccato nel serbatoio residui scoperto, in attesa che gli agricoltori lo



Figura 15: Separatore a coclea del digestato tal quale e accumulo della frazione solida nel piazzale

spandano sul terreno mediante l'ausilio di carribotte. Il livello di digestato liquido nella vasca è tenuto sotto controllo da un galleggiante e, nel momento in cui il livello supera la soglia di sicurezza, in caso soprattutto di abbondanti piogge, l'operatore addetto al funzionamento dell'impianto attiva una pompa che trasferisce il digestato liquido nelle prime due vasche di digestione, in sostituzione dei liquami.

È bene ricordare che l'energia elettrica che alimenta la pompa che trasferisce il digestato tal quale al separatore, e quello liquido al serbatoio residui scoperto, è acquistata dalla rete elettrica nazionale poiché, trattandosi di un coprodotto, la legge non impone alcun tipo di approvvigionamento elettrico e/o termico per il suo trattamento.

La composizione del digestato di CAT è soggetta ad elevata variabilità poiché è strettamente correlata alla tipologia di feedstock in ingresso all'impianto di DA. La Tabella 11 ne mostra la composizione della più recente analisi chimica, risalente all'anno 2011 (fonte: Relazione 2° anno CRA-ABP – progetto Biomassval).

	Frazione solida	Frazione liquida
C organico (%)	44.4 (0.33)	1.09 (0.013)
N totale (%)	1.4 (0.01)	0.36 (0.009)
C/N	31.4 (0.17)	3.06 (0.037)
N-NH4 (%)	n.d.	0.21 (0.002)
K (%)	1.66 (0.004)	n.d.
P (%)	0.85 (0.012)	n.d.
S (%)	0.23 (0.016)	n.d.

Dalla composizione derivano poi le emissioni che si hanno sia durante la fase di stoccaggio che dopo il suo utilizzo come fertilizzante. Infatti, le emissioni di composti azotati e di metano dipendono strettamente dalla disponibilità di azoto e carbonio.

### 3.6 Accorgimenti tecnici

L'impianto, ai fini della prevenzione ambientale, è dotato di una torcia che brucia eventuali eccessi di biogas, ad esempio nel caso di blocco dei cogeneratori, onde evitare l'immissione in atmosfera di metano che ha un Global Warming Potential (GWP) 25 volte maggiore, nell'arco temporale di 100 anni,

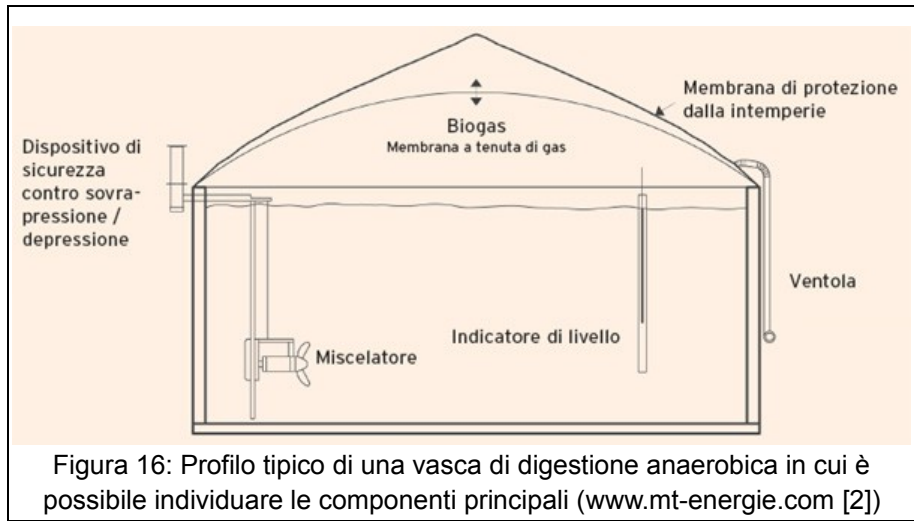


Figura 16: Profilo tipico di una vasca di digestione anaerobica in cui è possibile individuare le componenti principali (www.mt-energie.com [2])

della CO<sub>2</sub> (Solomon et al., 2007). Per far sì che possano essere evitati questi "sprechi" di risorsa primaria, il biogas viene stoccato, con l'impianto a regime, prevalentemente nello spazio deputato al suo accumulo (Figura 16) nel serbatoio residui coperto mediante gradiente barico, in modo tale da lasciare libero lo spazio dei digestori e del post-fermentatore. Nel caso, dunque, dovessero esserci problemi nella combustione del biogas, questo verrebbe stoccato dapprima nel serbatoio residui coperto e poi nel post-fermentatore. Se il volume di biogas dovesse aumentare ulteriormente, allora sarebbe stoccato anche nelle prime due vasche di digestione. In questo modo, si riduce al minimo l'utilizzo della torcia che, di per sé, non porterebbe alcun beneficio dal punto di vista energetico. Se il blocco dei cogeneratori dovesse durare ancora, esaurendo gli spazi per l'accumulo del biogas, allora il biogas prodotto sarebbe bruciato in torcia.

# CAPITOLO 4 – NORMATIVE PER LA PROMOZIONE E LA PRODUZIONE DI BIOCOMBUSTIBILI

L'Italia è una nazione che fa parte dell'Unione Europea e, come tale, deve rispettare le leggi europee. Ogni nazione europea può approvare decreti propri che devono essere conformi ai principi del diritto comunitario. Quando ci si trova dinanzi ad argomenti di grande importanza come quelli ambientali, l'UE emana dei provvedimenti a livello comunitario, approvando in primis Regolamenti e Direttive: i primi devono essere direttamente applicati dagli Stati membri mentre le seconde contengono delle linee guida che vincolano gli Stati al raggiungimento di determinati obblighi lasciando libera scelta sui provvedimenti atti al raggiungimento degli stessi.

## 4.1 Normative in Europa

Numerosi sono i provvedimenti europei che riguardano temi ambientali. Tra i più recenti e importanti si può ricordare la Direttiva 2009/28/CE, nota anche come direttiva RED, che promuove l'uso di energia proveniente da fonti rinnovabili. In generale, riprende e rende vincolante lo studio contenuto nella COM (2008) 30 sulla riduzione delle emissioni di GHG del 20% rispetto al 2005 e sull'aumento del consumo energetico lordo da fonti rinnovabili del 20% entro il 2020. Inoltre, attua e rende cogente l'obiettivo della COM (2006) 545 circa l'efficientamento delle strutture civili ed industriali per il risparmio energetico del 20% al 2020, pari a 390 MTEP di consumi.

All'interno della stessa Direttiva, è sancito l'obbligo di riduzione del 35% delle emissioni di GHG, lungo la filiera di produzione di biocarburanti rispetto al carburante di riferimento, entro il 31 Dicembre 2016. A decorrere dal 1 Gennaio 2017 la riduzione delle emissioni della filiera è alzata al 50% e, dal 1 Gennaio 2018, la produzione deve comportare una riduzione delle emissioni pari ad almeno il 60% per gli impianti che sono entrati in funzione dopo il 1 Gennaio 2017. Infatti, entro l'anno 2020 almeno il 10% del volume totale dei combustibili utilizzati per il trasporto deve essere di origine biologica, e quindi *carbon neutral*, garantendo così una significativa riduzione delle emissioni.

Tra i tanti aspetti importanti di questa Direttiva, significativi sono anche gli obiettivi indicati in essa riguardanti la produzione di energia da fonti rinnovabili per ciascuna nazione.

## 4.2 Normative in Italia

Così come prescritto dalla Direttiva 2009/28/CE, entro il 2020 l'Italia dovrà passare da una produzione lorda di energia da fonti rinnovabili nel 2005 del 5,2% ad una produzione lorda del 17%. Questa Direttiva è stata recepita in Italia con Decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28. Tale recepimento “*definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi fino al 2020 in materia di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e di quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti*”. Vi è poi il Decreto ministeriale 15 Marzo 2012 (decreto burden sharing) che suddivide gli obiettivi di ogni singola Regione (Tabella 12) tenendo conto anche degli investimenti effettuati in passato. Ad esempio, negli scorsi decenni l'Emilia Romagna ha investito ingenti somme per l'estrazione e la raffinazione del gas naturale allo stato fossile e, per non vanificare questi investimenti, ha un obiettivo al 2020 molto al di sotto della media nazionale (8,9%).

Il suddetto decreto legislativo inoltre, regola la produzione di energia da biogas in base alla tipologia e alla potenza dell'impianto. Le procedure per la messa in funzione di un impianto sono di differenti tipologie e possono essere così categorizzate:

- comunicazione al Comune nel caso della *micro cogenerazione* ( $0 \leq P \leq 50 \text{ kW}_e$ ).
- presentazione di *Procedura Abilitativa Semplificata* (PAS) da consegnare al Comune nel caso di impianti a biomasse fino a  $250 \text{ kW}_e$ . Le Regioni però possono estendere, a propria discrezione, la PAS ad impianti con potenza fino a  $1000 \text{ kW}_e$ .
- presentazione dell'Autorizzazione Unica (AU) alla Regione di appartenenza o, laddove permesso, agli uffici Provinciali competenti, per impianti con potenza  $>250 \text{ kW}_e$  (o  $>1000 \text{ kW}_e$  quando permesso dalla Regione). Questo procedimento è oggetto di studio da parte della Conferenza dei Servizi.
- Verifica di assoggettabilità ambientale per gli impianti con potenza  $>50 \text{ MW}$ .

Per quanto riguarda la Regione Emilia Romagna, l'AU deve essere consegnata nel caso di impianti con potenza  $250 \text{ kW}_e \leq P \leq 50 \text{ MW}_e$ , agli uffici Provinciali (D. Lgs. 387/2003). Inoltre, considerazione molto importante per questa Regione, è l'individuazione di zone non idonee all'installazione degli impianti. Non tutte le Regioni, infatti, zonizzano il loro territorio sulla base della possibilità di installare impianti a biogas.

Per favorire inoltre l'utilizzo di biometano, l'art. 8 del D. Lgs. 28/2011 (con il quale l'Italia recepisce la Direttiva 2009/28/CE) demanda alle Regioni il compito per le semplificazioni dei procedimenti di autorizzazione alla realizzazione di nuovi impianti per la distribuzione di tale combustibile.

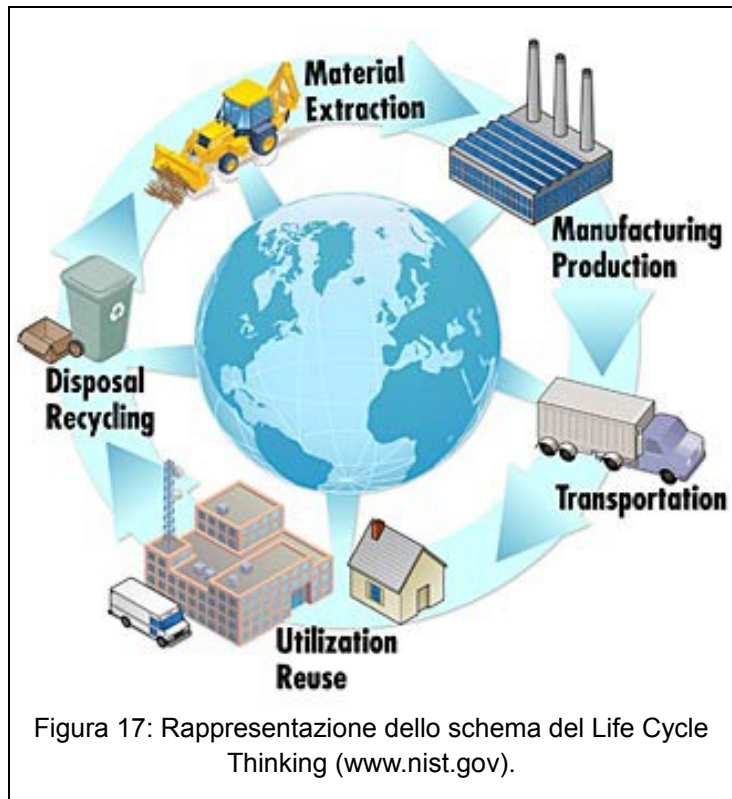
Tabella 12: Obiettivi regionali del deceto "Burden Sharing" (www.gse.it [1]).

Regione	CFL (ktep)	Consumi FER (ktep)	Obiettivo regionale al 2020 (%)
Abruzzo	2762	528	19,1%
Basilicata	1126	372	33,1%
Calabria	2458	666	27,1%
Campania	6634	1111	16,7%
Emilia Romagna	13841	1229	8,9%
Friuli V. Giulia	3487	442	12,7%
Lazio	9992	1193	11,9%
Liguria	2927	412	14,1%
Lombardia	25810	2905	11,3%
Marche	3513	540	15,4%
Molise	628	220	35,0%
Piemonte	11436	1723	15,1%
Puglia	9531	1357	14,2%
Sardegna	3746	667	17,8%
Sicilia	7551	1202	15,9%
Trentino Alto Adige – Bolzano	1323	482	36,5%
Trentino Alto Adige – Trento	1379	490	35,5%
Toscana	9405	1555	16,5%
Umbria	2593	355	13,7%
Valle d'Aosta	550	287	52,1%
Veneto	12349	1274	10,3%
Italia	133041	19010	14,3%

# CAPITOLO 5 – LIFE CYCLE ASSESSMENT

## 5.1 Nascita e diffusione

L'aumento crescente del potere d'acquisto ha contribuito ad un aumento esponenziale del consumo di prodotti e beni, non solo primari, incrementando così la capacità di produzione delle industrie le quali, spesso, si ponevano come unico obiettivo la competitività sul mercato attraverso il mantenimento di prezzi bassi. Per questo motivo, spesso le aziende o i gruppi industriali mettevano in secondo piano la sicurezza ambientale non preoccupandosi né di mitigare l'elevato grado di inquinamento che causavano e del pericolo che nasceva dalla messa in commercio di



prodotti poco eco-compatibili, né di compensare le esternalità ambientali negative che le loro stesse attività creavano. Di conseguenza, si è assistito ad un aumento proporzionale dell'inquinamento con, talvolta, effetti disastrosi sulla componente biotica e abiotica degli ecosistemi interessati.

Si rese quindi necessario passare dallo studio dei singoli elementi che costituiscono i processi produttivi ad un approccio totalmente nuovo, ovvero ad una visione olistica dell'intero apparato industriale o ciclo produttivo. A tal fine nacque il Life Cycle Assessment (o analisi del ciclo di vita, LCA), il principale strumento del Life Cycle Thinking (LCT – approccio di ciclo di vita).

L'LCA è uno strumento standardizzato che permette di valutare e quantificare, attraverso un'analisi oggettiva, i carichi energetici ed ambientali ed i potenziali impatti ambientali che possono derivare da una o più fasi del ciclo di vita di prodotti e/o servizi (ad esempio, estrazione di materie prime, produzione, trasporto, utilizzo e smaltimento). Più



precisamente, la Society of Environmental Toxicology and Chemistry (SETAC) ha proposto nel 1993 quella che, ad oggi, è la definizione più utilizzata su scala globale per identificare l'LCA. In quell'anno, infatti, la SETAC definisce l'analisi del ciclo di vita come *<<un processo per identificare i carichi ambientali associati ad un prodotto, processo o attività, passando dall'estrazione e trasformazione delle materie prime, fabbricazione del prodotto, trasporto e distribuzione, utilizzo, riuso, stoccaggio, riciclaggio, fino alla dismissione>>*.

Questo strumento nasce agli inizi degli anni '60 in America ma comincia a riscuotere successo in Europa solo negli anni '90 con la presa di coscienza del fatto che ogni azione dell'uomo determina un'alterazione, quasi sempre in negativo, dell'equilibrio naturale degli ecosistemi che devono essere tutelati su larga scala. La tutela dell'ambiente, quindi, può avvenire solo se si effettua un'analisi del ciclo di vita di ogni singolo bene di cui l'essere umano usufruisce nel corso della propria vita e su cui basa la propria ricchezza e il proprio benessere, in modo tale da individuare quali sono le fasi più impattanti e cercando, dunque, di migliorarle.

Dal 1992 (anno in cui si è tenuta la Conferenza di Rio de Janeiro, in cui è stata sottolineata l'importanza dello sviluppo sostenibile) ad oggi è aumentata sempre di più la sensibilità dei temi ambientali anche da parte dei cittadini che prestano sempre maggiore attenzione alla provenienza del prodotto, al tipo di processo industriale cui è stato soggetto e che cercano eventuali etichette ambientali che certifichino la maggiore eco-compatibilità di taluni prodotti rispetto ad altri. In quest'ottica e per questi obiettivi, l'LCA è ad oggi l'unico strumento, grazie alla standardizzazione operata attraverso le norme ISO, in grado di dare risultati oggettivi e scientificamente validi che possano misurare le prestazioni ambientali di una determinata catena produttiva. Infatti, fino al 1997 non esisteva alcuna procedura che regolamentasse l'analisi del ciclo di vita. A causa di questo, analisi effettuate su prodotti simili non davano quasi mai uno stesso risultato o, ancora, il risultato del confronto di due analisi poteva non rispecchiare la realtà. Ben presto, quindi, è stata sentita l'esigenza di standardizzare le procedure in modo tale che analisi svolte seguendo la procedura ISO portassero sempre agli stessi risultati. Nasce così, nel 1997, la prima norma ISO, la *14040 Environmental management - Life cycle assessment - Principles and framework*, aggiornata nel 2006 e integrata nello stesso anno con la norma *ISO 14044 Environmental management - Life cycle assessment - Requirements and guidelines*.

Con il passare del tempo e con l'adozione di nuove politiche ambientali, l'UE ha incentivato l'analisi del ciclo di vita. Infatti, secondo la COM (2003) 302 CE, riguardante la

Politica Integrata dei Prodotti, è necessario promuovere l'analisi del ciclo di vita affinché diventi *<<un'abitudine per tutti coloro che entrano in contatto con i prodotti>>* così da rendere le persone consapevoli e più responsabili di ciò che acquistano ed utilizzano. Per questo motivo l'LCA rientra tra i cinque principi fondamentali delle politiche integrate di prodotto (Integrated Product Policy, IPP) che mirano ad una diminuzione degli impatti ambientali a seguito del miglioramento delle prestazioni dei prodotti e all'aumento della competitività industriale, insieme a:

- collaborazione con il mercato;
- coinvolgimento delle parti interessate;
- miglioramento continuo;
- molteplicità degli strumenti di azione.

Grazie alle IPP, infatti, le piccole e medie imprese (PMI, aziende con un numero di dipendenti < 250) sono incentivate ad utilizzare e a produrre prodotti e/o servizi a basso impatto ambientale; in tal modo le aziende possono ottenere sia migliori prestazioni ambientali ed economiche sia etichette ecologiche, innescando un circolo virtuoso sul mercato e aumentando la competitività. Il raggiungimento di tali risultati infatti comporta un aumento della competizione sul mercato da parte delle PMI (che rappresentano l'economia di base dell'industria europea) attraverso una maggiore tutela dell'ambiente che, come detto in precedenza, era quasi assente in passato. L'LCA, dunque, riveste anche un ruolo di primaria importanza nel fornire maggiori finanziamenti ed agevolazioni economiche a quelle aziende che dimostrano di essere eco-friendly, aiutando così l'economia e dimostrando di essere uno strumento importante per tutte quelle aziende che hanno l'obiettivo di migliorare le proprie prestazioni, soprattutto in termini ambientali.

Sempre sulla scia del miglioramento delle politiche ambientali, nel 2008 la Commissione Europea ha emanato una nuova Comunicazione, la COM (2008) 397 CE, che si interessa di "Produzione e consumo sostenibili", sottolineando l'importanza di uno sviluppo sostenibile poiché *<< le modalità di produzione e di consumo contribuiscono al riscaldamento globale, all'inquinamento, al consumo di materiali e allo sfruttamento intensivo delle risorse. L'impatto dei consumi nell'UE crea conseguenze a livello mondiale, dato che l'UE dipende dalle importazioni di energia e di risorse naturali. Inoltre una quota sempre maggiore di prodotti consumati in Europa viene fabbricata in altre parti del mondo>>*. Per favorire lo sviluppo sostenibile, la metodologia LCA si mostra come valida

soluzione in quanto, la stessa Comunicazione oggetto di discussione, ha come obiettivo << ... creare un circolo virtuoso: migliorare la resa ambientale generale dei prodotti durante tutto il loro ciclo vitale, promuovere ed incentivare la domanda di prodotti migliori e di tecnologie di produzione migliori, aiutando i consumatori a scegliere meglio grazie ad un'etichettatura maggiormente coerente e semplificata>>.

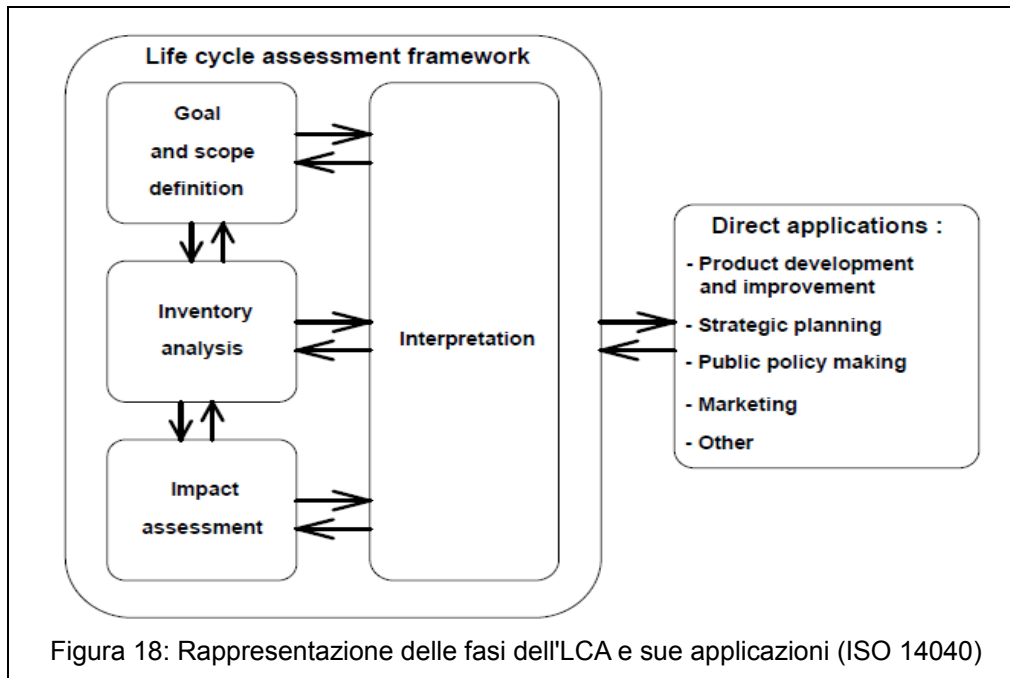
Alla luce di quanto visto, si può affermare che le attuali politiche europee sottolineano l'importanza commerciale, economica ed ambientale della metodologia LCA grazie al fatto che essa rappresenta uno strumento molto valido e flessibile, capace di differenti applicazioni, tra le quali:

- sviluppo e miglioramento di prodotti e/o processi;
- marketing ambientale;
- pianificazione strategica;
- attuazione di una politica pubblica ([www.isprambiente.gov.it](http://www.isprambiente.gov.it)).

## **5.2 Fasi dell'LCA**

L'LCA, così come prescritto, consta di quattro fasi distinte (Figura 18) che sono alla base di qualsiasi studio di questo tipo (ISO 14040):

- definizione dell'obiettivo e campo di applicazione;
- analisi di inventario (Life Cycle Inventory, LCI);
- valutazione di impatto (Life Cycle Impact Assessment, LCIA);
- interpretazione dei risultati.



### 5.2.1 Definizione dell'obiettivo e campo di applicazione

In questa fase, preliminare alle successive, si devono fissare gli obiettivi dello studio, compresi l'applicazione prevista, le motivazioni dello studio, la tipologia di pubblico a cui esso è rivolto e il campo di applicazione, ovvero il sistema prodotto oggetto dello studio, l'unità funzionale ed il flusso di riferimento, i confini del sistema, le assunzioni effettuate e la qualità dei dati (primari, secondari e terziari). Elementi essenziali sono l'unità funzionale, ovvero la quantità di prodotto a cui riferire l'intero studio (può essere un MJ di energia elettrica prodotta, la produzione di una bottiglia in PET, ecc.) e la definizione dei confini del sistema, ovvero quali processi, fasi ed attività includere nello studio. A tal proposito è bene chiarire le tipologie di confini (boundary) che si possono adottare:

- *from cradle to grave* – dalla culla alla tomba: sono esaminati tutti i processi facenti parte di un processo produttivo, dall'estrazione delle materie prime utilizzate per la produzione di un bene fino al suo smaltimento e fine vita;
- *from cradle to gate* – dalla culla al “cancello”: tale metodologia è utilizzata quando si vogliono investigare, ad esempio, i differenti impatti che derivano dall'utilizzo di materie prime diverse impiegate per produrre lo stesso bene, escludendo così la distribuzione, l'uso, lo smaltimento e il fine vita;

- *gate to gate* – da “cancello a cancello”: con tali confini ci si riferisce solamente ai processi che avvengono all'interno dell'azienda (fase produttiva), escludendo ciò che vi è a monte e a valle, non considerando quindi estrazione di materie prime, produzione di materiali, distribuzione, smaltimento e fine vita. Si utilizza questa metodica per esaminare le prestazioni ambientali di unità di processo differenti, partendo dalle stesse materie prime e ottenendo il medesimo prodotto;
- *zero burden*: è applicato soprattutto ai sistemi di gestione di rifiuti. Inizia nel momento in cui il rifiuto assume tale definizione (non si considerano perciò gli impatti legati alla produzione del prodotto) e continua includendo i processi di trattamento fino al definitivo smaltimento.

## 5.2.2 Analisi di inventario

La fase di LCI, molto importante ai fini dei risultati, consiste nella raccolta dati di input e output e dei relativi procedimenti di calcolo (ISO 14044). Tra gli input sono incluse le materie prime utilizzate, l'energia termica ed elettrica che alimentano i processi, ecc.; gli output, invece, rappresentano i prodotti in uscita durante e/o alla fine del processo oggetto di studio. Inoltre, tra gli output rientrano le emissioni in aria, acqua e suolo generate durante il ciclo di vita e la produzione di rifiuti.

I dati che si possono utilizzare nella fase di inventario possono essere di tre tipologie:

- *primari*: raccolti direttamente in campo e relativi al processo produttivo in esame;
- *secondari*: contenuti nei database commerciali di LCA;
- *terziari*: contenuti in manuali, pubblicazioni scientifiche ed enciclopedie.

La ISO 14044 prescrive l'utilizzo dapprima di dati primari e, in loro mancanza, l'utilizzo gerarchico dei secondari e dei terziari.

Un ulteriore elemento che caratterizza questa fase è l'allocazione, ovvero la ripartizione nel sistema di prodotto dei flussi in entrata e in uscita di unità di processo. Infatti, come output di un sistema produttivo si possono ottenere diversi prodotti e sottoprodotti ed è necessario, quindi, ripartire i flussi di materie prime ed energia legati alla loro produzione. Da qui nasce la necessità di ricorrere all'allocazione di cui esistono due tipologie che, secondo la ISO 14044, si basano su:

- *relazioni di caratteristiche fisiche* (o allocazione di massa, energia e altre proprietà fisiche intrinseche ai prodotti). La ripartizione viene quindi effettuata sulla base delle differenze in peso dei prodotti e coprodotti, del contenuto energetico, del numero di volte che il prodotto può essere utilizzato e così via;
- *valore economico*: la ripartizione viene fatta sulla base del prezzo dei prodotti. I maggiori impatti saranno relazionati al prodotto con maggior prezzo.

Quando possibile, però, l'allocazione deve essere evitata poiché si rischia di attribuire risultati non corretti per i singoli prodotti. La ISO 14044, infatti, raccomanda dapprima di verificare se è possibile attribuire i flussi di input e output o dividendo le unità di processo in due o più sottoprocessi, riferendo ad essi i flussi in input ed in output, o espandendo i confini del sistema in modo da includere i processi relativi ai coprodotti. Se ciò non è possibile allora è necessario effettuare l'allocazione.

### 5.2.3 Valutazione di impatto

Secondo la ISO 14044, la valutazione di impatto, o LCIA, è una fase dell'LCA che ha lo scopo di comprendere e valutare la magnitudo e la significatività dei potenziali impatti ambientali di un sistema di prodotto durante l'intero ciclo di vita. Inizialmente tutti i prodotti in output considerati come emissioni e/o scarichi in ambiente sono raggruppati in categorie di impatto (acidificazione, riscaldamento globale, eutrofizzazione, assottigliamento dello strato di ozono stratosferico, cambio di uso del suolo, consumo di risorse non rinnovabili, ecc.). Ciascuna di queste categorie assume un unico composto al quale riferire tutti gli altri appartenenti a quella specifica categoria mediante fattore di caratterizzazione (o fattore di equivalenza, utilizzato per esprimere le emissioni o il consumo di risorse della categoria d'impatto considerata rispetto al composto di riferimento), calcolato per il periodo temporale cui ci si riferisce. Ciò è fatto per differenziare il contributo del singolo composto nella determinazione dello specifico impatto. A titolo esemplificativo viene utilizzato il potenziale di riscaldamento globale, espresso in CO<sub>2</sub> eq: il composto di riferimento per questa categoria di impatto è la CO<sub>2</sub> che si assume abbia un GWP = 1. Gli altri composti che concorrono al riscaldamento globale possono avere un GWP maggiore o minore rispetto alla CO<sub>2</sub>. Prendendo come esempio il metano, esso ha un GWP 25 volte maggiore rispetto alla CO<sub>2</sub>, su un periodo di 100 anni

(Solomon et al., 2007). Ciò significa che 1 molecola di CH<sub>4</sub> riesce a trattenere una quantità di calore pari a 25 molecole di CO<sub>2</sub>. Quindi, se le emissioni di metano risultano essere pari ad 1 kg, allora la stessa emissione dovrà essere espressa come una emissione pari a 25 kg CO<sub>2</sub>eq, così come espresso dall'equazione per il calcolo dell'impact score:

$$IS_{GWP100} = \sum_i Fc_i * m_i$$

dove IS<sub>GWP100</sub> è l'impact score (espresso in CO<sub>2</sub> eq) della categoria di impatto del potenziale di riscaldamento globale su una scala di 100 anni, Fc<sub>i</sub> è il fattore di caratterizzazione della specie i-esima e m<sub>i</sub> è la massa della specie i-esima. Quindi, l'impact score di una determinata categoria è data dalla sommatoria dei prodotti dei fattori di caratterizzazione moltiplicati per le masse delle relative specie.

Le categorie di impatto a loro volta si suddividono in *midpoints* ed *endpoints*. La differenza sta nel fatto che le prime sono misurate secondo unità di sostanze equivalenti senza che queste siano associate ad un effetto in particolare su un determinato target (es. salute umana, ecosistemi, ecc.); le seconde, invece, sono espresse mediante indicatori aggregati aventi una propria unità di misura che però è associata ad uno specifico effetto, come può essere la tossicità umana (Ecorutour, 2010).

Infine, è permesso procedere, in maniera del tutto opzionale, alla normalizzazione e alla pesatura dei risultati. La prima permette di valutare la magnitudo degli impatti rispetto ad un impatto globale di riferimento; la seconda, invece, permette la determinazione di un unico indice/valore di impatto ma, a causa della mancanza di accordi scientifici inerenti la procedura di pesatura, è raramente effettuata.

## 5.2.4 Interpretazione dei risultati

L'interpretazione dei risultati è la fase finale di ogni studio LCA. Consiste nel rappresentare, anche grazie all'ausilio di grafici, quelli che sono i dati risultanti dall'LCI e dall'LCIA. È consigliabile integrare i risultati con un'analisi di sensitività e di consistenza. In definitiva, l'analisi di sensitività permette di stabilire, variando i parametri ritenuti importanti dello studio LCA, quali sono le risposte del sistema preso in considerazione e osservando come variano i risultati. È utile in prospettiva di un miglioramento prestazionale. L'analisi di consistenza, invece, permette di verificare che le ipotesi, i modelli e i dati siano coerenti lungo il ciclo di vita di un prodotto o tra diverse opzioni.

Quest'ultima fase deve contenere delle conclusioni che abbiano un supporto scientifico. È necessario, dunque, dare delle motivazioni ad ogni considerazione fatta.



## CAPITOLO 6 - MATERIALI E METODI

Nel presente capitolo sarà descritto il software utilizzato per l'analisi LCA e le quattro fasi che dominano l'analisi del ciclo di vita riguardanti l'impianto di digestione anaerobica preso in esame.

### 6.1 Il software GABI 6<sup>®</sup>

Lo studio in esame è stato effettuato mediante l'utilizzo del software GABI 6<sup>®</sup>, sviluppato da PE International, che permette una corretta gestione dei dati raccolti al fine del calcolo dei risultati dell'analisi del ciclo di vita.

Grazie ad esso, è possibile creare il proprio modello sulla base della costruzione di “piani” che sono caratterizzati, al loro interno, da “processi” che, a loro volta, sono costituiti da “flussi” in input e in output che rappresentano i dati raccolti durante la fase di LCI e che creano una continuità tra i differenti processi. Capita spesso, infatti, che un flusso in output di un processo diventi l'input del processo successivo.

Ciascun piano può diventare un “sottopiano” nel momento in cui è utilizzato all'interno di un macropiano andandone a costituire un processo. Ciò è effettuato per rendere più facile la costruzione del modello. Infatti, crea minore confusione rappresentare in singoli piani ogni distinta attività di una data filiera produttiva.

Di enorme importanza sono le banche dati: all'interno dei piani è anche possibile utilizzare i dati contenuti in esse, ovvero una raccolta di processi che sono stati già investigati e studiati a fondo da coloro che le hanno costruite. Queste risultano essere molto utili soprattutto quando si vuole inserire, all'interno del proprio modello, processi di cui non si conoscono tutte le peculiarità. Infatti, un processo per essere utile ai fini dei calcoli degli impatti, deve contenere i consumi specifici per la definita unità di riferimento. Nel caso, ad esempio, della produzione di gasolio è difficile risalire da letteratura a quelli che sono i consumi energetici e di materie prime per produrre una unità di carburante. Queste, d'altronde, risultano essere delle informazioni indispensabili per il calcolo degli impatti e, quindi, senza di esse il lavoro risulterebbe più complicato e, cosa più importante, meno dettagliato e preciso. Caratteristica importantissima di GABI 6<sup>®</sup> è la possibilità di utilizzare contemporaneamente banche dati differenti. Infatti, nonostante nello studio siano

stati creati personalmente numerosi processi ad hoc, talvolta è stato necessario ricorrere all'utilizzo di database: PE International e Ecoinvent, in ordine di preferenza.

## 6.2 Definizione dell'obiettivo e campo di applicazione

Il presente studio si prefigge come obiettivo la determinazione dei carichi ambientali che derivano dall'attività dell'impianto di digestione anaerobica presentato nel capitolo 3. L'impianto è finalizzato alla produzione di energia elettrica e termica derivante dalla combustione del biogas prodotto. Nei confini del sistema non sono incluse le fasi e i processi di costruzione dell'impianto, delle infrastrutture e dei macchinari in quanto non significativi dal punto di vista del contributo ambientale sul ciclo di vita dell'intera filiera produttiva. Inoltre, sono stati calcolati gli impatti conseguenti a due scenari alternativi che derivano da un ipotetico cambiamento della funzione principale dell'impianto CAT: l'eliminazione dei cogeneratori e la purificazione del biogas in biometano. Sono stati studiati così tre scenari:

- *Scenario CAT*: è lo studio LCA retrospettivo dell'impianto di digestione anaerobica CAT con riferimento all'attività dell'anno 2012. I confini del sistema adottati sono del tipo *from cradle to grave* (Figura 19).
- *Scenario biometano 1*: è uno studio LCA prospettivo che, insieme al successivo, permette di valutare quale alternativa di cambiamento è la migliore. L'oggetto dello studio è l'ipotetica conversione dello scenario CAT a impianto di purificazione del biogas in biometano immesso in rete. Il processo di upgrading utilizzato in questo scenario è rappresentato dal sistema a *membrane* che comporta delle emissioni di metano pari al 4% rispetto al volume di biogas trattato. Fondamentali, per questo scenario, sono stati i dati gentilmente forniti dalla Dott.ssa Gamberini Chiara, referente della SAFE S.p.A.
- *Scenario biometano 2*: come il precedente, anche questo scenario valuta i carichi ambientali derivanti da una possibile conversione dello scenario CAT a impianto di purificazione del biogas in biometano immesso in rete. La tecnologia ipoteticamente impiegata è l'*amine scrubber*.

## 6.2.1 Funzione del sistema e unità funzionale

La funzione del sistema in esame è la gestione e lo smaltimento di un certo quantitativo annuale di biomassa. Per questo motivo, diversamente dagli studi LCA di letteratura relativi alla produzione di biogas da impianti di digestione anaerobica, che adottano come unità funzionale il MJ elettrico prodotto (Lansche, Müller, 2012), per l'impianto CAT si è resa necessaria l'adozione della seguente unità funzionale: *la biomassa in ingresso all'impianto CAT nell'anno 2012* (Tabella 7). In tal modo si ottiene in output, anche per gli scenari *biometano*, lo stesso quantitativo di biogas da bruciare o da purificare e le stesse quantità di digestato e le emissioni relative per i tre scenari considerati. Questo permette perciò di poter comparare la performance ambientale dei tre scenari definiti al paragrafo 6.2. Inoltre, tale unità funzionale permette di considerare anche i coprodotti che si ottengono: energia termica e digestato. Infatti, con una simile unità funzionale i risultati sono indipendenti dal tipo di processo di conversione e dal tipo di prodotto finale ottenuto. Inoltre, offre la possibilità di comparazione del sistema oggetto di studio con altri simili che differiscono sulla base delle filiere agronomiche adottate (Cherubini, Hammer Strømman, 2011).

## 6.2.2 Confini del sistema

La Figura 19 mostra quali processi sono stati considerati ai fini dello studio e che rientrano, dunque, all'interno dei confini del sistema per lo scenario CAT. È possibile vedere che l'analisi del ciclo di vita comprende l'intera filiera di produzione, a partire dai flussi di materie prime e di lavoro utilizzati per le coltivazioni dedicate di mais, barbabietole, sorgo e triticale fino al trattamento e gestione del digestato, passando per i processi che riguardano direttamente la gestione dell'impianto. Infatti, una volta considerate le operazioni per le pratiche agricole, si passa a quelle che sono svolte all'interno dell'impianto CAT (rettangolo blu). Si parte dalla fase di stoccaggio delle biomasse vegetali nelle tre trincee. A causa della degradazione della materia organica, ci può essere la formazione di percolato, in un range compreso tra il 4 e il 7% della massa, che convogliato dal sistema di raccolta delle acque di prima pioggia, viene immesso all'interno dei digestori, passando per la vasca di raccolta. La biomassa solida, invece, è caricata, per mezzo degli alimentatori, all'interno dei digestori che sono riscaldati ad una temperatura di 42 °C. Una volta terminata la fase di digestione anaerobica, si ottengono due prodotti: il biogas e il digestato tal quale. Il primo prodotto è convogliato all'interno dei

cogeneratori dove viene bruciato per la produzione di energia elettrica e calore. Una quota di elettricità, e precisamente quella necessaria al processo di digestione anaerobica, è utilizzata all'interno dello stesso impianto, mentre la parte rimanente viene venduta al GSE ad un prezzo di 0,28 €/kWh. La quota, invece, di energia termica è in parte utilizzata per il riscaldamento delle vasche di digestione e in parte dissipata in ambiente mediante radiatori. All'interno di questo piano sono state considerate anche le eventuali “fughe” di biogas che, secondo Herrmann (2013), ammontano all'1% del volume di biogas.

Sempre in Figura 19, nel rettangolo marrone è possibile osservare i processi inerenti la gestione del digestato. La frazione tal quale è separata in frazione liquida e solida da un separatore alimentato da energia elettrica acquistata dalla rete ad un prezzo di 0,14 €/kWh. In aggiunta, sono stati calcolati gli impatti derivanti dalla gestione prima e spandimento poi del digestato. Similmente al processo di gestione del digestato, l'energia elettrica per l'illuminazione è acquistata dalla rete.

Infine, i flussi tratteggiati sono quelli che rientrano tra le operazioni straordinarie.

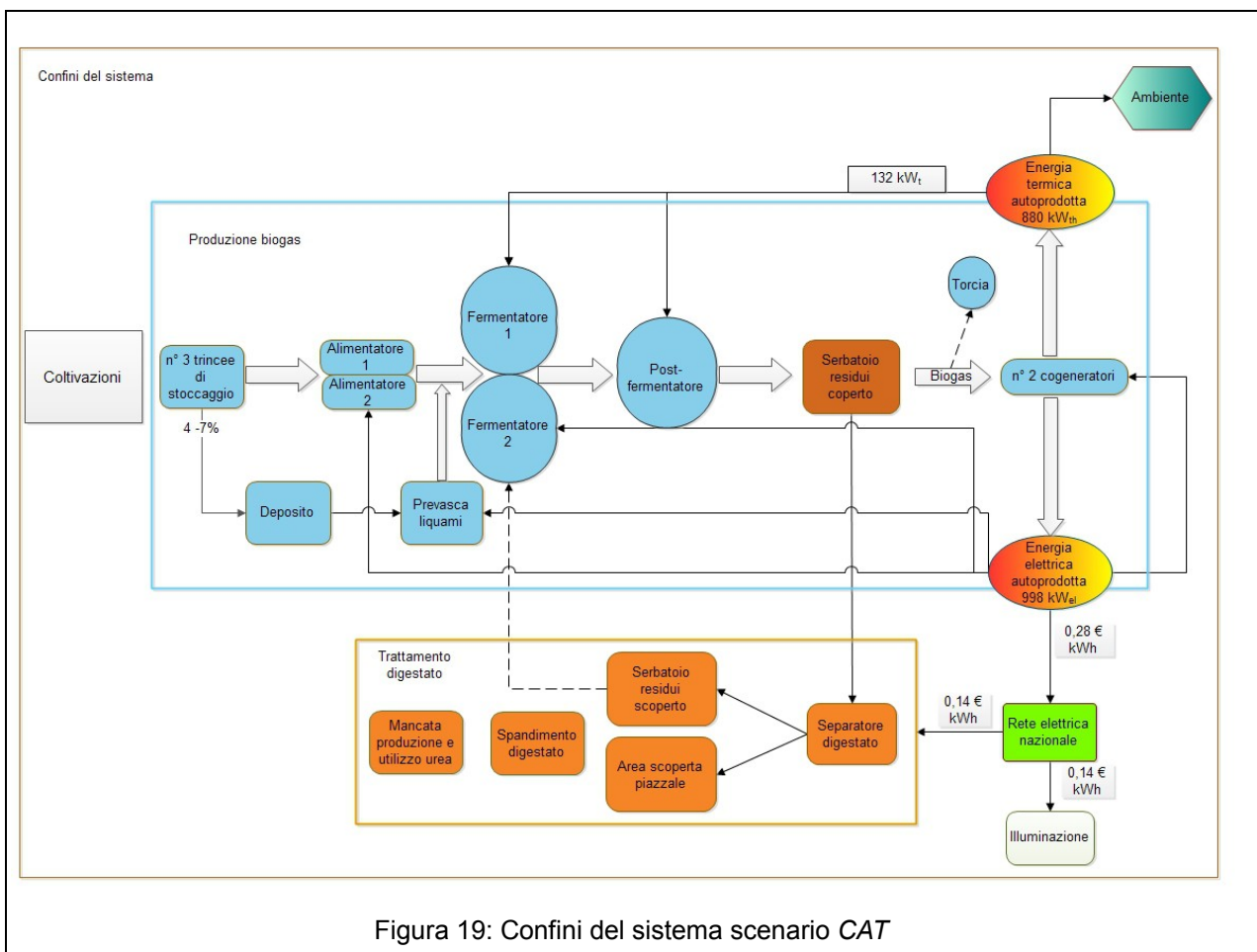


Figura 19: Confini del sistema scenario CAT

Per quanto riguarda, invece, lo scenario *biometano 1*, esso è stato studiato alla stregua dello scenario CAT ma con l'esclusione del processo di cogenerazione (Figura 20). È stato dunque necessario introdurre altri processi per soddisfare la richiesta energetica dell'impianto CAT. Infatti, si è ricorso all'acquisto di 432.220 kWh elettrici dalla rete elettrica nazionale, al netto dei consumi per il raffreddamento dei cogeneratori (a causa della loro assenza in seguito all'ipotetica conversione della funzione dell'impianto), per quei processi che, nello scenario CAT, erano autoalimentati. Inoltre, per il riscaldamento dei digestori (sempre a causa della mancanza dei cogeneratori) è stato utilizzato un processo presente nella banca dati di PE per la produzione 1.156.320 kWh di energia termica da gas naturale. Per soddisfare tale richiesta energetica, è stato considerato, quindi, l'acquisto, rispetto allo scenario di riferimento, di ulteriori 432.220 kWh<sub>el</sub> e la produzione da gas naturale di 1.156.320 kWh<sub>th</sub>. In questo scenario, infine, è stato necessario allargare ulteriormente i confini del sistema per integrare sia l'ipotetica combustione del biometano che, non essendo fossile, ha un ulteriore "vantaggio" ambientale rispetto al gas naturale (l'emissione in atmosfera di anidride carbonica biogenica), sia la mancata estrazione del metano fossile.

Lo scenario *biometano 2*, invece, differisce dal precedente solo perché vi è un'ulteriore produzione e consumo di energia termica da gas naturale (2.143.900 kWh) utile al processo di upgrading (Figura 21).

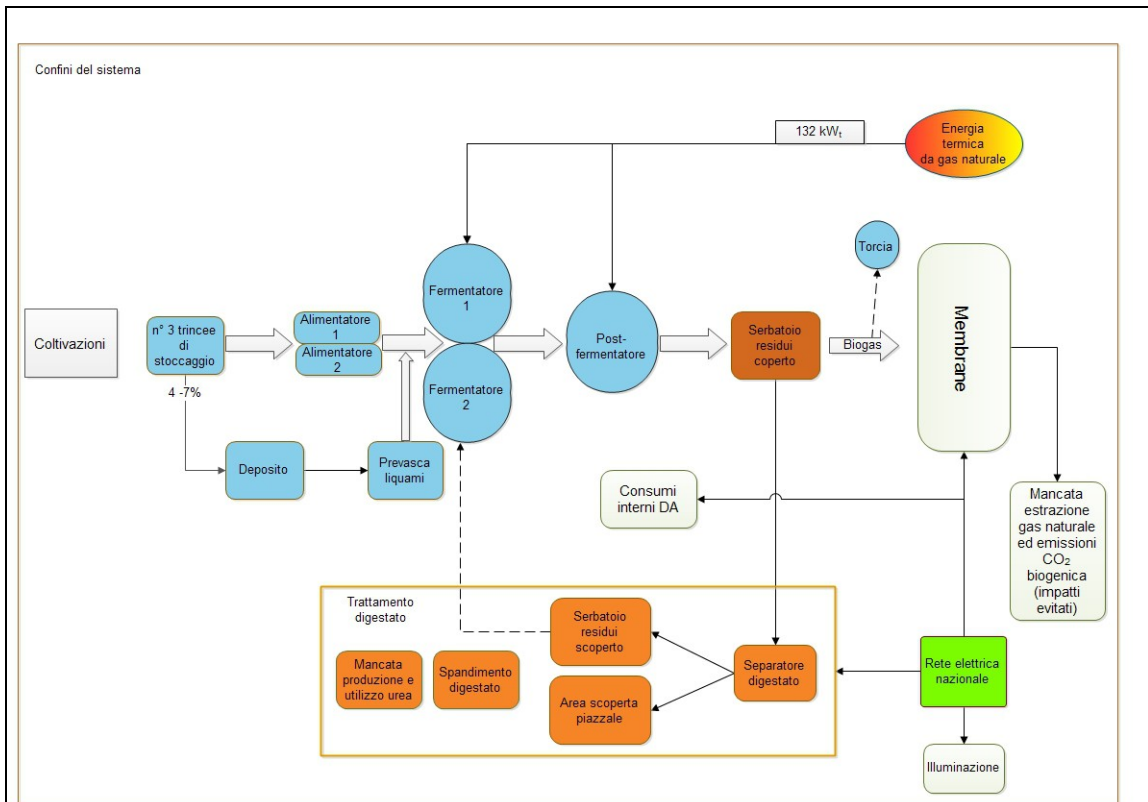


Figura 20: Confini del sistema scenario *biometano 1*

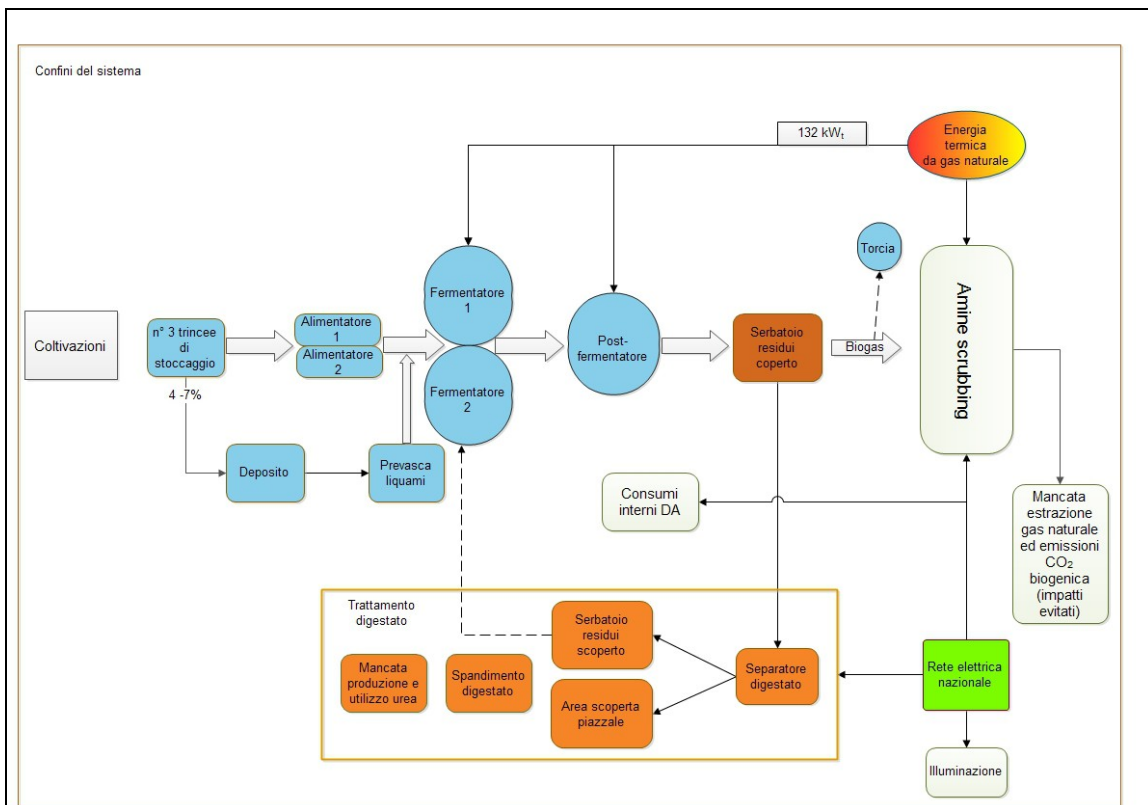


Figura 21: Confini del sistema scenario *biometano 2*

### 6.2.3 Espansione dei confini del sistema e impatti evitati

Come già descritto nel paragrafo 6.2.2, la funzione del sistema (smaltimento di un certo quantitativo annuale di biomassa in entrata all'impianto) e l'unità funzionale definita, permettono di considerare come prodotti principali l'energia elettrica ed il biometano e come coprodotto il digestato. In tal modo, è possibile espandere i confini del sistema per confrontare i seguenti scenari:

1. Scenario attuale CAT con produzione di energia elettrica e digestato (a) e immissione dell'energia elettrica prodotta in rete e produzione ed utilizzo di urea sintetica (b). Per poter confrontare i due scenari, ognuno dei quali presenta più coprodotti, è necessario espandere i confini del sistema (come mostrato in Figura 19) in modo tale da sottrarre allo scenario "a" gli impatti ambientali derivanti dallo scenario "b". In questo modo si ottengono gli impatti globali al netto di quelli evitati conseguenti alla mancata produzione di energia elettrica da mix nazionale e alla mancata produzione ed utilizzo dell'urea sintetica.
2. Due scenari in cui il biogas prodotto dallo scenario CAT viene purificato a biometano (c) e (d) ed estrazione, raffinazione e distribuzione di gas naturale fossile e produzione ed utilizzo di urea sintetica (e). Analogamente allo scenario descritto al punto 1, per confrontare tali scenari è necessario espandere i confini del sistema sottraendo gli impatti dello scenario "e" da quelli degli scenario "c" e "d" rispettivamente (come mostrato nelle figure 20 e 21). Inoltre, è necessario considerare anche un ulteriore vantaggio del biometano rispetto al gas naturale. Infatti, il biometano porta in "dote" CO<sub>2</sub> biogenica che, una volta emessa in seguito alla combustione del biometano, non presenta impatti ambientali in quanto essa neutralizza il bilancio di anidride carbonica che era stata sequestrata dall'atmosfera durante la fotosintesi delle biomasse.

L'allargamento dei confini del sistema tramite l'introduzione degli impatti evitati permette, dunque, di investigare se il sistema produttivo in esame è più o meno impattante rispetto a quella tradizionale (mix elettrico). Infatti, dopo aver sottratto gli impatti evitati dagli scenari di riferimento (produzione di energia elettrica e di biometano), si ottengono dei bilanci globali per ogni categoria d'impatto esaminata. Se questi hanno valore negativo

allora la filiera oggetto dell'analisi è più sostenibile di quella tradizionale (di cui si valutano gli impatti evitati); viceversa se lo stesso bilancio è positivo.

## 6.3 LCI per lo scenario CAT

I dati utilizzati per l'analisi degli impatti sono per la maggior parte primari, ovvero forniti o dal gestore dell'impianto o dagli agricoltori che fanno parte della Cooperativa CAT, nell'ambito del progetto biomassval. Di rado è stato necessario ricorrere a dati secondari e/o terziari, espressamente referenziati.

### 6.3.1 Coltivazioni

La Tabella 13 contiene i dati utilizzati per le tre coltivazioni dedicate mentre le varie fasi delle coltivazioni, dalla semina alla raccolta, sono effettuate mediante trattori agricoli i cui consumi sono riassunti nella Tabella 14 e 15.

Tabella 13: Riassunto delle principali materie prime utilizzate per le coltivazioni

	Tipologia	Unità di misura	Mais	Sorgo	Triticale
Rese		ton tq/ha	65	50	40
Fertilizzanti	Urea (46% N)	kg/ha	650	450	25
	Nitrato d'ammonio (35% N)	kg/ha	0	0	30
	N tot	kg/ha	299	207	19,3
	Anidride fosforica (26% P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> )	kg/ha	150	0	0
Semi		kg/ha	2	18	200
Pesticidi	Glifosate – 360 g/L	L/ha	2,5	2,5	0
	Merlin – 375 g/L	L/ha	1,2	0	0
	Sulfonylurea	L/ha	0	0	60
	Tibuconazolo	L/ha	-	-	-
Irriguo	acqua di fiume (2 irrigazioni)	L/ha	650000	0	0
			650000	0	0

Tabella 14: Consumi di gasolio per le differenti pratiche agricole

Diesel					
	Unità di misura	Mais	Sorgo	Triticale	
Aratura	L/ha	28	20	20	
Erpicatura	L/ha	13	16	16	
Semina	L/ha	1,5	1,5	2,5	
Concimazione	L/ha	2	2	3	
Diserbo	L/ha	1,5	0,75	0,75	
Sarchiatura	L/ha	3	3	-	
Irrigazione	L/ha	160	0	0	
Trinciatura (raccolta)	L/ha	50	50	45	
Totale	L/ha	259	93,25	87,25	



Tabella 15: Consumi di olio lubrificante per le differenti pratiche agricole

	Unità di misura	Mais	Sorgo	Triticale
Aratura	L/ha	1,0E-001	1,0E-001	1,0E-001
Epicatura	L/ha	5,0E-002	5,0E-002	5,0E-002
Semina	L/ha	5,0E-002	5,0E-002	5,0E-002
Concimazione	L/ha	1,0E-002	1,0E-002	1,0E-002
Diserbo	L/ha	1,0E-002	1,0E-002	1,0E-002
Sarchiatura	L/ha	-	-	-
Irrigazione	L/ha	6,0E-001	-	-
Trinciatura (raccolta)	L/ha	3,0E-001	3,0E-001	3,0E-001
Totale	L/ha	1,1E+000	5,2E-001	5,2E-001

Le biomasse dedicate, i cui flussi sono indicati in Tabella 16, arrivano all'impianto mediante l'utilizzo di trattori dotati di carro con una capacità di 18 tonnellate trasportate per una distanza media di 9,9 km. I flussi, invece di biomasse residuali sono presentate in Tabella 17 e anch'esse subiscono un trasporto medio di 9,9 km, ad eccezione della polpa suppressata e dei liquami che sono trasportati rispettivamente per una distanza di 54 km e 6 km.

Tabella 16: Massa in ingresso ai digestori per ciascuna coltivazione dedicata

	Mais	Triticale	Sorgo	Barbabietole
Totale alimentazione 2012 (t)	9987	4472	199	86

Tabella 17: Massa in ingresso ai digestori delle biomasse residuali

	Graspi	Polpa	Vinacce	Liquami
Totale alimentazione 2012 (t)	1066	1948	92	3900

Non è stato possibile reperire i dati relativi alla coltivazione dedicata delle barbabietole e, per questo motivo, è stato utilizzato il processo equivalente presente nel database di Ecoinvent. Allo stesso modo si è agito per la polpa suppressata che, nonostante sia biomassa residuale, il suo processo alloca anche gli impatti causati dalla lavorazione delle barbabietole poiché la polpa ha un valore economico che, invece, non hanno graspi vinacce e liquami.

Le emissioni causate dall'utilizzo dei fertilizzanti chimici mostrati in Tabella 13 sono state calcolate secondo i modelli presenti nel manuale IPCC, 2006 (De Klein et al., 2006)

per il calcolo delle emissioni dirette ed indirette di  $N_2O$ ,  $NH_3$ ,  $NO_3^-$  e dal manuale di Ecoinvent (Nemecek, Kägi, 2007) per la determinazione delle emissioni di P (Allegato 1).

### 6.3.2 Processi interni all'impianto CAT

Una volta giunte all'impianto, le biomasse sono sistemate all'interno delle trincee. Per questa operazione sono utilizzate due macchine agricole che per stoccare 1000 t di biomassa lavorano per 10 ore con un consumo medio di 11 L/h di gasolio. Il totale dei consumi è quindi di 220 L/h di gasolio ogni 1000 ton di biomassa in ingresso all'impianto.

Il carico degli alimentatori comporta un impegno di 1,5 h/die da parte dell'automezzo "DIECI". Considerando un consumo di 10 L/h di gasolio, quotidianamente si ha un consumo di 15 L di gasolio. Questo valore deve essere moltiplicato per 366 (giorni di attività dell'impianto nel 2012).

A valle del processo di digestione anaerobica, per l'intero anno 2012, sono stati prodotti 3.898.000  $Nm^3$  di biogas con una concentrazione di metano del 51,8%, di anidride carbonica del 47%, di  $H_2S$  di 19 ppm e di  $O_2$  dello 0,3%.

La combustione del biogas comporta la produzione di circa 8,6 GWh di energia elettrica (pari a 31032 GJ). Di questa, una parte è utilizzata all'interno dell'impianto e un'altra è venduta al GSE. Come già visto, la Tabella 8 riassume la produzione, gli autoconsumi, la vendita e l'acquisto di energia elettrica.

La combustione del biogas comporta la produzione, in aggiunta, anche di energia termica che in parte viene utilizzata per riscaldare le vasche di digestione e in parte viene dissipata. La Tabella 10 riassume le quantità di energia termica in differenti unità di misura.

Per funzionare, i cogeneratori necessitano di 0,1 g di olio lubrificante per ogni kWh prodotto.

Durante la fase di digestione anaerobica si verificano emissioni indirette di biogas in atmosfera a causa di perdite dell'impianto ed ammontano all'1% in volume del biogas prodotto (Herrmann, 2013).

Le emissioni dirette invece derivano dalla combustione del biogas nei cogeneratori. Si producono principalmente  $NO_x$  e CO, le cui quantità sono quelle rilevate dalla sonda di controllo (Tabella 18) presente sugli scarichi dei cogeneratori. I valori risultano essere rispettivamente di 1284,4 e 4072  $mg/m^3$  di biogas combusto. Le emissioni di  $CO_2$  sono

calcolate stechiometricamente e quindi si ha che la combustione di 1 kg di metano produce 2,75 kg di anidride carbonica. Le emissioni di VOC sono calcolate sulla base dei valori proposti da Chevalier, Meunier (2005). La Tabella 19 riassume il totale delle emissioni nell'anno 2012.

Tabella 18: Concentrazione delle emissioni dai cogeneratori/m<sup>3</sup> di biogas combusto

	motore 1	motore 2	Media
O <sub>2</sub> %	7,8	8,3	8,1
NO <sub>x</sub> ppm	175,0	162,5	168,8
CO ppm	539,0	531,0	535,0
CO <sub>2</sub> %	7,4	7,1	7,3
NO ppm	175,0	161,0	168,0

Tabella 19: Emissioni dai cogeneratori per la combustione del volume di biogas prodotto nel 2012

	Unità di misura	Quantità	Fonte
CO	kg	1,6E+04	Primario
NO <sub>x</sub>	kg	5,0E+03	Primario
NO	kg	5,0E+03	Primario
NO <sub>2</sub>	kg	2,2E+01	Primario
CO <sub>2</sub>	kg	2,2E+06	Calcolato
VOC	kg	1,3E+03	Calcolato (Chevalier, 2005)
SO <sub>2</sub>	kg	3,7E+01	Calcolato (Chevalier, 2005)

### 6.3.3 Digestato

Rispetto al feedstock in ingresso all'impianto, l'82% della massa totale è trasformata in digestato. Quindi, sommando i valori di Tabella 16 e 17, otteniamo circa 21759 tonnellate di biomassa. Ricalcolando secondo la percentuale di trasformazione in digestato, la produzione di digestato ammonta a 17842 tonnellate. Di questa quantità, il 13% costituisce la frazione solida e l'87% la frazione liquida. Le emissioni da stoccaggio e spandimento del digestato sono state calcolate sulla base dei valori mostrati nella Tabella 11 mediante l'ausilio di equazioni del manuale di IPCC, 2006 (Dong et al., 2006) per il calcolo delle emissioni dirette ed indirette di N<sub>2</sub>O, NH<sub>3</sub>, NO<sub>3</sub><sup>-</sup> e dal manuale di Ecoinvent (Nemecek, Kägi, 2007) per la determinazione delle emissioni di P (Allegato 2).

## 6.4 LCI per gli scenari biometano

I dati utilizzati per i due scenari biometano sono di due tipologie differenti: per lo scenario biometano 1 sono stati utilizzati dati primari forniti dalla Dott.ssa Gamberini Chiara, referente della SAFE S.p.A., che ha comunicato i dati inerenti i consumi di energia elettrica, comprensivi della richiesta energetica legata alla pressurizzazione del biometano a 220 bar. I consumi sono di 0,66 kWh/m<sup>3</sup> di biogas purificato. Inoltre, le perdite di metano ammontano a circa il 4% del volume di metano contenuto nel biogas purificato. Per lo scenario biometano 2 sono stati utilizzati i dati terziari di Bauer et al. (2013). I consumi energetici per questo secondo scenario sono distinguibili in richiesta elettrica e termica. La richiesta elettrica è di 0,14 kWh/m<sup>3</sup> di biogas purificato più un ulteriore consumo di 0,22 kWh/m<sup>3</sup> di biometano pressurizzato a 220 bar; la richiesta termica, invece, è pari a 0,55 kWh/m<sup>3</sup> di biogas purificato. Infine, le perdite di metano ammontano a circa l'1% del volume di metano contenuto nel biogas purificato.

Le quantità di biometano potenzialmente ottenibili sono state calcolate partendo dalla percentuale di metano contenuto nel biogas prodotto da CAT nel 2012. Il volume è quindi di 1.938.397 Nm<sup>3</sup> e 1.998.972 al netto delle perdite che ammontano al 4% e all'1%, rispettivamente per lo scenario biometano 1 e biometano 2.

## 6.5 Valutazione degli impatti

Per questo studio è stato deciso di utilizzare la metodologia *CML 2001* e *Re.Ci.Pe. 1.07* per il calcolo degli impatti. Tali metodologie includono sia impatti midpoint che endpoint.

Le categorie di impatto prese in considerazione per la metodologia *CML 2001* sono le seguenti:

- Abiotic depletion potential (ADP): indica il potenziale di depauperamento delle risorse abiotiche legato alla loro estrazione al fine di ricavarne composti. Tale potenziale è espresso in kg Sb eq;
- Acidification potential (AP): indica il potenziale di acidificazione di alcuni composti, prevalentemente ossidi di azoto e di zolfo che, reagendo con il vapore acqueo presente in atmosfera, causano la formazione di acidi come l'H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> e l'HNO<sub>3</sub> responsabili delle piogge acide. Questo potenziale è espresso in kg SO<sub>2</sub> eq;

- Eutrophication potential (EP): indica il potenziale di eutrofizzazione causato da alcune sostanze (a base di N e P) che aumentano il carico di nutrienti sia in acque dolci e salate sia nel terreno. Il potenziale di eutrofizzazione è espresso in kg PO<sub>4</sub><sup>3-</sup> eq;
- Global warming potential 100 (GWP 100): indica il potenziale di alcuni composti, quali CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, gas fluorurati (HFCs, PFCs, SF<sub>6</sub> – [www.epa.gov](http://www.epa.gov) [2]) e O<sub>3</sub>, di contribuire al riscaldamento globale nei 100 anni successivi alla loro immissione in atmosfera. Il loro potenziale è espresso in kg CO<sub>2</sub> eq;
- Ozone layer depletion potential (ODP): indica il potenziale di distruzione dello strato di ozono stratosferico che hanno una determinata classe di composti come CFC e HFC. Il loro potenziale è espresso in kg R11 eq. ovvero in kg di triclorofluorometano eq;

La categoria d'impatto della metodologia *Re.Ci.Pe. 1.07* è la seguente:

- Photochemical oxidant formation potential (POFP): indica il potenziale di produzione di ozono troposferico (tossico per la salute) a causa dell'emissione in atmosfera di composti organici volatili che ne variano la concentrazione. Il potenziale è espresso in kg NMVOC (Goedkoop et al., 2009). La scelta dell'utilizzo di questa categoria di impatto, e non l'equivalente del CML 2011, è motivata dal fatto che il CML considera in maniera positiva, per questa categoria di impatto, le emissioni di NO poiché tiene conto della reazione chimica che si può verificare tra l'ossido di azoto (che si ossida in NO<sub>2</sub>) e l'ozono troposferico (che si riduce ad O<sub>2</sub>) apportando così un miglioramento dello smog fotochimico.

## 6.6 Descrizione degli scenari

Nel presente paragrafo sono presentati alcuni piani creati in GABi 6<sup>®</sup> per questo studio. In particolare, i piani mostrati riguardano la coltivazione del mais, l'esercizio dell'impianto CAT e lo scenario *biometano 2*. La scelta di questi tre piani è giustificata dal fatto che essi possono essere rappresentativi degli altri piani.

La Figura 22 mostra i flussi inerenti la coltivazione del mais per i 153 ha necessari alla sua coltivazione. A sinistra è possibile vedere le richieste di gasolio necessarie a soddisfare le singole pratiche agricole; a destra invece ci sono i flussi, con le relative

quantità, inerenti il consumo di olio lubrificante e di materie prime (fertilizzanti e pesticidi) utilizzate per la coltivazione di questa biomassa. Lo stesso procedimento è stato eseguito per il sorgo e il triticale. I piani, invece, che si riferiscono alle altre biomasse, residuali e non, sono semplificati e contengono o solo il trasporto o anche il processo di produzione, come nel caso di barbabietola e polpa suppressata.

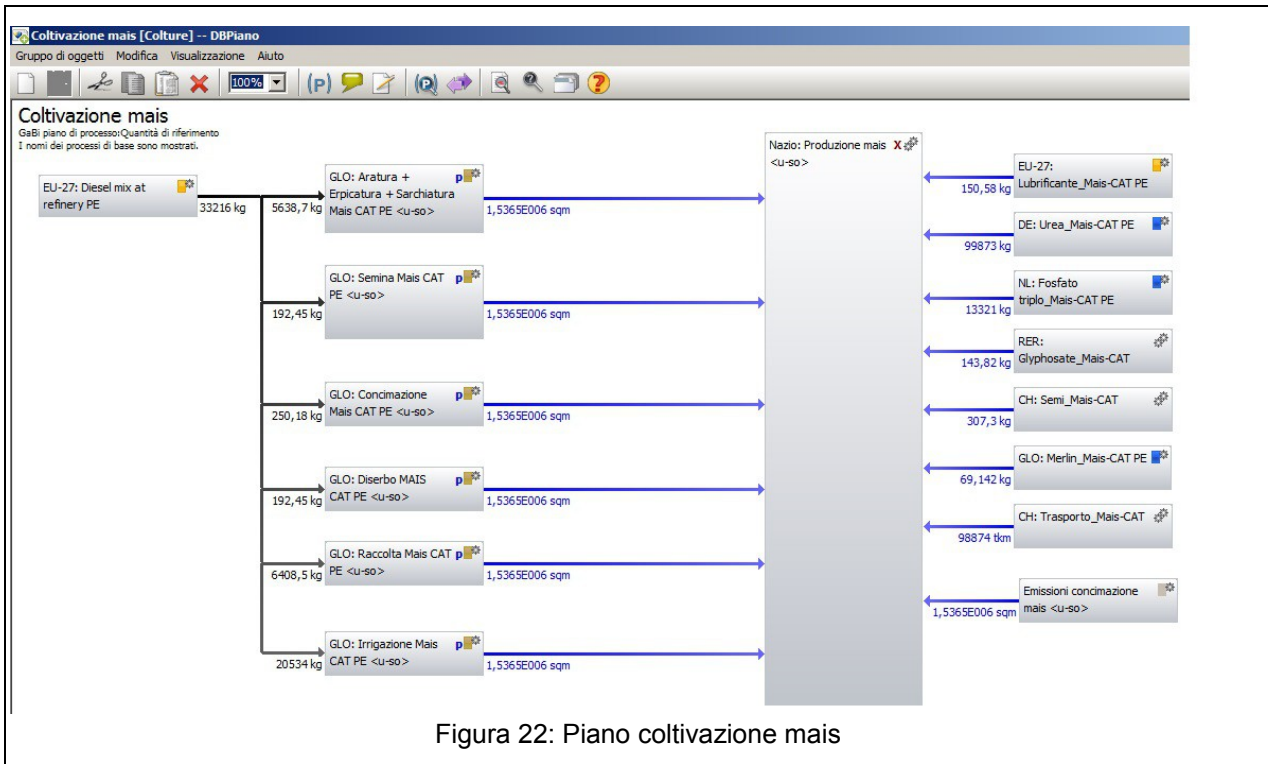


Figura 22: Piano coltivazione mais

La Figura 23 mostra invece il piano relativo al processo di digestione anaerobica vero e proprio. Questo piano contiene, le emissioni relative alla combustione di biogas nei cogeneratori, le fughe di biogas, i flussi degli autoconsumi elettrici e termici, i consumi di gasolio dei mezzi che si occupano della movimentazione delle biomasse e un flusso di energia elettrica che dall'impianto “giunge” nel processo “electricity grid mix IT” in cui gli input sono stati sostituiti dagli output, e viceversa, in modo tale da considerare gli impatti evitati dalla produzione di energia elettrica.

La Figura 24, infine, mostra come è stata costruita l'intera filiera di CAT finalizzata, però, alla produzione di biometano con tecnologia *amine scrubbing*. Alla sinistra del grafico è possibile vedere i sottopiani del feedstock che confluiscono nel sottopiano della DA senza i cogeneratori. Da questo, parte un flusso che termina nel sottopiano “gestione digestato” dove sono inserite le emissioni che riguardano il digestato e le emissioni evitate dal suo utilizzo. Sempre dal sottopiano DA vi è uscita del volume di biogas che verrà purificato nel processo di upgrading per la produzione di biometano. Quest'ultimo

processo è caratterizzato, inoltre, da un flusso in input di consumi elettrici e termici per portare a termine l'upgrading.

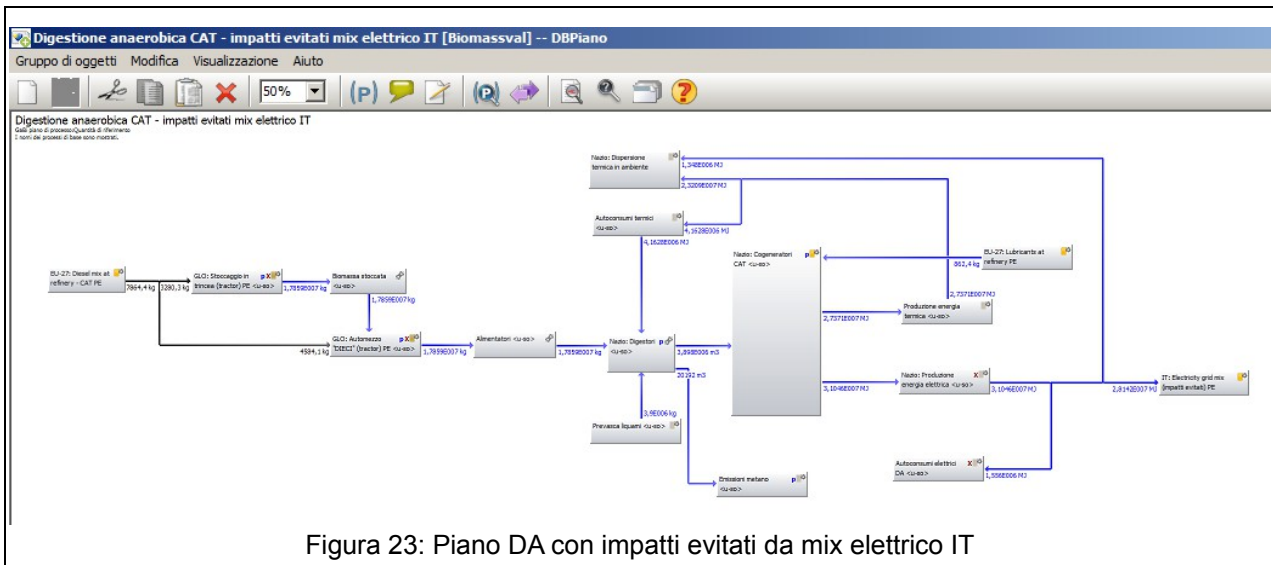


Figura 23: Piano DA con impatti evitati da mix elettrico IT

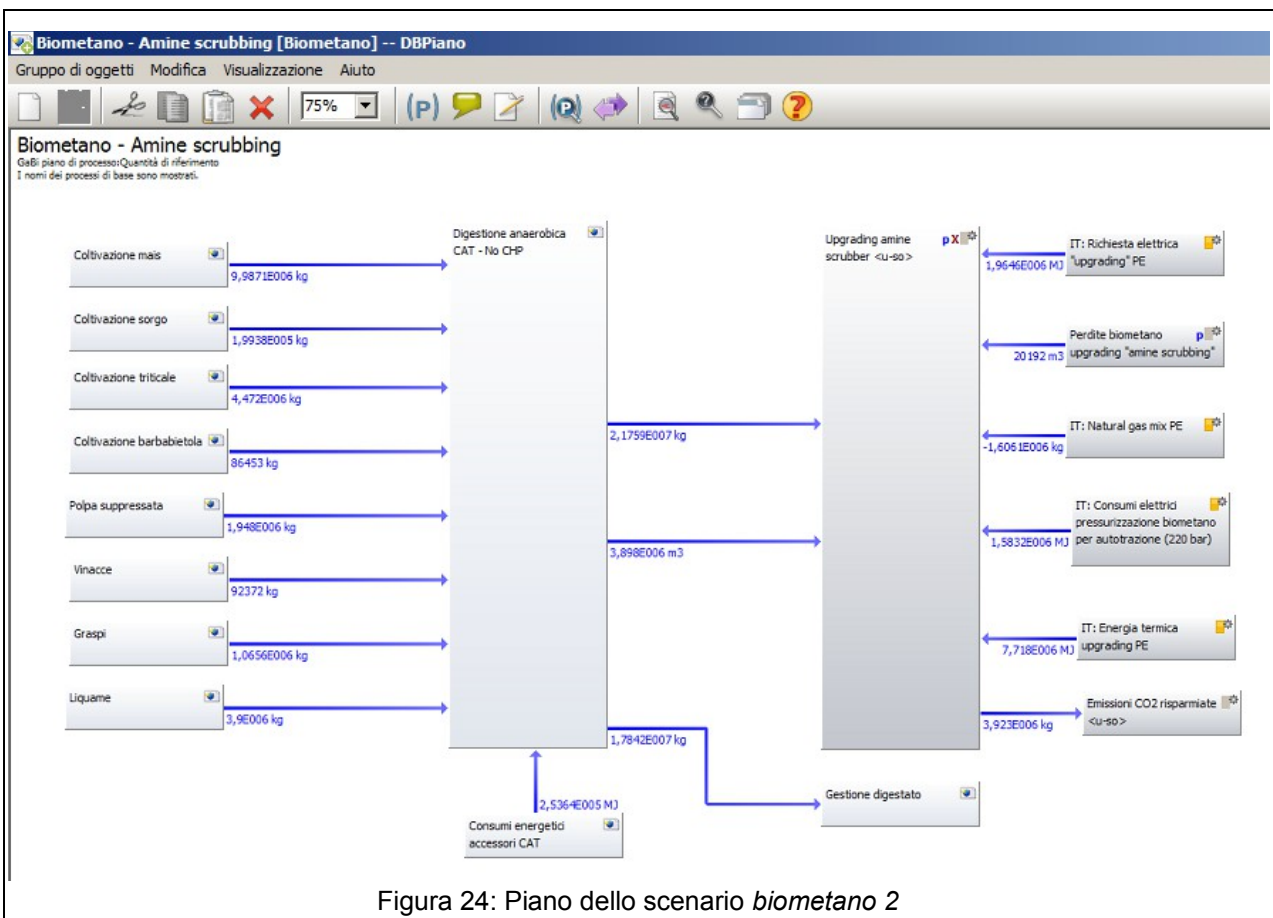


Figura 24: Piano dello scenario *biometano 2*

## 6.7 Assunzioni

Per chiarire come è stato affrontato lo studio, al fine di un'ottimale interpretazione dei risultati, è necessario elencare le assunzioni di cui si è tenuto conto nello studio:

- la CO<sub>2</sub> biogenica non è stata conteggiata ai fini degli impatti per lo scenario CAT perché considerata neutra; nei due scenari biometano, invece, sono conteggiate le emissioni neutre di CO<sub>2</sub> che il biometano porta in “dote” rispetto al gas naturale fossile;
- non rientrano nello studio i materiali e i consumi di materie prime impiegati per la costruzione dell'impianto;
- non si tiene conto di alcuni materiali di consumo legati alla manutenzione dell'impianto (ad esempio i carboni attivi e le ammine) e gli impatti ad essi correlati;
- non è stata considerata la produzione di rifiuti poiché non erano a disposizione informazioni al riguardo;
- non è stata considerata la dismissione dell'impianto;
- tutte le emissioni del digestato, ad eccezione di quelle del P, sono state calcolate con modelli specifici contenuti nei manuali di IPCC 2006 (Dong et al., 2006) che utilizzano fattori di emissione per il liquame a causa della mancanza di modelli creati per il digestato; questa scelta è motivata dal fatto che le due matrici hanno simile composizione chimica, e quindi simili emissioni, e sono entrambe utilizzate come fertilizzanti. Le emissioni di P, invece, sono state calcolate con i modelli contenuti nel manuale di Ecoinvent (Nemecek, Kägi, 2007);
- il processo di estrazione, raffinazione e distribuzione del gas naturale fossile, utilizzato per lo studio degli impatti evitati dalla produzione di biometano, non prevede la sua pressurizzazione per autotrazione;
- le perdite di metano, durante il processo di upgrading con tecnologia *amine scrubber*, sono inferiori all'1% del volume di metano trattato. È stato deciso però di considerare le perdite pari all'1% al fine di ottenere risultati peggiorativi che escludano eventuali aspetti migliorativi non veritieri;
- non sono stati considerati gli impatti evitati dal mancato utilizzo del liquame come fertilizzante;
- non è stato considerato il trasporto nella fase di spandimento del digestato.



# CAPITOLO 7 – RISULTATI E DISCUSSIONE

Nella prima parte del presente capitolo sono mostrati i risultati derivanti dallo studio LCA sull'attività dell'impianto CAT nel 2012 considerando anche gli impatti evitati dal mancato consumo di energia elettrica prelevata dalla rete nazionale e di urea di sintesi dovuti all'immissione in rete dell'energia elettrica prodotta dallo stesso impianto e all'utilizzo del digestato come fertilizzante (per vedere i valori totali per ciascuna categoria di impatto consultare la Tabella 22 - Allegato 3). Successivamente, sono mostrati i risultati dell'analisi di sensitività effettuata modificando la fonte di energia primaria trasformata in energia elettrica (Tabella 23 per il carbone e Tabella 24 per l'idroelettrico – Allegato 3). Inoltre, si è proceduto alla normalizzazione degli impatti e all'interpretazione dei risultati da essa derivanti allo scopo di individuare le categorie maggiormente significative (Tabella 25 - Allegato 4). Infine, nella parte conclusiva del capitolo sono mostrati i risultati dell'ipotetica conversione della funzione attuale dell'impianto con due diverse tecnologie di upgrading del biogas in biometano (Tabella 26 e Tabella 27 - Allegato 5).

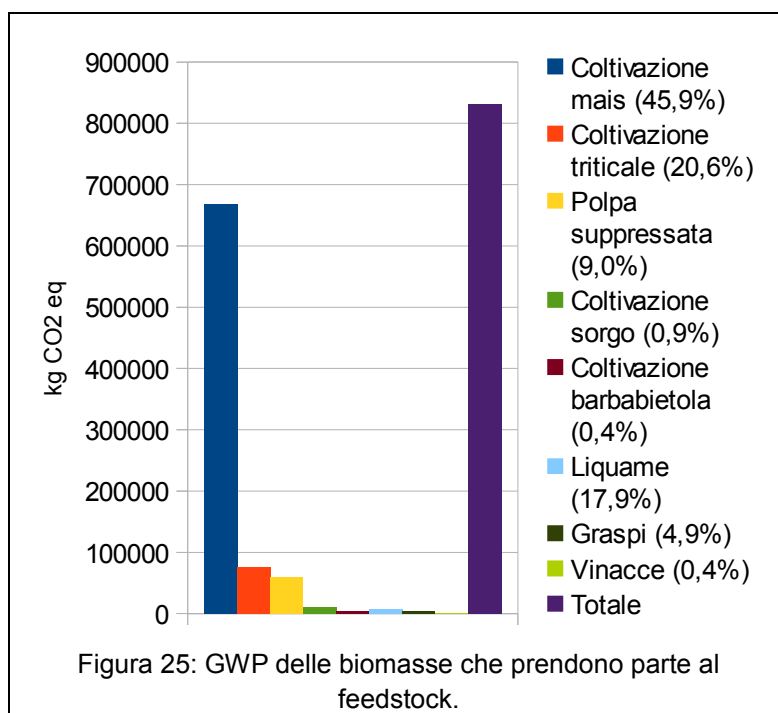
## 7.1 Global warming potential (GWP)

Nel presente paragrafo sono indagati gli impatti inerenti l'emissione in atmosfera di gas climalteranti, entrando nel dettaglio di ciascuna macrofase in cui è possibile suddividere la filiera di produzione: feedstock, esercizio dell'impianto CAT, gestione del digestato e impatti evitati.

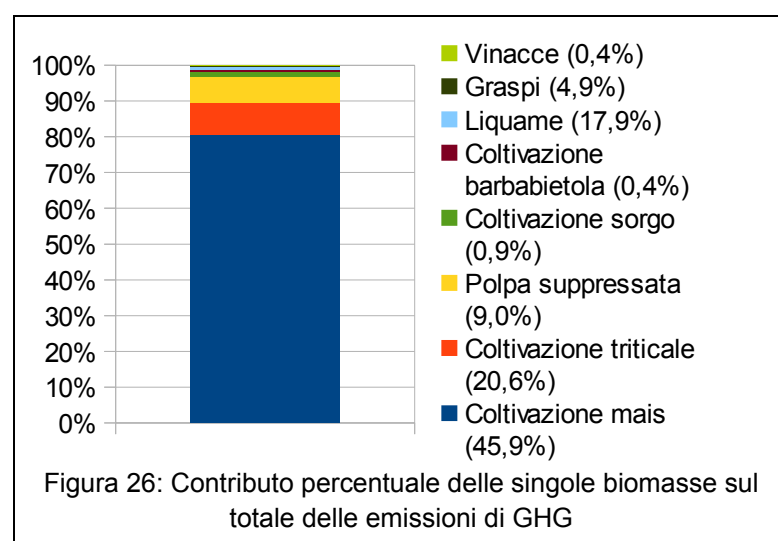
### 7.1.1 Feedstock

Al fine di caratterizzare al meglio gli impatti dovuti al feedstock (ossia alle biomasse utilizzate per alimentare i digestori), è utile fare una distinzione tra le biomasse per le quali si conteggiano anche gli impatti causati dalla loro produzione (mais, sorgo, triticale, barbabietola e polpa suppressata) e quelle, invece, che sono considerate di scarto e per le quali, di conseguenza, non si tiene conto degli impatti causati dalla loro produzione ma solo di quelli dovuti al loro trasporto (vinacce, graspi e liquami). Di qui in poi, dunque, i grafici che raffigurano le biomasse seguiranno tale logica e saranno ordinate sulla base del loro contributo percentuale al feedstock totale.

La Figura 25 mostra le emissioni di gas serra (esprese in CO<sub>2</sub> eq) di ogni tipologia di feedstock. Le tipologie sono ordinate secondo due caratteristiche: l'origine (dedicate o di scarto) e la percentuale di utilizzo nell'impianto (mostrata tra parentesi nella legenda del grafico). Le prime cinque barre sono relative alle coltivazioni per le quali si conteggiano anche gli impatti causati dalla loro coltivazione e lavorazione mentre le successive tre si riferiscono al feedstock di scarto. L'ultima barra dell'istogramma rappresenta il contributo totale in termini di gas serra. Tale organizzazione del grafico vale anche per le successive categorie d'impatto. Come si può vedere dalla Figura 25, le biomasse che contribuiscono maggiormente alle emissioni di gas serra sono quelle che non sono considerate degli scarti e che quindi sono responsabili delle emissioni a monte dell'ingresso in CAT.



Inoltre, l'analisi delle figure 25 e 26 mostra come le emissioni di CO<sub>2</sub> eq siano, in generale, proporzionali alla percentuale di biomassa rispetto al feedstock totale: maggiore è la quantità di biomassa utilizzata di una certa tipologia, maggiore è la relativa emissione di CO<sub>2</sub> eq. Questo però non è sempre vero, come mostrato dalla Figura 26. Particolarmente rilevante è la non proporzionalità delle emissioni tra il mais e le altre colture dedicate. Infatti, nonostante il mais rappresenti il 46% circa del feedstock, esso contribuisce per l'80% al totale delle emissioni di gas serra. Questo effetto è dovuto essenzialmente alle differenze che esistono tra i consumi di gasolio, di



Questo effetto è dovuto essenzialmente alle differenze che esistono tra i consumi di gasolio, di

fertilizzanti e di pesticidi necessari per la coltivazione del mais e per le altre colture. Infatti, come è possibile osservare dalla Tabella 20 (ottenuta dividendo i valori contenuti in Tabella 14 per le rese mostrate in Tabella 13), i consumi di gasolio per il mais sono nettamente superiori rispetto al sorgo e al triticale. Ciò è dovuto prevalentemente al processo di irrigazione, che è presente solamente per il mais e non per il sorgo e il triticale, le quali non sono idroesigenti. Inoltre, la Tabella 21 mostra anche la maggiore quantità di fertilizzanti e pesticidi che è necessario impiegare per la raccolta di una tonnellata di mais rispetto alle altre due colture.

Tabella 20: Consumi di gasolio (in litri) suddivisi per fasi agricole, per ogni tonnellata di raccolto ottenuto

<b>Diesel</b>				
	Unità di misura	Mais	Sorgo	Triticale
Aratura	L/t raccolto	4,3E-1	4,0E-1	5,0E-1
Erpicatura	L/t raccolto	2,0E-1	3,2E-1	4,0E-1
Semina	L/t raccolto	2,3E-2	3,0E-2	6,3E-2
Concimazione	L/t raccolto	3,1E-2	4,0E-2	7,5E-2
Diserbo	L/t raccolto	2,3E-2	1,5E-2	1,9E-2
Sarchiatura	L/t raccolto	4,6E-2	6,0E-2	-
Irrigazione	L/t raccolto	2,5E+0	-	-
Trinciatura (raccolta)	L/t raccolto	7,7E-1	1,0E+0	1,1E+0
<b>Totale</b>	<b>L/t raccolto</b>	<b>4,0E+0</b>	<b>1,9E+0</b>	<b>2,2E+0</b>

Tabella 21: Utilizzo di fertilizzanti, semi e pesticidi per ogni tonnellata di raccolto delle tre specifiche colture

	Tipologia	Unità di misura	Mais	Sorgo	Triticale
Rese		ton tq/ha	6,5E+1	5,0E+1	4,0E+1
Fertilizzanti	Urea (46% N)	kg/t raccolto	1,0E+1	9,0E+0	6,3E-1
		kg N in urea/t raccolto	4,6E+0	4,1E+0	2,9E-1
	Nitrato d'ammonio (35% N)	kg/t raccolto	0,0E+0	0,0E+0	7,5E-1
		kg N in nitrato d'ammonio/t raccolto	0,0E+0	0,0E+0	2,6E-1
	N tot	kg/t raccolto	4,6E+0	4,1E+0	5,5E-1
Anidride fosforica (26% P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> )	kg/t raccolto	2,3E+0	0,0E+0	0,0E+0	
Semi		kg/t raccolto	3,1E-2	3,6E-1	5,0E+0
Pesticidi	Glifosate – 360 g/L	L/t raccolto	3,8E-2	5,0E-2	0,0E+0
		kg principio attivo/t raccolto	1,4E-2	1,8E-2	0,0E+0
	Merlin – 375 g/L	L/t raccolto	1,8E-2	0,0E+0	0,0E+0
		kg principio attivo/t raccolto	6,9E-3	0,0E+0	0,0E+0
	Sulfonylurea	L/t raccolto	0,0E+0	0,0E+0	1,5E+0

Un altro caso nel quale non si osserva proporzionalità tra quantitativo impiegato ed emissione di GHG è quello della polpa suppressata. Infatti, nonostante ci sia, tra triticale e polpa suppressata, una differenza di contributo al feedstock totale di circa l'11%, il contributo sul totale di gas climalteranti emessi è molto simile (il 9% per il triticale e il 7% per la polpa) (Figura 26). Tale valore si attesta su livelli molto simili a causa del maggiore trasporto che subisce la polpa (54 km) rispetto al triticale (9,9 km). Il maggiore trasporto della polpa fa sì che le emissioni causate dalla coltivazione del triticale siano quasi eguagliate. Uguale ragionamento vale per il liquame che, nonostante rappresenti un'elevata porzione

del feedstock (17,9%) contribuisce in minima parte alle emissioni di gas serra poiché sono conteggiate solo le emissioni legate al suo trasporto (6 km), il minore tra tutti i trasporti.

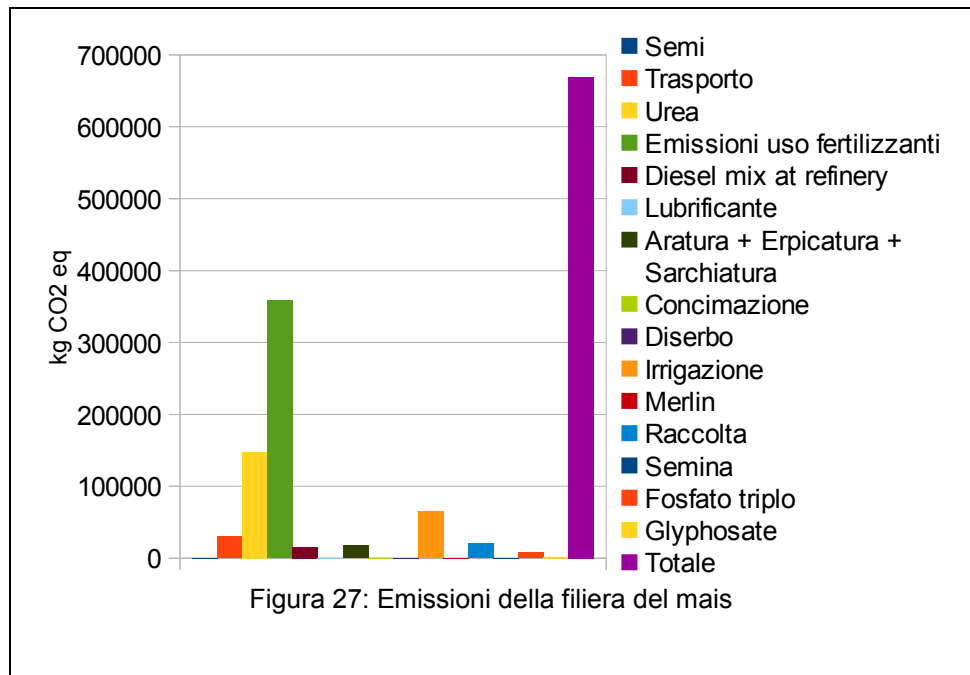


Figura 27: Emissioni della filiera del mais

La Figura 27

mostra nello specifico le emissioni di GHG dei processi considerati nella coltivazione del mais. A conferma di quanto detto precedentemente, le emissioni più rilevanti derivano

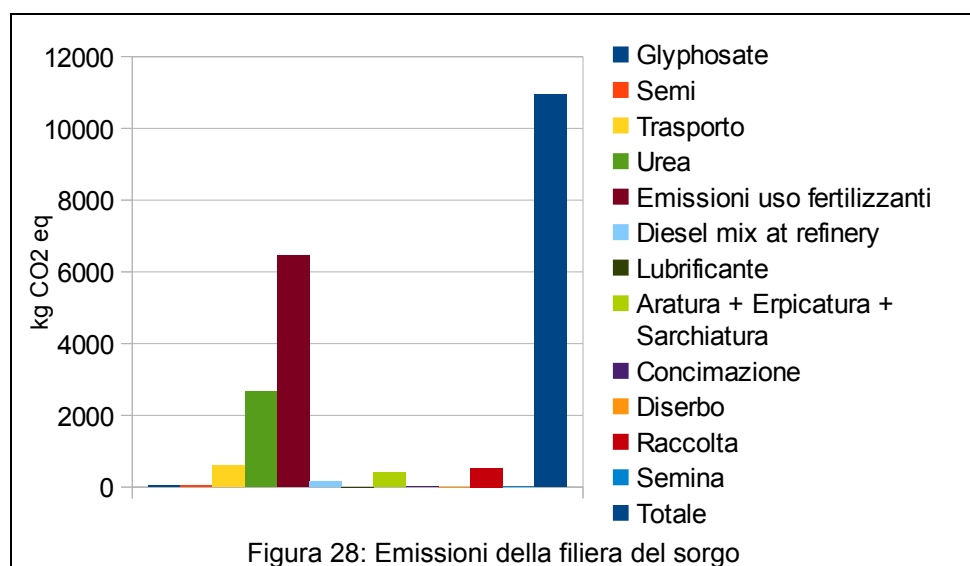


Figura 28: Emissioni della filiera del sorgo

dai consumi di gasolio delle singole attività agricole (soprattutto aratura, erpicatura,

sarchiatura, irrigazione e raccolta), dalla sintesi di fertilizzanti e dalle emissioni derivanti dal loro utilizzo.

Anche per le colture di sorgo e triticale (Figura 28 e 29) è possibile osservare un'anomalia. Infatti, nonostante il sorgo contribuisca solo per lo 0,9% al feedstock ed il triticale per il 20,6%, le emissioni non risultano essere proporzionali.

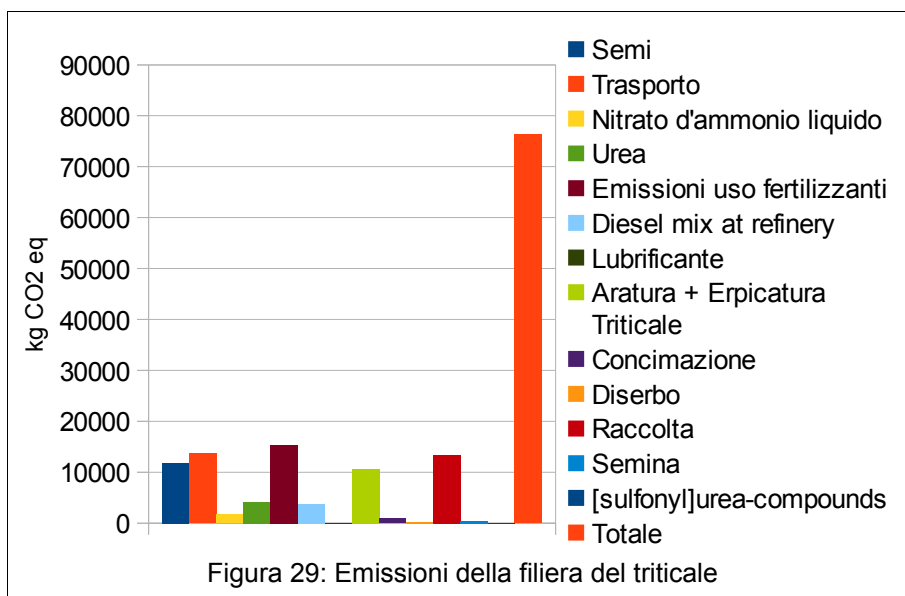


Figura 29: Emissioni della filiera del triticale

Questo è dovuto al maggiore utilizzo di urea per la coltivazione del sorgo (Tabella 21) che aumenta in modo significativo le emissioni dovute all'utilizzo di fertilizzanti chimici. Le emissioni, invece, dovute all'utilizzo di gasolio risultano essere proporzionali (Tabella 20) il che dimostra che l'anomalia in questione è determinata dall'uso di urea.

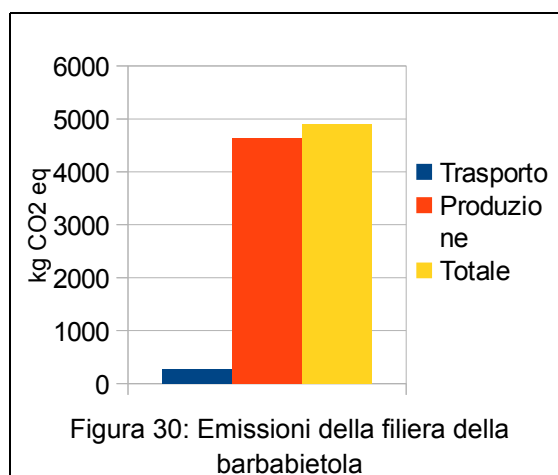


Figura 30: Emissioni della filiera della barbabietola

Per quanto riguarda, invece, barbabietola e polpa suppressata (Figure 30 e 31), non è ritenuto opportuno mostrare grafici specifici così come fatto per mais, sorgo e triticale poiché è stato necessario ricorrere, in mancanza di dati primari, a processi contenuti nel database di Ecoinvent. Per questo motivo sono mostrati solo gli impatti generali della fase di produzione e trasporto. Ciò che risulta immediatamente differente tra le due tipologie di biomasse è che nel caso della polpa suppressata ciò che incide

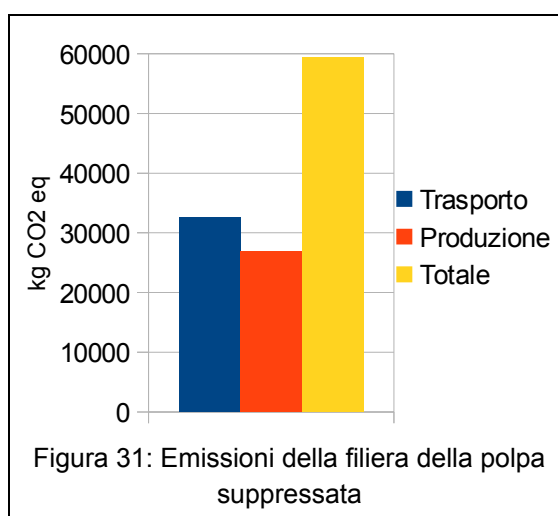


Figura 31: Emissioni della filiera della polpa suppressata

maggiormente sul totale è il trasporto (come già detto di 54 km) mentre, nel caso della barbabietola, è la sua produzione ad avere maggiore impatto.

Per le biomasse residuali, invece, che sono accomunate dalle sole emissioni derivanti dal trasporto, gli impatti sono proporzionali al loro contributo sul totale del feedstock ma ciò è vero solo nel caso di graspi e vinacce che hanno in comune un'uguale distanza di trasporto (9,9 km); il liquame, invece, gode di un trasporto inferiore (6 km) che ne riduce le emissioni a parità di massa trasportata, rispetto alle altre due (Figura 32).

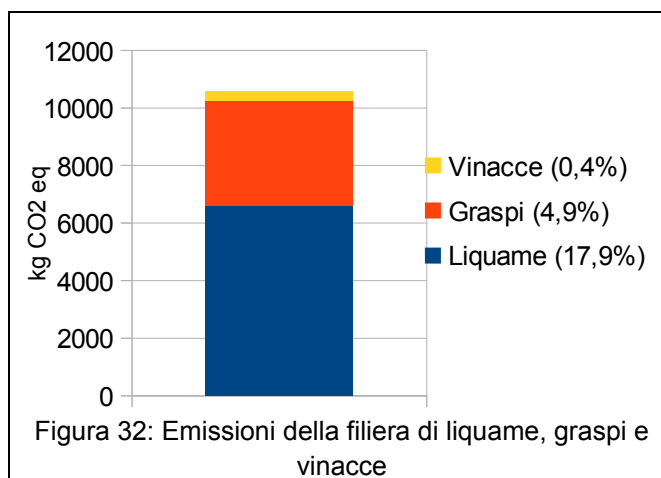


Figura 32: Emissioni della filiera di liquame, graspi e vinacce

## 7.1.2 Esercizio dell'impianto CAT

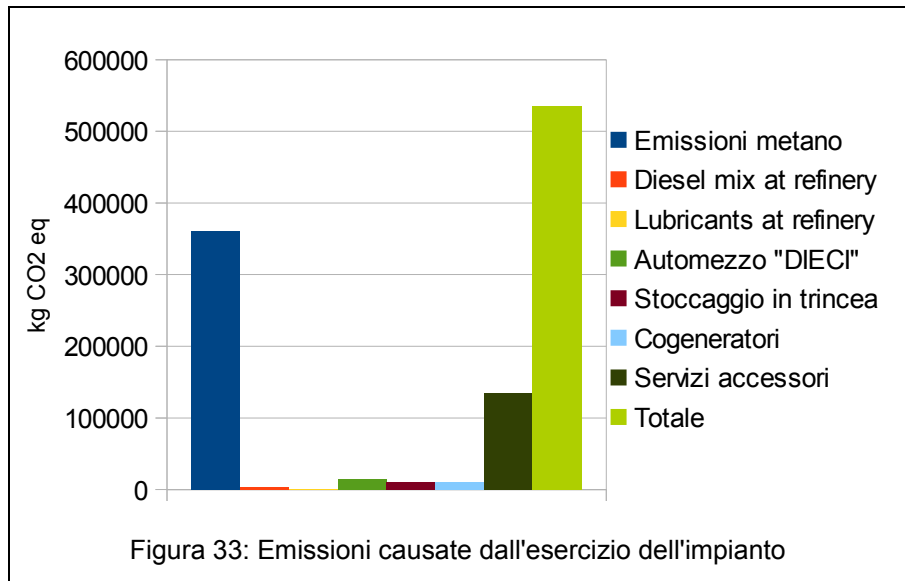
Durante le fasi di esercizio dell'impianto CAT diversi sono i processi che causano emissioni di gas climalteranti. Tra questi è possibile menzionare le emissioni derivanti da:

- raffinazione del gasolio e dell'olio lubrificante che andranno ad alimentare i motori dei mezzi;
- combustione di gasolio dovuto all'utilizzo dei mezzi nella fase di stoccaggio della biomassa e il carico della stessa all'interno degli alimentatori;
- perdite di biogas durante il processo di digestione anaerobica;
- combustione del biogas all'interno degli alimentatori (le emissioni di CO<sub>2</sub> non sono conteggiate ai fini degli impatti poiché considerate neutre);
- produzione di energia elettrica da mix elettrico nazionale per l'illuminazione e l'alimentazione del separatore del digestato (servizi accessori).

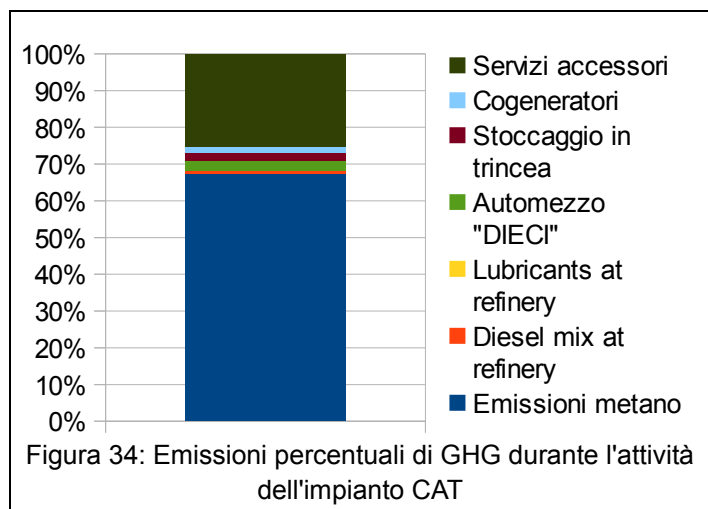
Dalla Figura 33 è possibile osservare che le emissioni con maggiore influenza sul risultato totale sono attribuibili alle perdite di biogas, pari a 14423 kg di CH<sub>4</sub> (ossia 360.575 kg di CO<sub>2</sub> eq.). In ordine di importanza, il secondo processo responsabile delle emissioni

di GHG è l'acquisto di energia elettrica dalla rete nazionale (indicato come “servizi accessori” nella Figura 33).

Rispetto a questi due processi, le emissioni derivanti dall'utilizzo del gasolio e combustione del biogas sono meno rilevanti. Infatti, come mostra la Figura 34, il 70% circa delle emissioni è attribuibile alle fughe di biogas, il 25% circa è attribuibile alla produzione di energia elettrica da mix nazionale e il restante



5% circa deriva dalla combustione del biogas e del gasolio e dalla raffinazione di quest'ultimo. In particolare, la combustione del gasolio avviene nei processi “stoccaggio in trincea” e “automezzo DIECI”. Il primo si riferisce al consumo di gasolio dei mezzi agricoli utilizzati per compattare e stoccare la biomassa nelle trincee; il secondo, invece, si riferisce al consumo di gasolio dell'automezzo che si occupa di caricare la biomassa stoccata negli alimentatori.



### 7.1.3 Gestione del digestato

Lo studio delle emissioni derivanti dalla gestione del digestato ha richiesto un notevole impegno. Infatti, a partire dalla sua composizione chimica (vedere Tabella 11) si sono calcolate, mediante equazioni fornite dal manuale IPCC, 2006 (Dong et al., 2006), le emissioni di gas climalteranti sia durante la fase di stoccaggio del digestato (solido e liquido, in figura rispettivamente “S” ed “L”) sia dopo il suo spandimento al suolo. I risultati (Figura 35) hanno

portato alla determinazione di un maggiore impatto soprattutto durante la fase di stoccaggio, ovvero quando il digestato è ancora molto ricco di N e causa elevate emissioni di  $N_2O$ . Inoltre, in questa fase

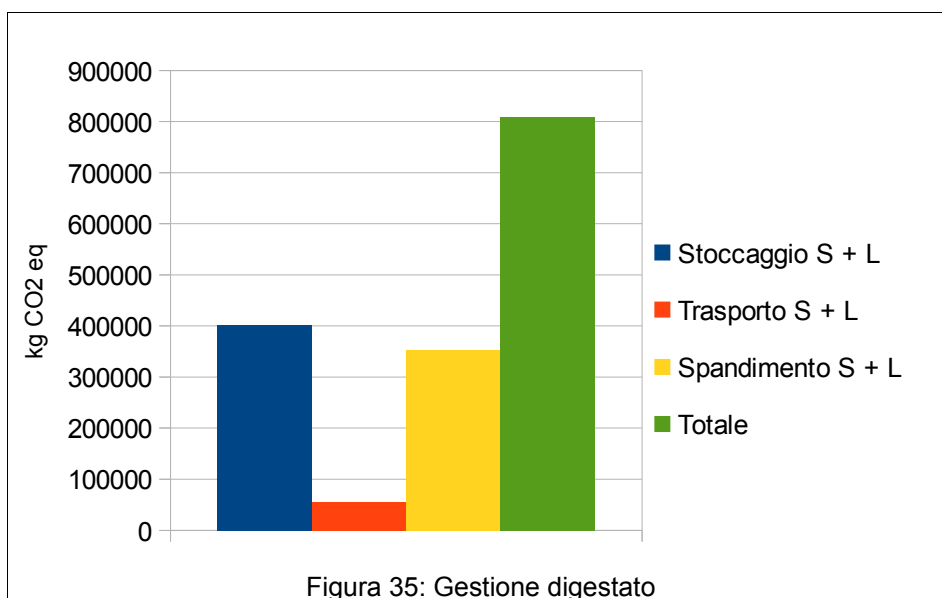


Figura 35: Gestione digestato

vi sono emissioni di metano derivanti dalla residua fermentazione di materiale organico rimasto all'interno del digestato. Infatti, la biomassa quasi totalmente “digerita” lascia i digestori non quando ha un potere metanigeno uguale a zero bensì quando non è più redditizio estrarre la quantità di metano potenzialmente ancora ottenibile. Per questo motivo si assiste ad una riduzione delle emissioni durante la fase di spandimento: il digestato ha quasi

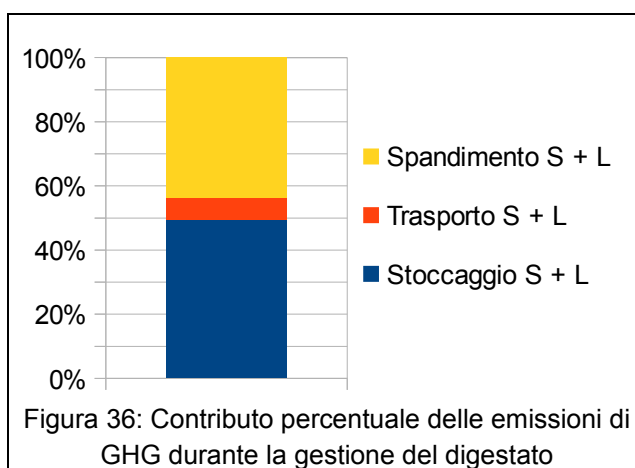


Figura 36: Contributo percentuale delle emissioni di GHG durante la gestione del digestato

azzerato il potere metanigeno e ha perso una quota di N che non può più volatilizzare sotto forma di  $N_2O$ . Per quanto riguarda il trasporto del digestato (9,9 km), invece, esso riveste un ruolo marginale nella determinazione degli impatti. Infatti, come si vede dalla Figura 36, le emissioni causate dalla fase di stoccaggio e spandimento del digestato solido (S) e liquido (L) sono quasi simili (rispettivamente 50% e 45% circa) mentre il processo di trasporto incide solo per il 5% circa.



## 7.1.4 Impatti evitati

Per completezza, è necessario investigare, nel bilancio globale dell'intera filiera, quali sono gli impatti evitati dalla mancata produzione, acquisto e utilizzo di urea sintetica che è sostituita dal digestato e dalla mancata produzione di energia elettrica da mix elettrico nazionale.

Per quanto riguarda gli impatti evitati del digestato (Figura 37), i maggiori impatti evitati sono attribuiti al mancato utilizzo dell'urea (circa -400.000 kg CO<sub>2</sub> eq), sostituita dallo spandimento del digestato.

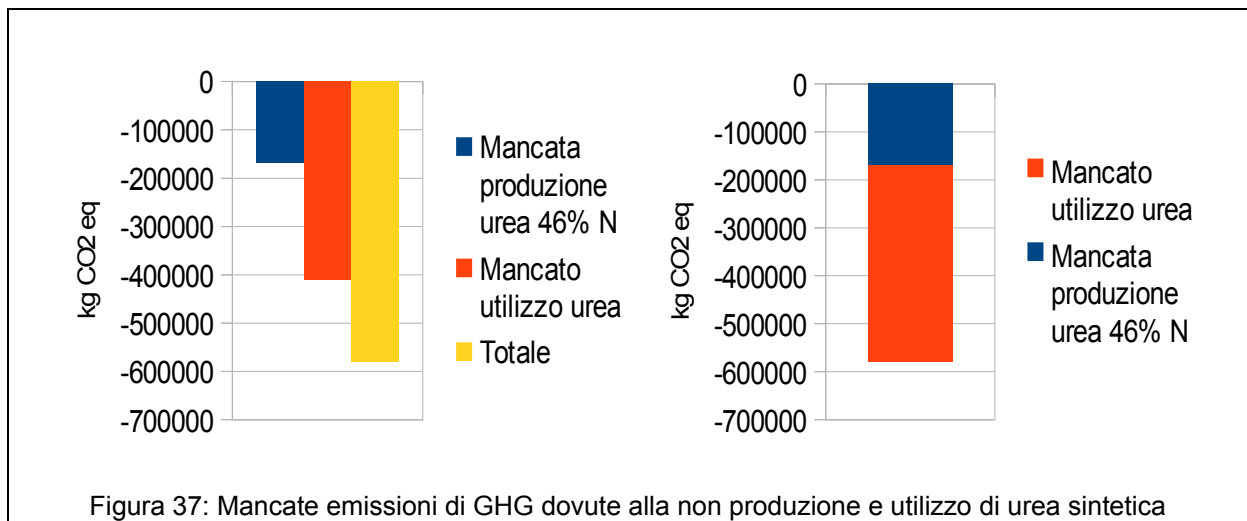


Figura 37: Mancate emissioni di GHG dovute alla non produzione e utilizzo di urea sintetica

La mancata produzione di energia elettrica dal mix italiano, invece, permette una riduzione delle emissioni di GHG di circa 4.000.000 kg CO<sub>2</sub> eq (Figura 38). Questo ingente quantitativo di emissioni climalteranti è da riferirsi soprattutto alle principali fonti energetiche che costituiscono il mix elettrico di riferimento (petrolio, gas naturale e carbone).

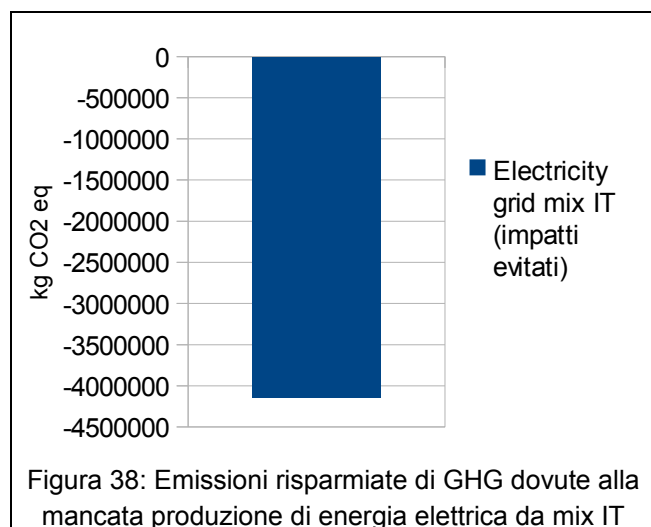


Figura 38: Emissioni risparmiate di GHG dovute alla mancata produzione di energia elettrica da mix IT

## 7.1.5 GWP complessivo dello scenario CAT

Sulla base, dunque, degli impatti evitati appena mostrati, è possibile avere un bilancio degli impatti della filiera di CAT al netto delle emissioni evitate. Nel complesso si ha una riduzione delle emissioni di gas serra pari a circa 2.500.000 kg CO<sub>2</sub> eq (Figura 39). Questo risultato, positivo dal punto di vista ambientale, è stato determinato prevalentemente dal fatto

che, come mostra la Figura 39, la produzione di energia elettrica da mix in Italia è più impattante rispetto alla produzione di energia elettrica tramite la filiera di CAT. Al contrario, gli impatti evitati grazie all'utilizzo del digestato non determinano un'impronta

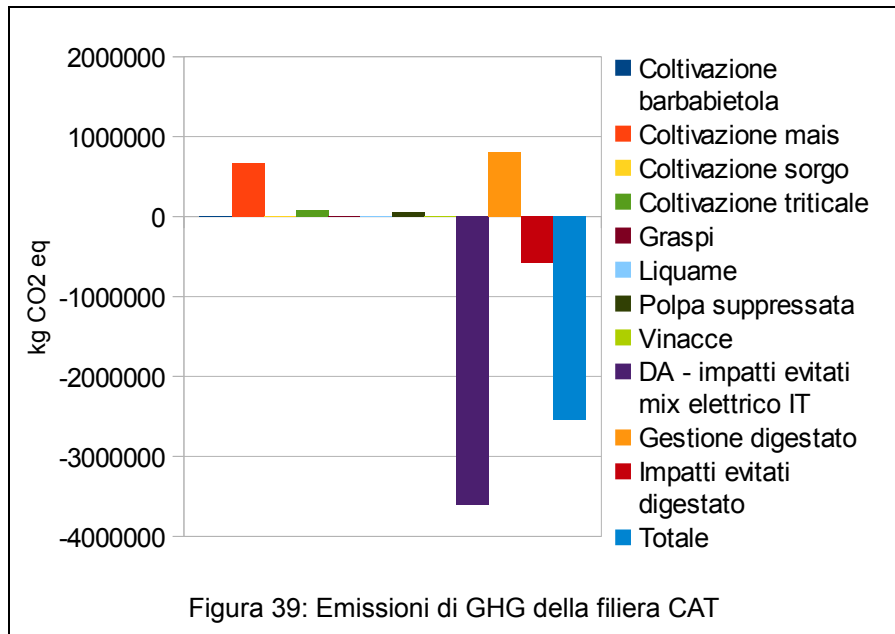


Figura 39: Emissioni di GHG della filiera CAT

di miglioramento poiché le sue fasi di stoccaggio e spandimento (+ 800.000 kg CO<sub>2</sub> eq) sono molto più impattanti rispetto alle fasi di produzione e spandimento di urea sintetica (- 600.000 kg CO<sub>2</sub> eq), a causa delle rilevanti emissioni di CH<sub>4</sub> ed N<sub>2</sub>O. In

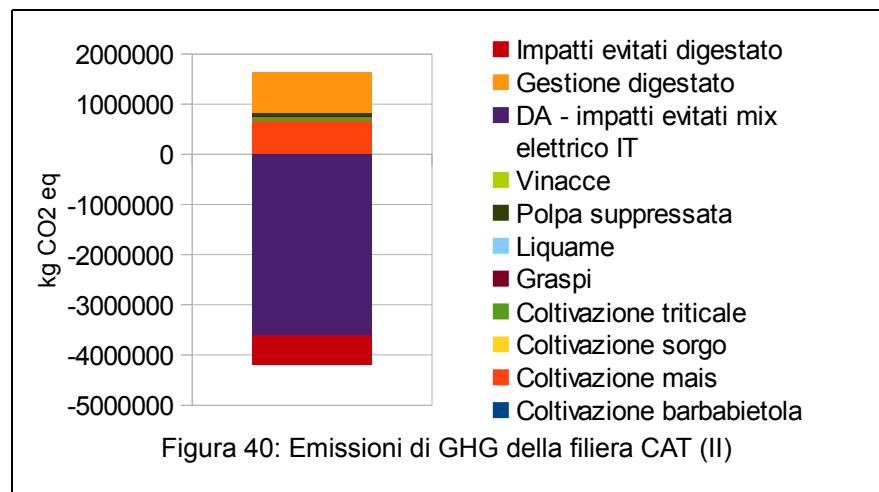


Figura 40: Emissioni di GHG della filiera CAT (II)

definitiva, quindi, i contributi positivi sono per lo più dovuti alla fase di produzione e trasporto del feedstock, con maggiore impatti da parte delle biomasse dedicate più la polpa suppressata rispetto alle biomasse residuali (le prime, infatti, emettono circa 820.000 kg CO<sub>2</sub> eq mentre le seconde circa 11.000 kg CO<sub>2</sub> eq), e alla fase di gestione del digestato. La Figura 40 permette una visione semplificata dell'intera filiera.

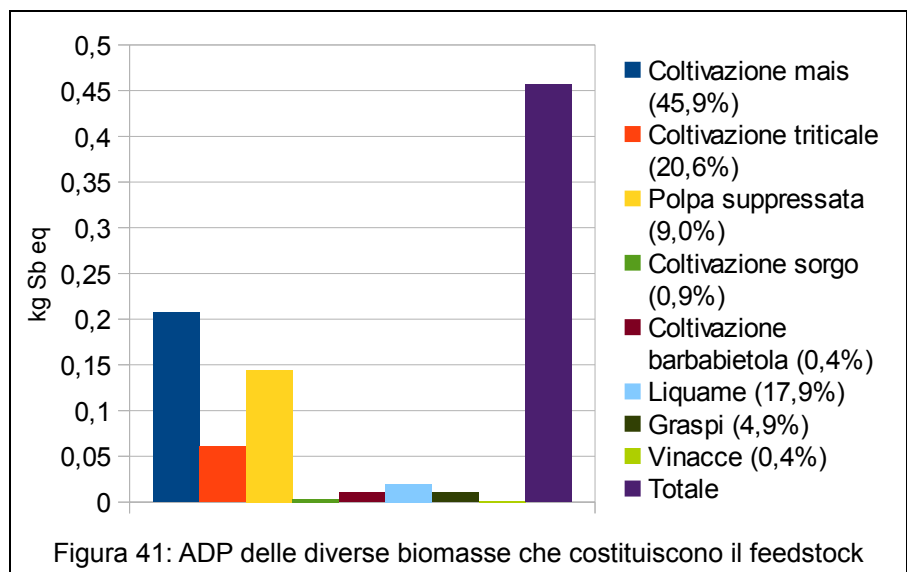
## 7.2 Abiotic depletion potential (ADP)

In questo paragrafo è analizzata la categoria di impatto riguardante il consumo di risorse abiotiche (ADP). Infatti, l'utilizzo di materie prime contribuisce al depauperamento di elementi e composti che non sono rinnovabili nel breve periodo.

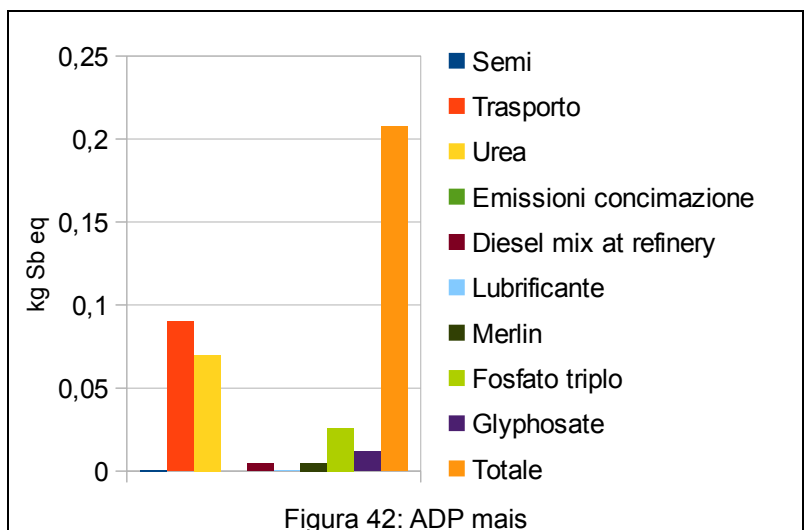
### 7.2.1 Feedstock

La Figura 41 mostra come, analogamente al GWP, le colture dedicate incidano per una percentuale significativa (circa per il 90%) sul risultato totale del potenziale di depauperamento delle

risorse abiotiche. La non linearità tra la percentuale di contributo al feedstock e gli impatti causati da triticale e polpa sono causati dal fatto che il processo di lavorazione della barbabietola, da cui si ricava la polpa

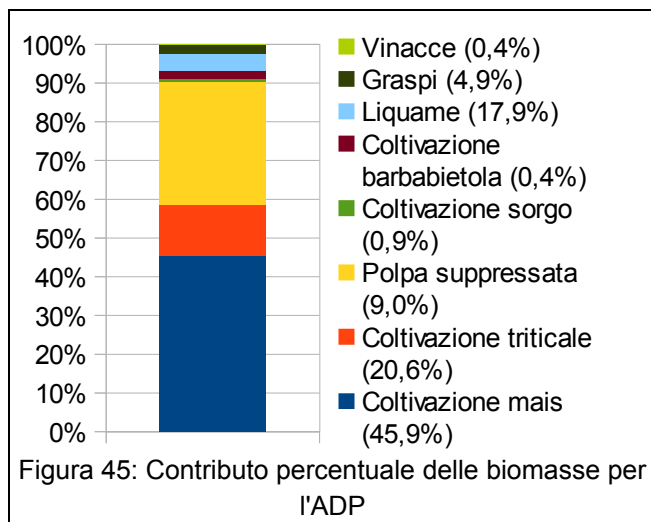
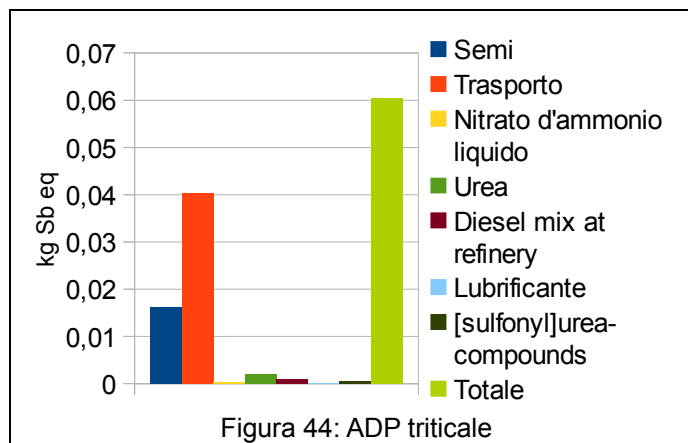
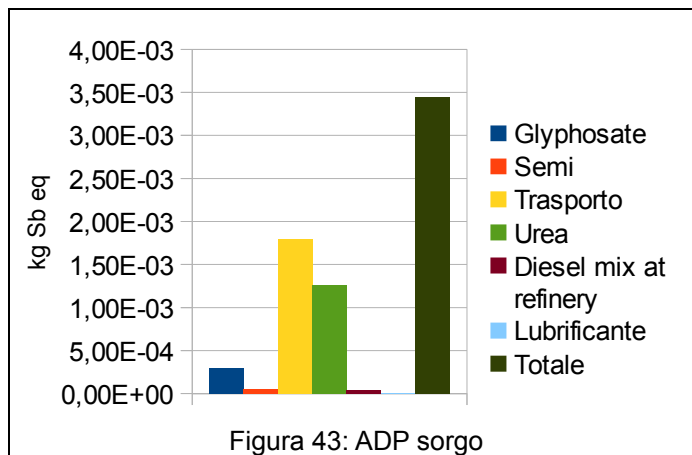


suppressata, richiede l'utilizzo di svariate materie prime, nonché energia termica ed elettrica per i processi di lavorazione. Nel caso delle altre biomasse, residuali e non, gli impatti più significativi sono determinati dall'estrazione delle materie prime legato al consumo di carburante per i trasporti; per le sole biomasse dedicate, invece,



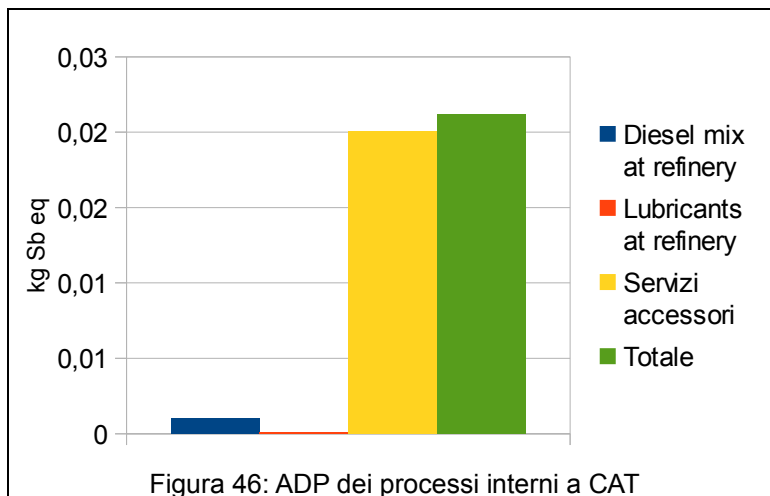
gli impatti più rilevanti sono determinati dalla produzione dei fertilizzanti mentre i consumi di gasolio delle pratiche agricole sono incluse nel processo "diesel mix at refinery". Infatti, come è possibile vedere dagli istogrammi del mais (Figura 42), del sorgo (Figura 43) e del

triticale (Figura 44), i maggiori impatti sono determinati dal trasporto e dalla produzione di urea e semente (eccezione fatta per quest'ultimo elemento nel caso del mais poiché ne richiede una piccola quantità). Nella Figura 45 si può osservare chiaramente quanto già affermato, ovvero che le biomasse che compongono il feedstock per circa il 75% (mais, triticale e polpa) sono responsabili del 90% degli impatti di questa categoria. Questo conferma, dunque, che il maggiore consumo di risorse abiotiche è legato, oltre ai processi di trasporto, anche ai processi di coltivazione e lavorazione delle biomasse, ovvero la produzione delle sementi e dei fertilizzanti e la produzione di gasolio per le lavorazioni agricole.



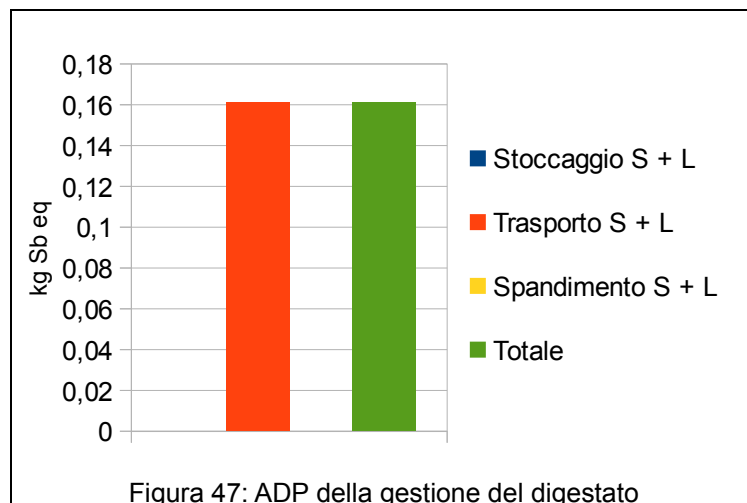
## 7.2.2 Esercizio dell'impianto CAT

Il consumo di risorse abiotiche legato alla gestione dell'impianto e al suo funzionamento (Figura 46) è pari a circa 0,02 kg Sb eq per UF ed è fortemente influenzato dai servizi accessori, cioè dall'acquisto di energia elettrica da mix nazionale per l'alimentazione del separatore del digestato e per l'illuminazione dell'impianto. La produzione di gasolio contribuisce in minima parte agli impatti globali mentre il contributo fornito dalla produzione di olio lubrificante è praticamente irrisorio.



## 7.2.3 Gestione del digestato

La gestione del digestato influenza con un solo processo il potenziale di consumo di risorse abiotiche (Figura 47): il trasporto del digestato solido e liquido (circa 0,16 kg Sb eq per UF). Infatti, è l'unico processo che presuppone l'estrazione di materie prime, in questo caso il petrolio. Lo stoccaggio e lo spandimento del digestato non prevedono consumi di materie prime.



## 7.2.4 Impatti evitati

Così come visto per il GWP, anche per l'ADP si rende necessaria l'analisi delle mancate emissioni derivanti dalla sostituzione dell'urea con il digestato e la mancata produzione di energia elettrica da mix nazionale italiano.

Come ci si poteva aspettare, la Figura 48 mostra come il processo di utilizzo dell'urea non sia rilevante. Ciò che invece incide sul risultato finale degli impatti evitati è la mancata produzione di urea che permette di risparmiare 0,08 kg Sb eq per UF. Questo è dovuto al fatto che per produrre la quantità di urea che viene sostituita, sarebbe stato necessario estrarre differenti materie prime come magnesio, bauxite, carbonato di calcio e, naturalmente, il consumo di materie prime per la produzione di energia di cui necessita il processo di sintesi.

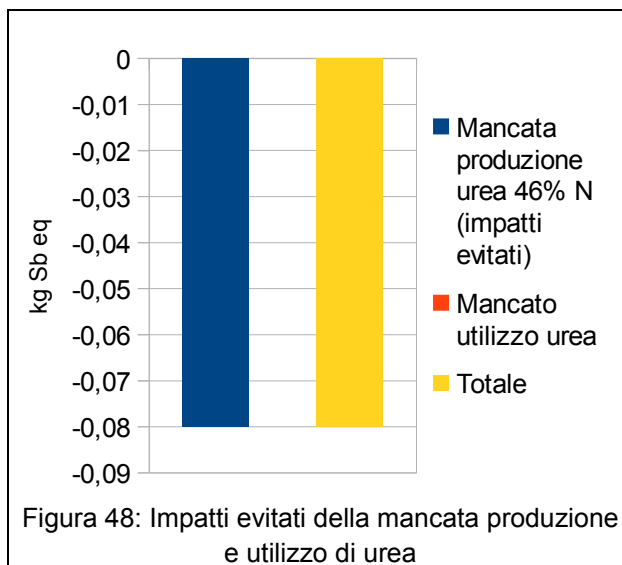


Figura 48: Impatti evitati della mancata produzione e utilizzo di urea

Per quanto riguarda, invece, gli impatti evitati dalla produzione di energia elettrica da mix nazionale, si ha una riduzione di circa 0,6 kg Sb eq per UF (Figura 49). Ciò è determinato dal fatto che attualmente il mix elettrico è ancora molto dipendente dalle fonti fossili.

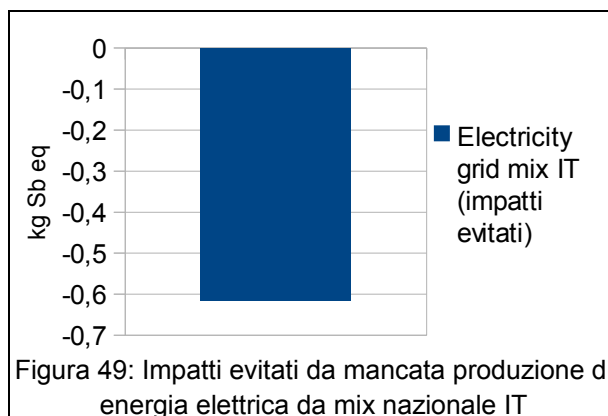
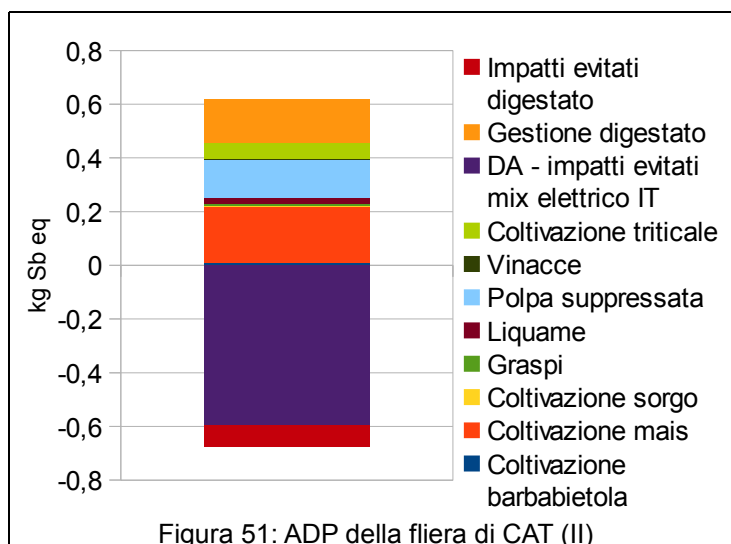
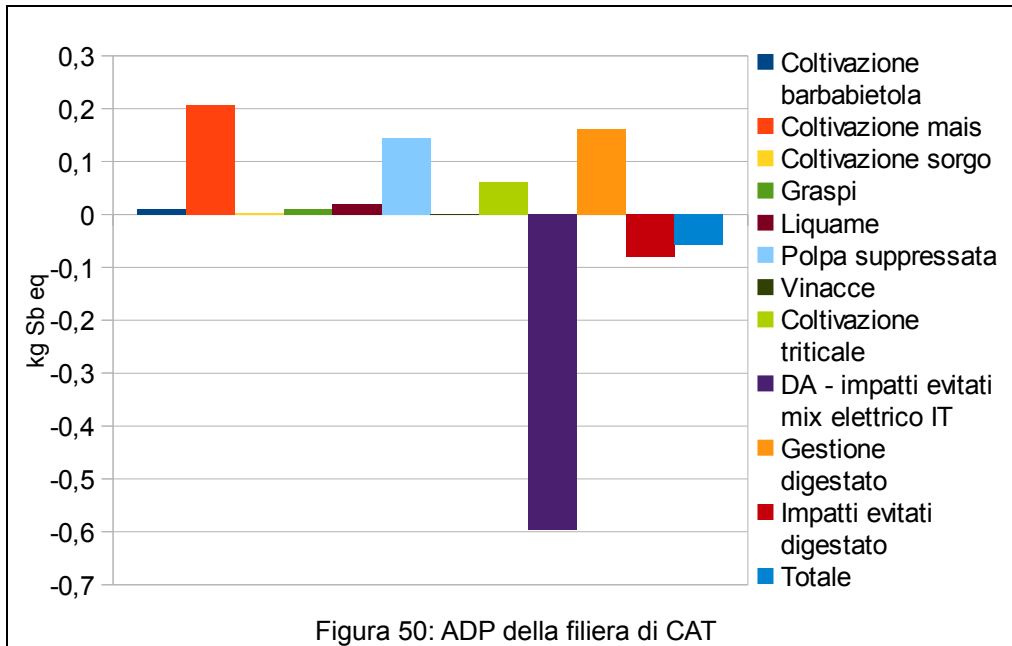


Figura 49: Impatti evitati da mancata produzione di energia elettrica da mix nazionale IT

## 7.2.5 ADP complessivo dello scenario CAT

Una volta esaminati gli impatti evitati dei singoli processi, bisogna investigare l'influenza di questi nell'intera filiera. In tal senso sono solo due i processi che danno un valore di impatto negativo e, soprattutto grazie ad uno di questi (impatti evitati da mix

elettrico), si riesce ad avere un impatto globale negativo (Figura 50). Ciò sta a significare che, dal punto di vista dell'ADP, la filiera di CAT è, ad oggi e con le tecnologie attualmente disponibili, meno impattante rispetto ai tradizionali sistemi di produzione di energia elettrica e di fertilizzanti. La Figura 51 aiuta a capire quali sono i processi caratterizzanti l'impatto ambientale dell'intera filiera: gestione del digestato, coltivazione del triticale e del mais, produzione di polpa suppressata e gli impatti evitati da utilizzo del digestato e mix elettrico nazionale.



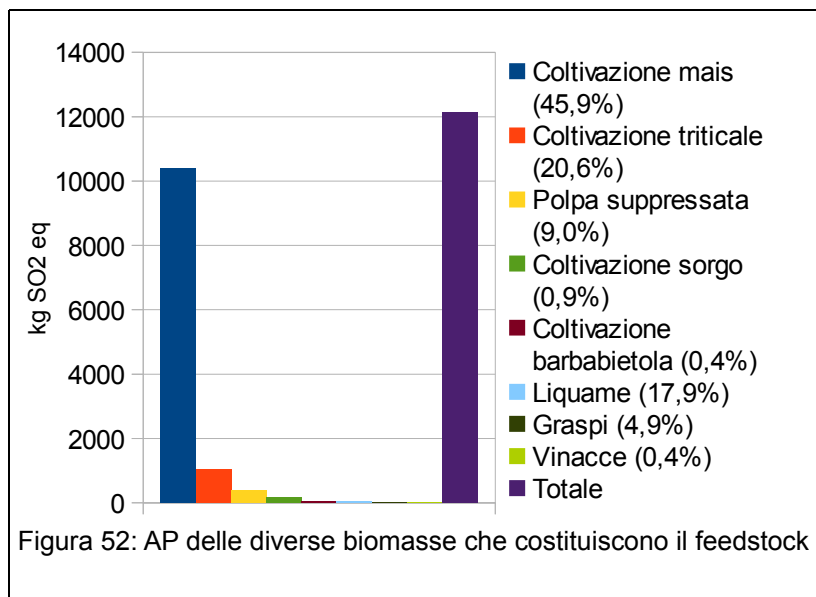
## 7.3 Acidification potential (AP)

Nel presente paragrafo sono descritti gli impatti riguardanti il potenziale di acidificazione che dipende dalle emissioni di determinati composti (in particolare  $\text{NO}_x$  e  $\text{SO}_x$ ) che sono in grado di alterare il pH delle acque e del suolo.

### 7.3.1 Feedstock

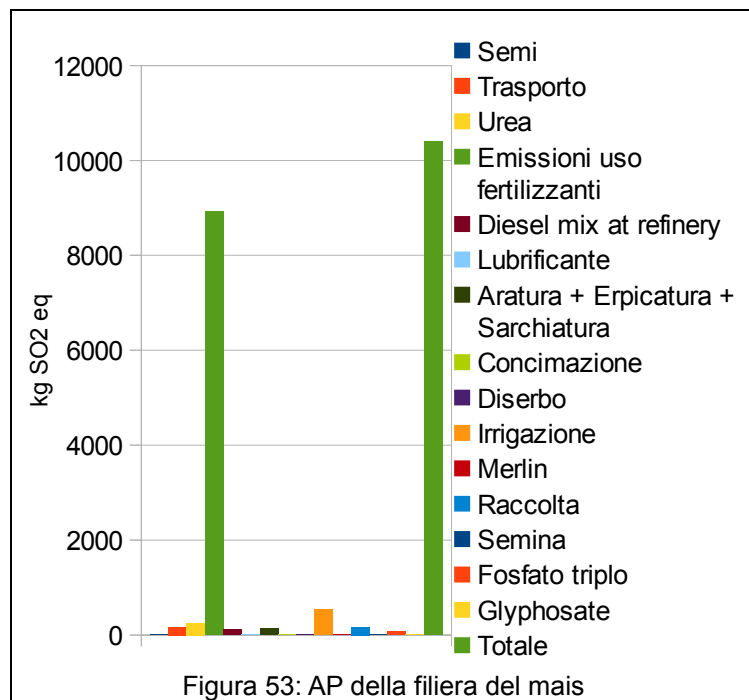
Il feedstock è in grado di influire sul potenziale di acidificazione soprattutto a causa

delle emissioni di ammoniaca in seguito all'utilizzo di fertilizzanti chimici. Infatti, come si vede dalla Figura 52, gli impatti maggiori sono determinati dalle colture dedicate in cui sono utilizzate massicce quantità di fertilizzanti. Sebbene però, come riportato dalla Tabella 21, il triticale richieda un



impiego minore di fertilizzanti rispetto a sorgo e mais, causa comunque emissioni più alte rispetto al sorgo poiché nell'impianto ne viene utilizzata una quantità 22 volte maggiore (Tabella 16). I valori molto elevati, invece, del mais sono correlati sia all'alta produttività sia all'elevato impiego di fertilizzanti.

Per quanto concerne le biomasse residuali, invece, esse causano lievi impatti dovuti al

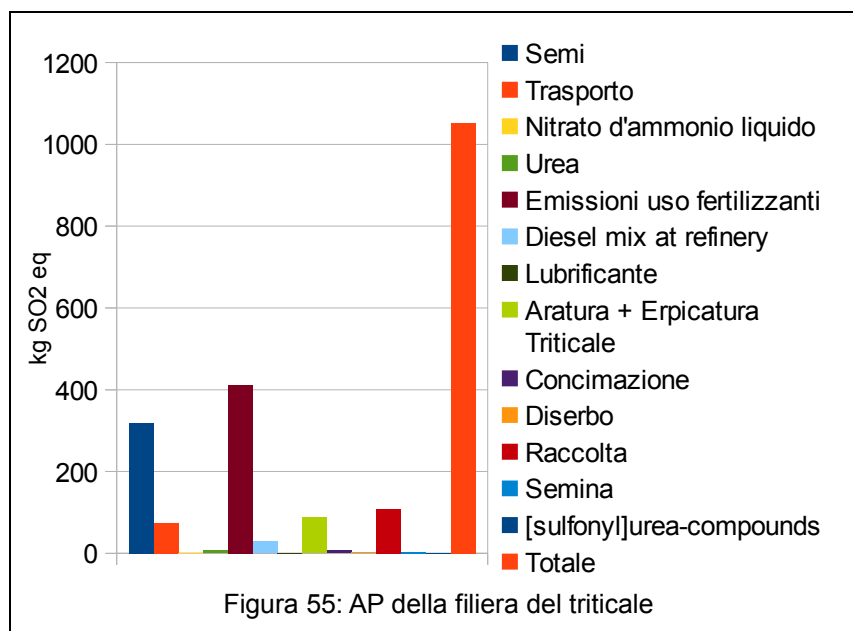
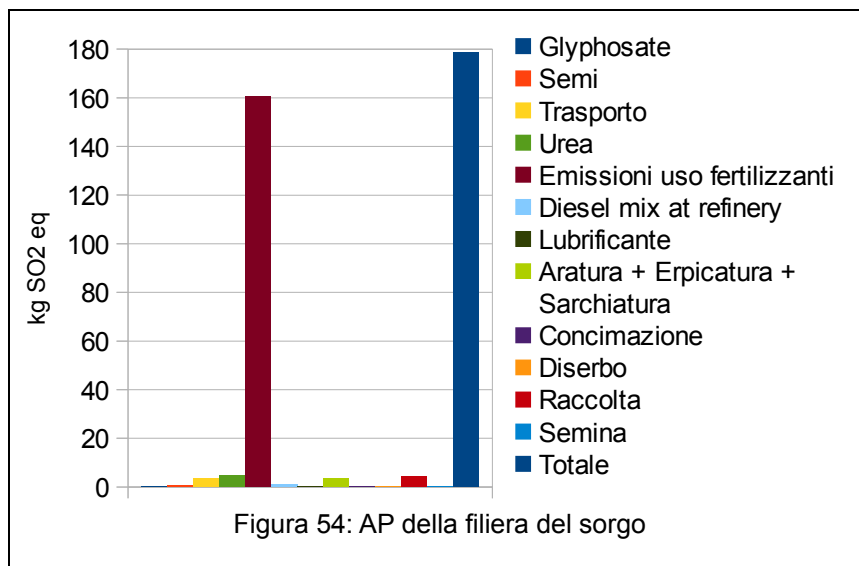


processo di trasporto che comporta l'emissione in atmosfera di  $\text{NO}_x$  e  $\text{SO}_x$  che, reagendo



con il vapore acqueo presente in atmosfera, determinano la produzione di composti acidificanti.

Entrando nello specifico del processo di coltivazione di mais, triticale e sorgo (figure 53, 54 e 55), in tutte e tre le colture il potenziale di acidificazione maggiore è attribuibile alle emissioni causate dall'utilizzo di fertilizzanti chimici. Degno di nota è l'impatto che ha la produzione dei semi (produzione, essiccatura, confezionamento e importazione) per il triticale che ne esige 5 kg per tonnellata di prodotto raccolto.



### 7.3.2 Esercizio dell'impianto CAT

La Figura 56 mostra gli impatti sull'acidificazione durante la fase di esercizio dell'impianto. I processi che influiscono maggiormente in questa categoria d'impatto sono da riferirsi soprattutto alla combustione di biogas nei cogeneratori. Infatti, essa genera un'elevata quantità di composti acidificanti soprattutto di ossidi d'azoto, così come riportati nella Tabella 19. Le emissioni di ossidi di zolfo sono irrilevanti in quanto la presenza di

questo elemento nel biogas è quasi nulla. Altre emissioni che causano acidificazione derivano dalla produzione di energia elettrica acquistata per gli usi interni e, in maniera minore, dalla combustione del gasolio da parte dei

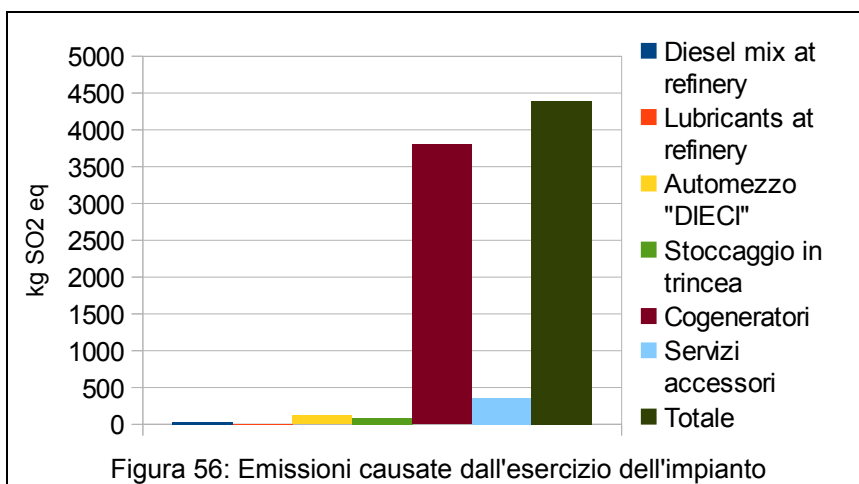


Figura 56: Emissioni causate dall'esercizio dell'impianto

mezzi che movimentano la biomassa (stoccaggio in trincea e automezzo "DIECI").

### 7.3.3 Gestione del digestato

Poiché il digestato (solido e liquido) ha una concentrazione maggiore di N rispetto al feedstock di partenza, dovuta prevalentemente ad una riduzione relativa degli altri elementi (soprattutto C, H e O), si assiste ad elevati tassi di emissioni di composti ad alto potenziale acidificante, in particolare l' $\text{NH}_3$  che volatilizza sia

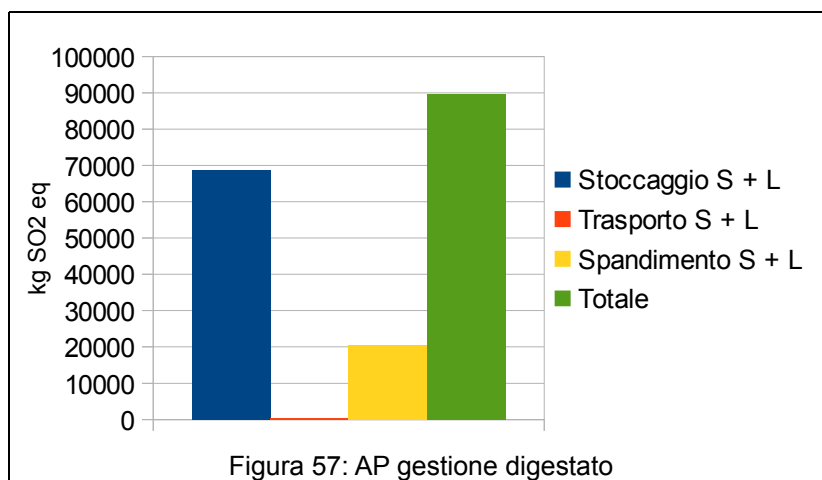
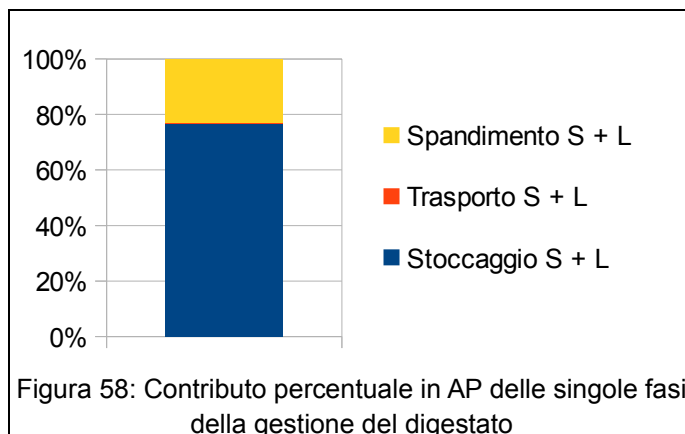


Figura 57: AP gestione digestato

durante la fase di stoccaggio sia durante la fase di spandimento ma, a causa del fatto che nel digestato stoccato vi è una maggiore disponibilità di N rispetto al digestato sparso al suolo, allora le emissioni risultano più elevate nella fase di stoccaggio. Ciò è dimostrato anche dalla Figura 57 che mostra, appunto, il verificarsi di un impatto maggiore durante la

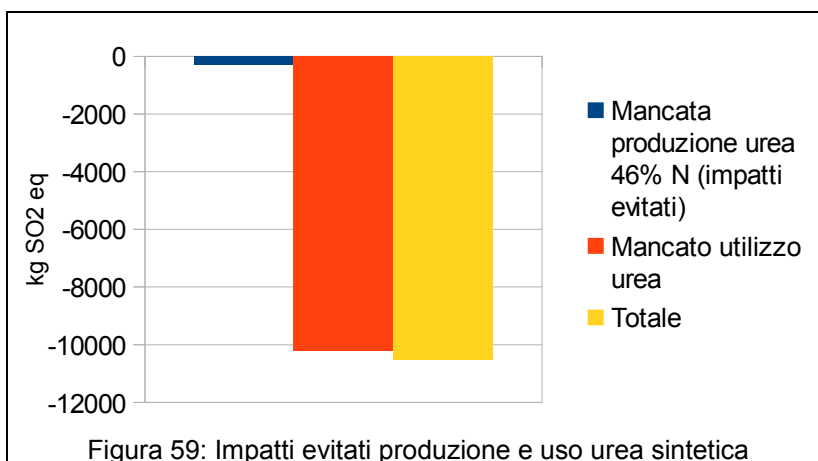
fase di stoccaggio rispetto allo spandimento. A dimostrazione di quanto detto, circa l'80% delle emissioni acidificanti sono da attribuire a questa fase di gestione (Figura 58).



### 7.3.4 Impatti evitati

Anche per la categoria di impatto dell'AP è possibile osservare una riduzione degli impatti globali dovuti alla sostituzione dell'urea sintetica e del mix energetico nazionale.

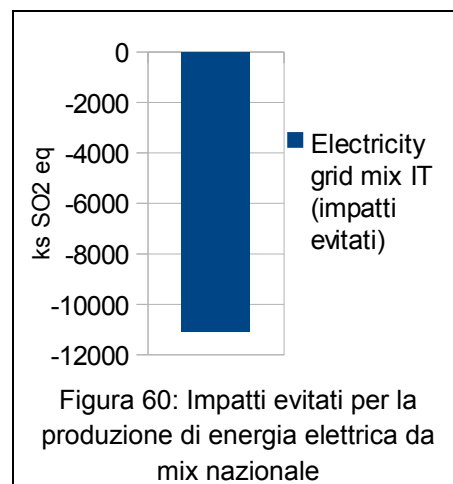
Considerando, dunque, gli impatti evitati dalla produzione di urea sintetica è possibile vedere (Figura 59)



che il processo che riveste un

ruolo fondamentale nella determinazione di impatti negativi è il mancato utilizzo dell'urea sintetica. Questo risultato è giustificato dal fatto che durante la filiera dell'urea sintetica, dalla produzione all'utilizzo, gli impatti maggiori sono legati alle emissioni che si manifestano durante la normale fase di degradazione cui è soggetta in seguito al suo utilizzo in campo.

Gli impatti evitati dalla produzione di energia elettrica da mix nazionale incidono relativamente poco



sugli impatti globali (Figura 60). Infatti, come si vede dalla Figura 61, il processo che contribuisce maggiormente agli impatti potenziali dell'acidificazione è la gestione del digestato. La mancata emissione di SO<sub>2</sub> eq dalla produzione di energia elettrica da mix nazionale è invece poco rilevante (pari a circa un ordine di grandezza inferiore, in valore assoluto, rispetto alle sole emissioni causate dalla gestione del digestato), così come osservabile dal confronto delle grandezze di misura mostrate nella Figura 57 e 60.

### 7.3.5 AP complessivo dello scenario CAT

Complessivamente perciò lo scenario CAT produce un impatto positivo in questa categoria, così come effettivamente risulta nella figure 61 e 62 in cui il bilancio totale è di circa + 80000 kg SO<sub>2</sub> eq. Rispetto alle categorie di impatto precedentemente viste, questo risultato è inatteso. Nelle altre categorie, infatti, si assiste ad un

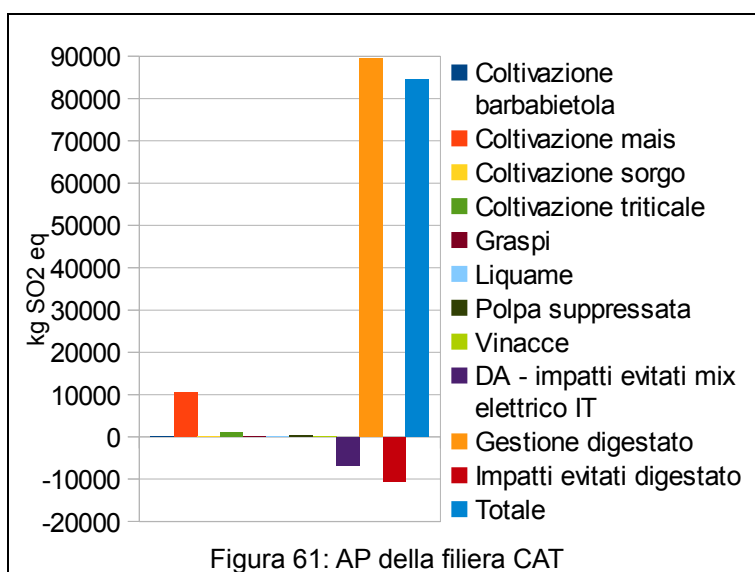


Figura 61: AP della filiera CAT

bilancio negativo che si traduce in un miglioramento delle condizioni ambientali rispetto alla tradizionale produzione di energia elettrica e di urea. In questo caso, invece, gli impatti sono nettamente al di sopra delle tradizionali filiere di produzione. La causa di questo è attribuibile al fatto che nella filiera di CAT vi sono ingenti emissioni di

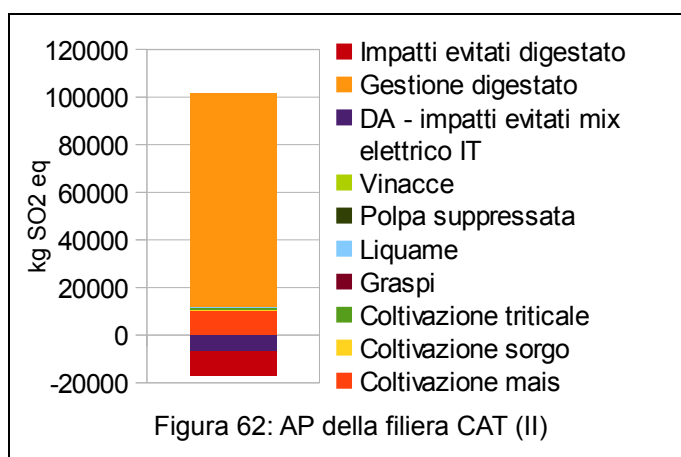


Figura 62: AP della filiera CAT (II)

ammoniacca soprattutto nelle fasi agricole e di gestione del digestato che non sono controbilanciate in maniera significativa dagli impatti evitati.

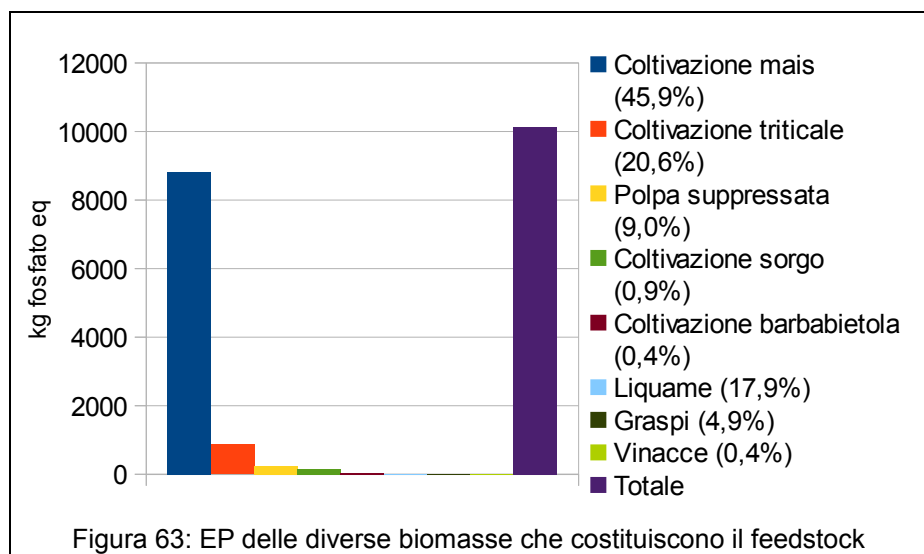
## 7.4 Eutrophication potential (EP)

Il potenziale di eutrofizzazione indica la potenzialità che hanno alcuni composti a base fosfatica ed azotata nel determinare un aumento del carico di nutrienti nel suolo, nelle acque dolci e nelle acque salate. In questo paragrafo, dunque, sono analizzati i processi che hanno degli impatti in questa categoria.

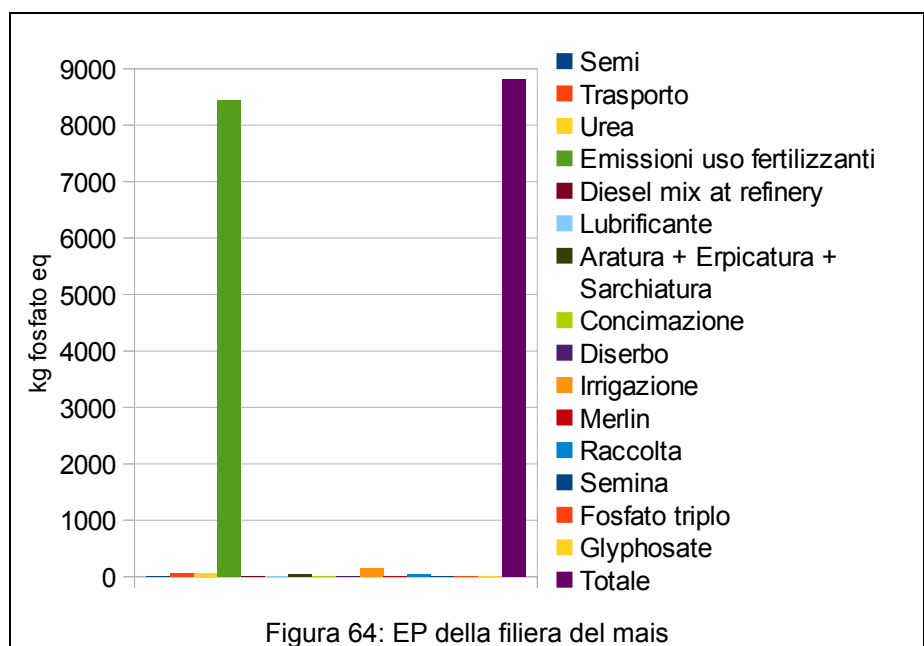
### 7.4.1 Feedstock

Come nel caso del potenziale di acidificazione, la Figura 63 mostra come le fasi di coltivazione delle

biomasse dedicate producano impatti significativi, in particolare a causa dei processi di fertilizzazione del terreno. L'analisi delle figure 64, 65 e 66 indica un andamento simile a quello

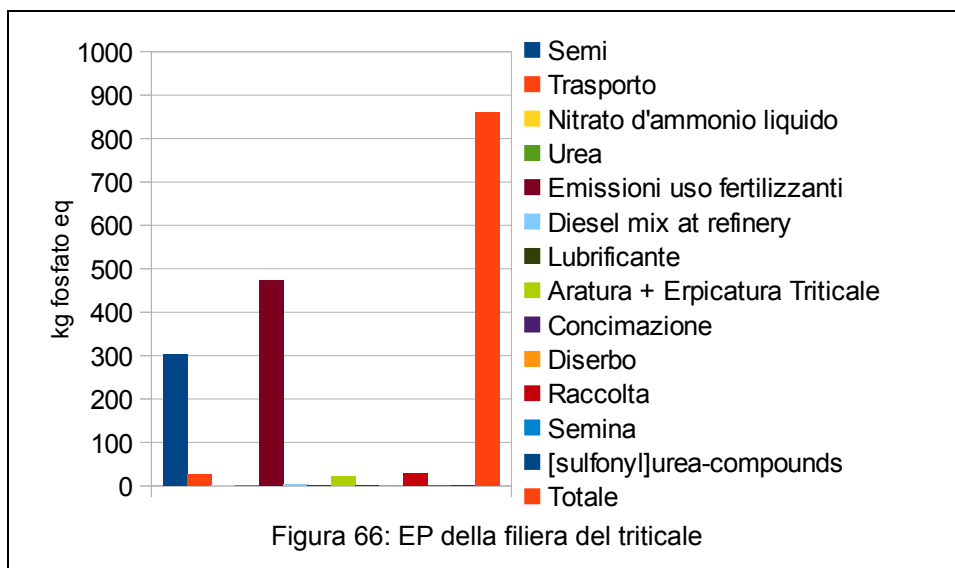
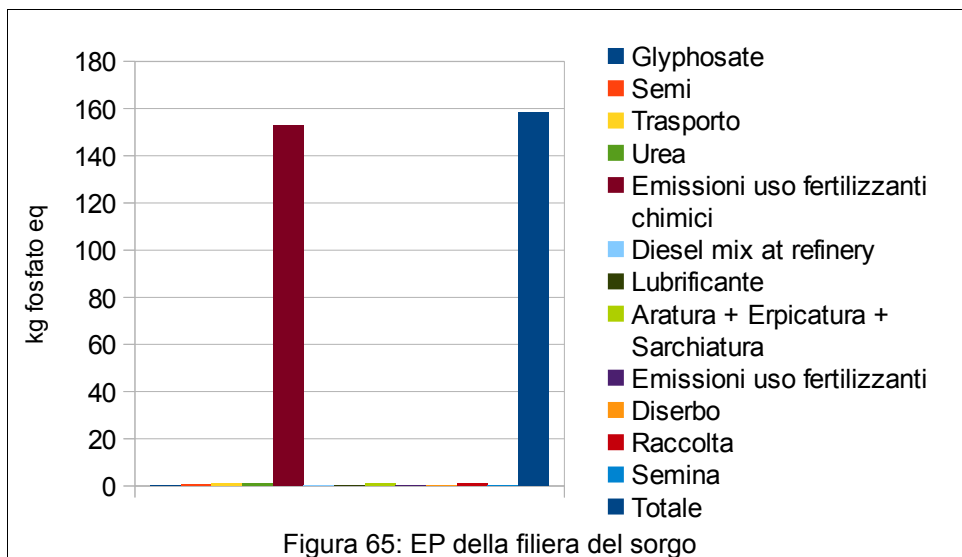


osservato nel potenziale di acidificazione: le emissioni caratterizzanti sono dovute all'utilizzo di fertilizzanti chimici; inoltre, parte degli impatti rilevanti della coltivazione del triticale sono attribuibili anche alla produzione di semi



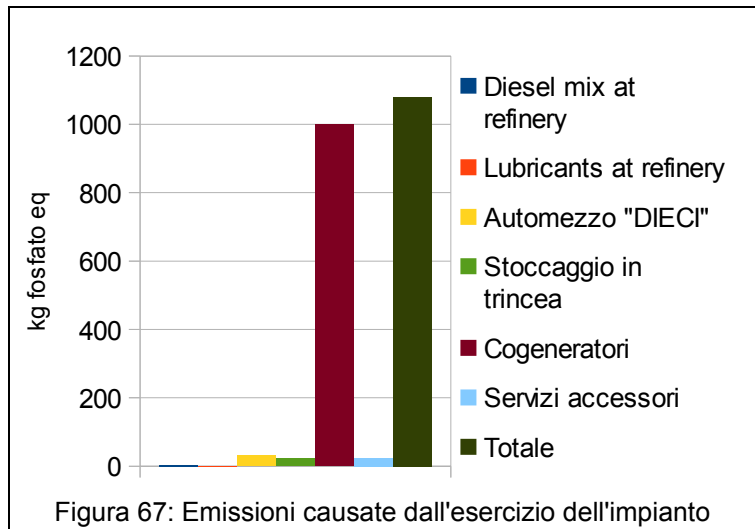
(produzione, essiccazione, confezionamento e importazione). Le biomasse residuali presentano invece impatti trascurabili. Gli impatti riferibili alla coltivazione del sorgo e alla

produzione di polpa suppressata non sono proporzionali rispetto al loro contributo al feedstock: questo effetto è imputabile, ancora una volta, all'evidente maggiore impatto che ha la filiera del sorgo rispetto alla produzione della polpa, a causa dell'utilizzo di urea.



## 7.4.2 Esercizio dell'impianto CAT

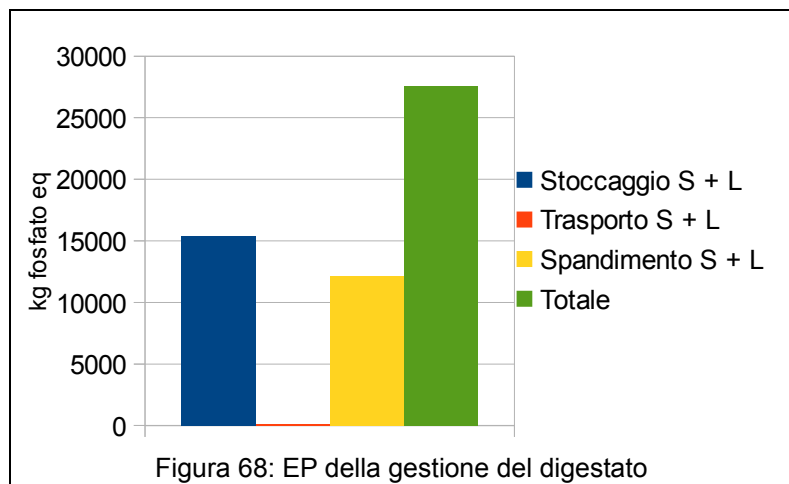
Anche nel caso del potenziale di eutrofizzazione, così come nel potenziale di acidificazione, notevole importanza nella determinazione degli impatti globali rivestono le emissioni di  $\text{NO}_x$  prodotte dai cogeneratori (Figura 67). Questi composti si formano in seguito all'ossidazione dell'azoto contenuto nell'aria atmosferica (utilizzata come comburente) e dalla loro precipitazione nelle acque e nei suoli in seguito a reazioni che lo rendono disponibile come nutriente.



## 7.4.3 Gestione del digestato

Così come già discusso per il potenziale di acidificazione, essendo il digestato ricco di N questo può essere lisciviato dalla matrice in oggetto sotto forma di nitrato o può volatilizzarsi come  $\text{NH}_3$  e, una volta che ha raggiunto il suolo e/o le acque, può determinare fenomeni di eutrofizzazione.

Ciò che contribuisce prevalentemente agli impatti



globali è da riferirsi alla fase di stoccaggio della frazione solida (S) e liquida (L) (Figura 68). Nel caso dello stoccaggio, tuttavia, l'impatto è dovuto essenzialmente alla volatilizzazione dell'ammoniaca poiché, durante la fase di stoccaggio della frazione solida, le acque di percolamento ricche di  $\text{NO}_3^-$  sono convogliate dal sistema di raccolta delle acque di prima pioggia e, dunque, non vi è dispersione di questo composto nel suolo, quindi nelle acque; il digestato liquido invece, essendo stoccato in una vasca non permette la lisciviazione nel suolo e nelle acque di composti eutrofizzanti.

Impatti trascurabili sono attribuibili alla fase di trasporto poiché, in rapporto alle emissioni dovute alla fase di spandimento e stoccaggio del digestato, la combustione del gasolio rilascia ridotte quantità di NO<sub>x</sub>. Infatti, il 55% circa degli impatti legati al potenziale di eutrofizzazione derivano dalla fase di stoccaggio mentre la rimanente parte (45%) è legata alla fase di spandimento (Figura 69). Nonostante però, durante la fase di spandimento vi sia un rilascio in ambiente anche di nitrati, che come si è visto manca nella fase di stoccaggio, lo spandimento della frazione solida e liquida del digestato non determina la maggior parte degli impatti a causa della riduzione di N che si verifica durante lo stoccaggio .

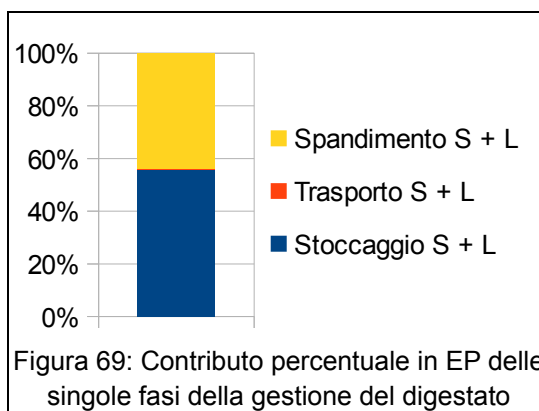


Figura 69: Contributo percentuale in EP delle singole fasi della gestione del digestato

#### 7.4.4 Impatti evitati

La produzione di digestato che viene utilizzato come fertilizzante evita che sia acquistata urea sintetica. Ciò causa una diminuzione della domanda di urea con conseguente, almeno teorica, riduzione della produzione. Questo porta ad un minore quantitativo di emissioni di carattere eutrofico: si assiste ad un contributo inferiore all'1%,

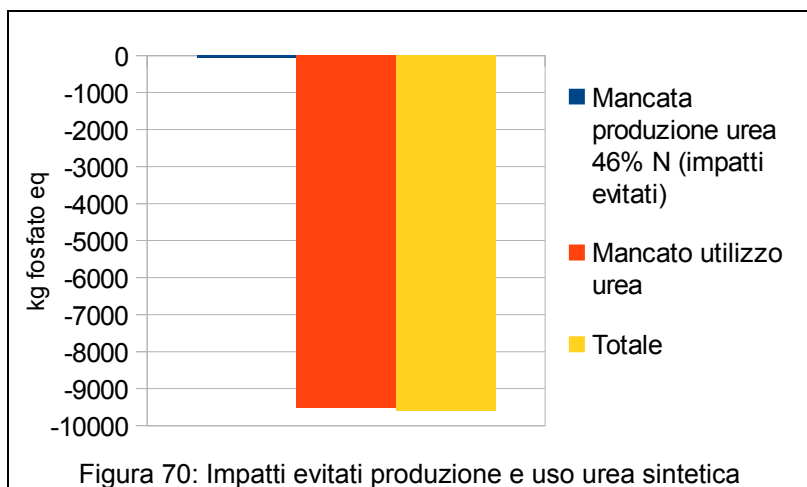


Figura 70: Impatti evitati produzione e uso urea sintetica

sul totale di queste emissioni, a causa della mancata produzione di urea (Figura 70). La riduzione dominante delle emissioni proviene dal mancato utilizzo dell'urea sintetica. Questo risultato sta a sottolineare che il processo di produzione dell'urea è poco impattante per la categoria d'impatto in esame.

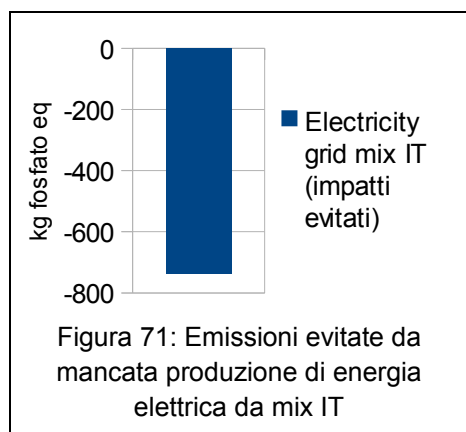


Figura 71: Emissioni evitate da mancata produzione di energia elettrica da mix IT

La mancata produzione di energia elettrica da mix italiano comporta una riduzione delle emissioni pari a circa 700 kg di PO<sub>4</sub><sup>3-</sup>eq (Figura 71). Questo risultato è dovuto prevalentemente alla



mancata immissione in ambiente di composti ad alto potenziale eutrofico, soprattutto  $\text{NO}_x$  emessi dalla combustione di idrocarburi.

### 7.4.5 EP complessivo dello scenario CAT

Considerando le elevate emissioni presenti in Figura 67 e 68, la mancata produzione di elettricità da mix elettrico nazionale non riesce a compensarle e quindi vi è,

lungo l'intera filiera di CAT, un aumento degli impatti rispetto alla produzione di energia elettrica tradizionale. La Figura 72 mostra infatti un totale di emissioni pari a quasi + 30000 kg  $\text{PO}_4^{3-}$  eq determinato prevalentemente dagli impatti che si verificano durante la gestione del digestato. L'unico

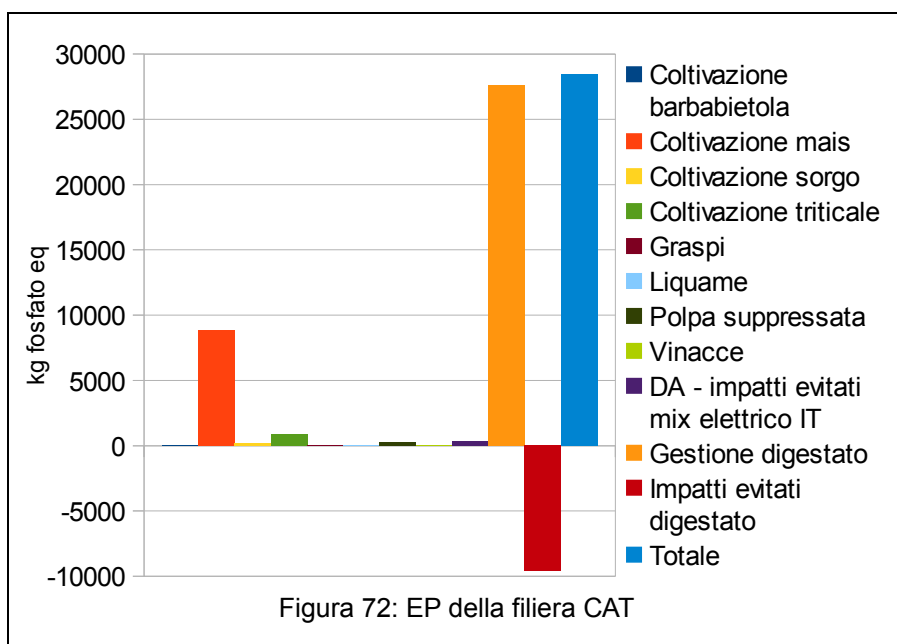


Figura 72: EP della filiera CAT

processo che tende a ridurre gli impatti, seppur minimamente, è il riutilizzo del digestato in sostituzione dell'urea (Figura 70). I processi maggiormente coinvolti nella determinazione degli impatti legati all'eutrofizzazione sono la gestione del digestato, la coltivazione del triticale e del mais e gli impatti evitati dall'utilizzo del digestato (Figura 73).

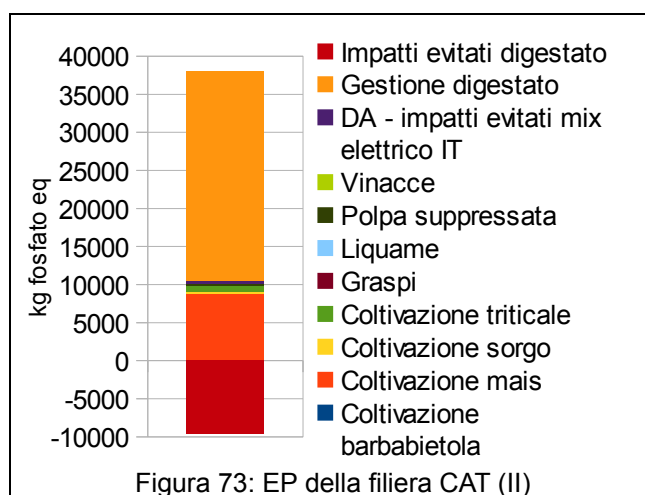


Figura 73: EP della filiera CAT (II)

## 7.5 Ozone layer depletion potential (ODP)

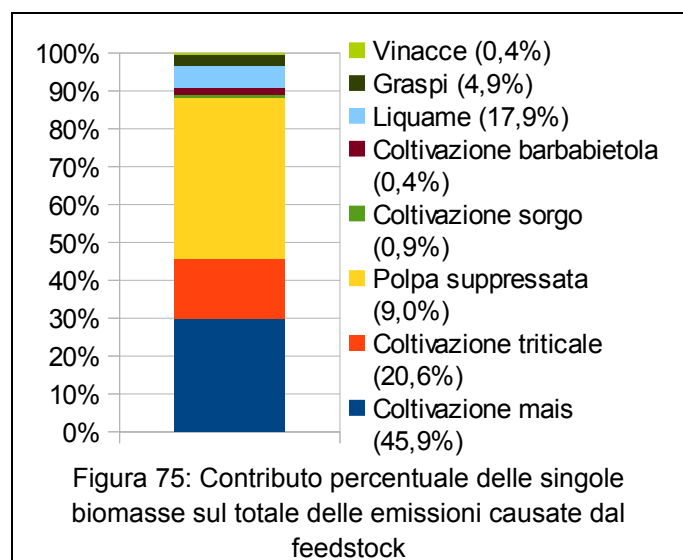
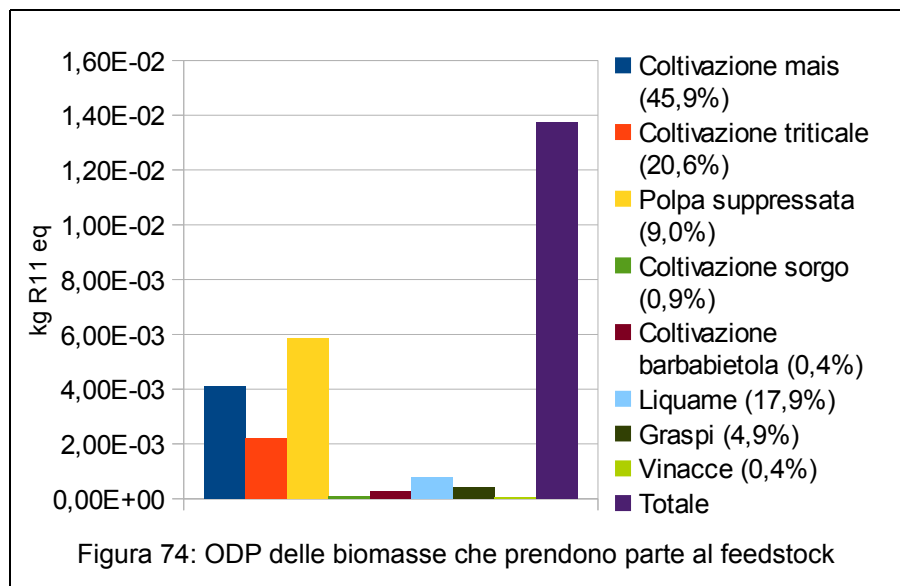
Altra categoria di impatto presa in considerazione in questo studio è il potenziale di assottigliamento dello strato di ozono stratosferico (ODP). Tale impatto è causato dall'immissione in atmosfera di alcuni composti (soprattutto CFC e HFC) che, reagendo con l'O<sub>3</sub> stratosferico, riescono a ridurre le quantità.

### 7.5.1 Feedstock

Per la categoria di impatto investigata in questo paragrafo, si può notare un contributo delle singole coltivazioni diverso rispetto a quanto già visto nelle altre categorie di impatto (Figura 74). Gli impatti maggiori sono dovuti al processo di produzione della polpa suppressata

che, seppur partecipando solo per il 9% al feedstock in ingresso all'impianto CAT, è responsabile del 40% circa delle emissioni globali delle biomasse (Figura 75), a causa delle emissioni di alogenuri (ad esempio triclorofluorometano, esafluoroetano e diclorodifluorometano) dovuti ai processi di raffinazione della barbabietola e soprattutto al trasporto. Le altre biomasse, invece, concorrono

agli impatti secondo il loro contributo al feedstock. Infatti, così come per la polpa, anche per esse il processo che influisce maggiormente è il trasporto. Esse condividono tutte la stessa distanza, eccezione fatta per il liquame, e di conseguenza gli impatti del trasporto seguono l'andamento della massa trasportata. Infatti, l'unità di misura con cui si esprime il



processo di trasporto è il prodotto delle tonnellate trasportate per i chilometri percorsi (tkm). All'aumentare quindi della combustione di gasolio, aumentano gli impatti. Sempre in Figura 75, è possibile osservare che il 90% delle emissioni è causato dall'utilizzo di sole tre biomasse (mais, triticale e polpa) che compongono il feedstock globale per il 75%. In rappresentanza di tutte le biomasse è stata utilizzata la Figura 76 che presenta gli impatti causati dalla coltivazione del mais e che mostra anche una piccola influenza, sul totale degli impatti, da parte della produzione dell'erbicida "glyphosate".

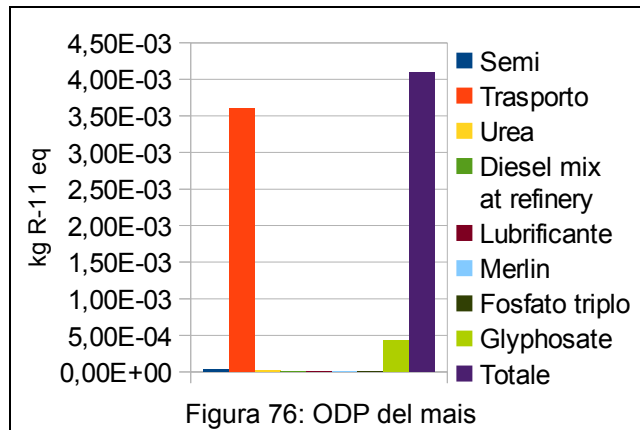


Figura 76: ODP del mais

## 7.5.2 Esercizio dell'impianto CAT

Durante l'esercizio dell'impianto, gli impatti più significativi per l'assottigliamento dello strato d'ozono sono legati all'acquisto di energia elettrica per alimentare i servizi accessori (alimentazione del separatore del digestato e illuminazione) (Figura 77). Ciò è dovuto all'utilizzo di idrocarburi, ricchi di impurità, che rilasciano in atmosfera modeste quantità di alogenuri.

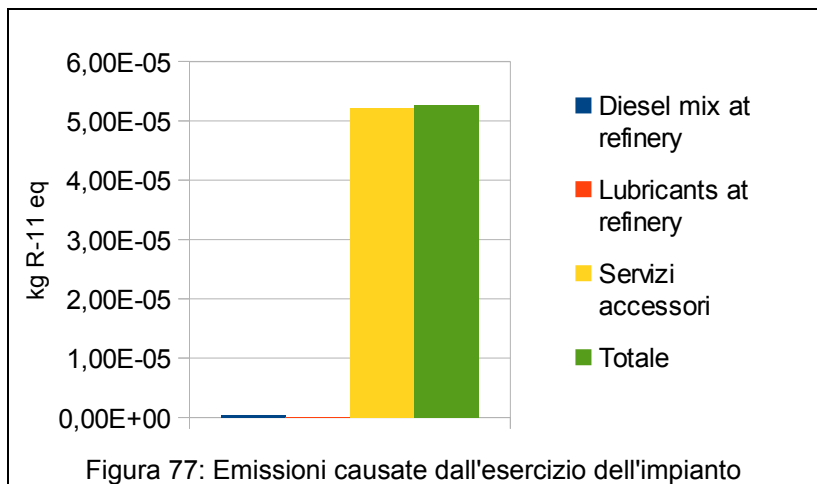
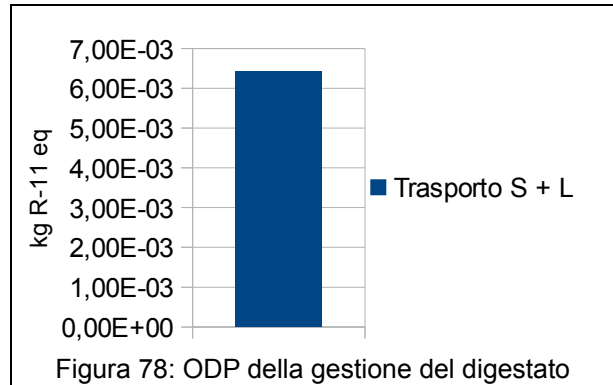


Figura 77: Emissioni causate dall'esercizio dell'impianto

Tra questi impatti non compare il contributo legato alla combustione del gasolio utilizzato per le fasi agricole poiché, a differenza del processo di trasporto delle biomasse in cui è stato utilizzato un processo della banca dati di Ecoinvent, per esse si è ricorso all'impiego della banca dati di PE International che non calcola le emissioni di alogenuri dalla combustione di gasolio.

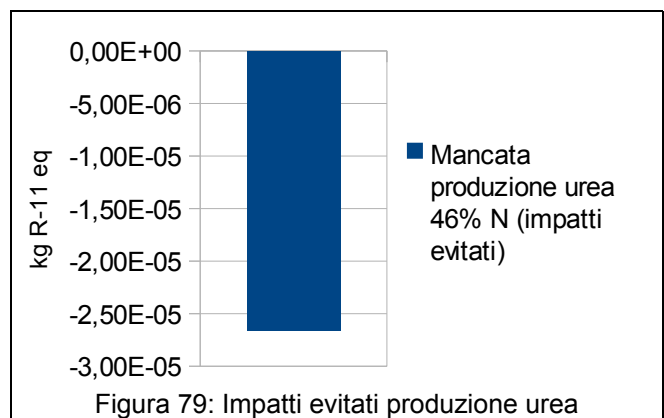
### 7.5.3 Gestione del digestato

Nel caso dell'ODP, gli impatti della gestione del digestato sono determinati solamente dall'utilizzo di gasolio durante la fase di trasporto del digestato dall'impianto ai campi, prima del processo di spandimento (Figura 78).

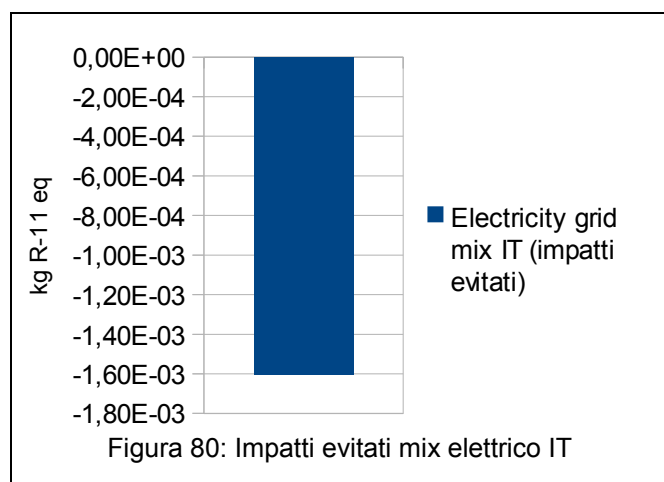


### 7.5.4 Impatti evitati

Nel caso degli impatti evitati dalla mancata produzione ed utilizzo di urea, solo il primo processo contribuisce ad una riduzione delle emissioni poiché l'utilizzo di urea, di per sé, non comporta la creazione e il rilascio in atmosfera di composti che modificano lo strato di ozono. La produzione di urea, invece, comporta una loro modestissima riduzione quantificabile in  $-0,000026$  kg R-11 eq (Figura 79).



Nel caso, invece, degli impatti evitati dalla mancata produzione di energia elettrica da mix italiano, si assiste ad una maggiore riduzione degli impatti rispetto all'impiego del digestato in sostituzione dell'urea di sintesi (Figura 80).



## 7.5.5 ODP complessivo dello scenario CAT

Nel complesso, dunque, si assiste ad un aumento di emissioni che alterano lo spessore dello stato d'ozono (Figura 81) poiché le emissioni prodotte lungo la filiera di CAT sono maggiori rispetto

a quelle che si risparmiano considerando sia gli impatti evitati della mancata produzione di energia elettrica da mix elettrico italiano sia gli impatti evitati conseguenti l'utilizzo di digestato. I processi maggiormente responsabili risultano essere la gestione del digestato, la digestione

anaerobica (tenuto conto anche degli impatti evitati da mix elettrico IT), la polpa suppressata, il liquame e la coltivazione del mais e del triticale (Figura 82).

Gli unici impatti evitati rilevanti sono quelli legati al mix elettrico IT che però non sono sufficienti a controbilanciare le emissioni positive.

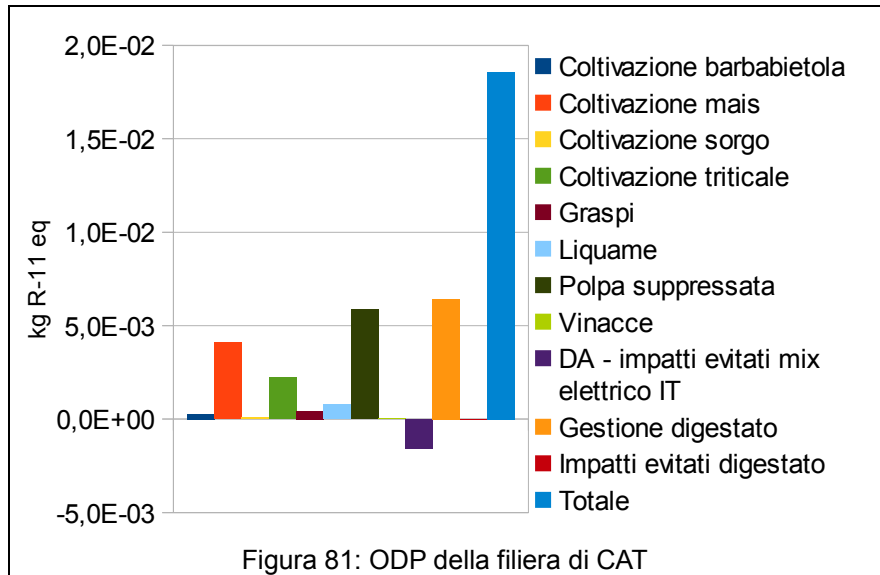


Figura 81: ODP della filiera di CAT

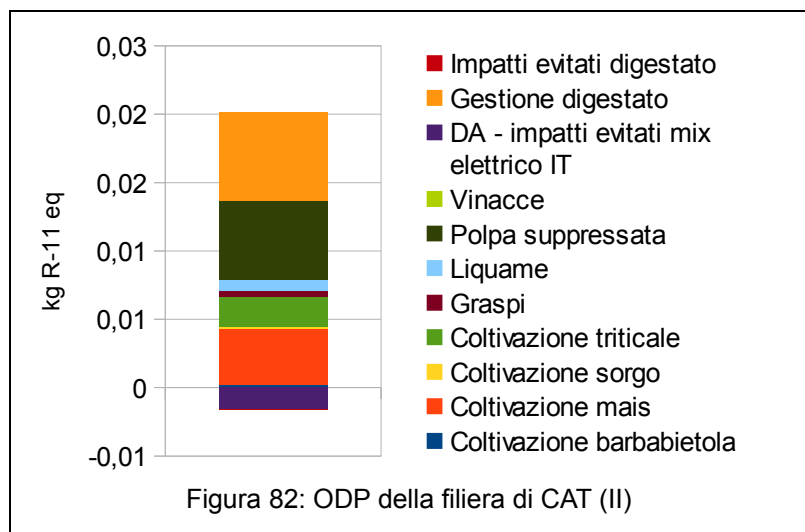


Figura 82: ODP della filiera di CAT (II)

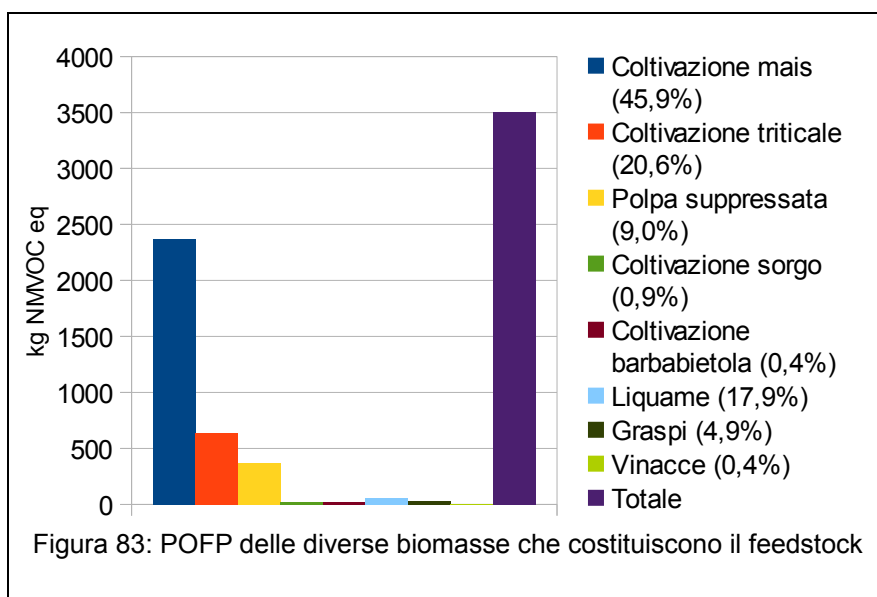
## 7.6 Photochemical oxidant formation potential (POFP)

In quest'ultima categoria d'impatto analizzata, sono considerate le emissioni che riguardano il potenziale di formazione degli ossidanti fotochimici, che causano il cosiddetto *smog fotochimico* che è dannoso per la salute umana ed animale.

### 7.6.1 Feedstock

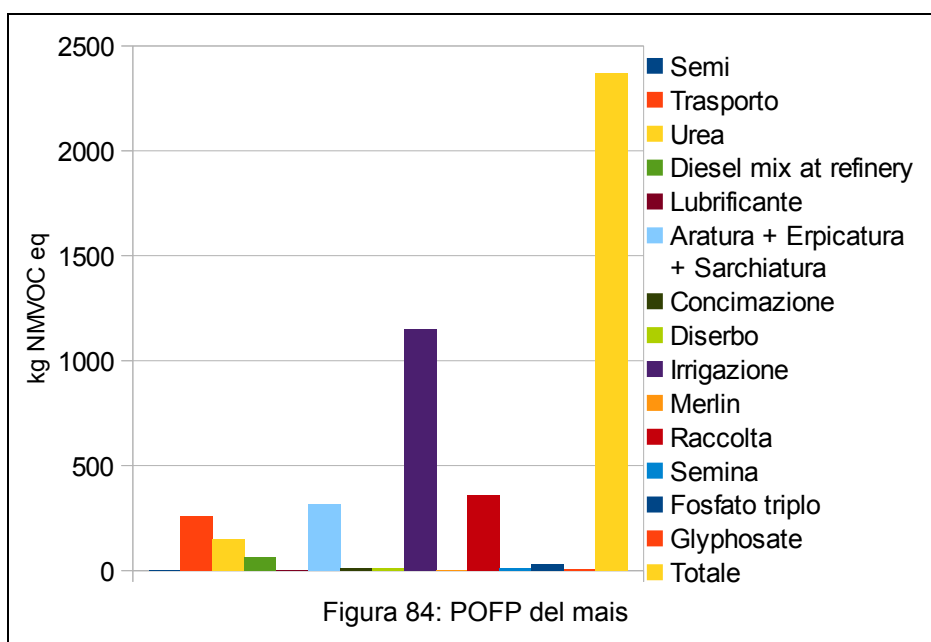
Il rilascio in ambiente di composti in grado di creare smog fotochimico derivano

essenzialmente dalla combustione del gasolio utilizzato per le pratiche agricole. Si assiste così ad un progressivo aumento degli impatti, all'aumentare del contributo della specifica biomassa al feedstock globale (Figura 83). Infatti, maggiore è la



biomassa che arriva all'impianto e maggiore sono stati i consumi di gasolio durante la coltivazione di quelle biomasse.

A titolo di esempio, può essere riportato ciò che accade per la coltivazione del mais (Figura 84), che è



riscontrabile anche in sorgo, barbabietola e triticale. Si assiste ad un aumento degli impatti al crescere del consumo di gasolio utilizzato nelle fasi agricole. Il maggiore impatto si ha

durante l'irrigazione in cui si ha il più elevato consumo di gasolio per tonnellata di prodotto raccolto. I processi riguardanti la produzione di fertilizzanti e pesticidi, invece, influiscono lievemente sui risultati globali. Osservazione importante da fare riguarda l'assenza di impatti derivanti dall'utilizzo dei fertilizzanti chimici. Nel caso della polpa, invece, così come per le biomasse residuali, ciò che determina il maggiore impatto è la fase di trasporto (combustione di gasolio).

## 7.6.2 Esercizio dell'impianto CAT

Le emissioni che si verificano durante la fase di esercizio dell'impianto sono attribuibili alla combustione dei diversi combustibili, gasolio e biogas, nonché alle

emissioni di metano che si verificano durante il processo di digestione anaerobica (Figura 85). L'estrazione del gasolio e la sua raffinazione insieme a quella dell'olio lubrificante incidono minimamente sugli impatti totali. Le emissioni che incidono maggiormente sono quelle di NO<sub>x</sub> e VOC, le quali subiscono delle

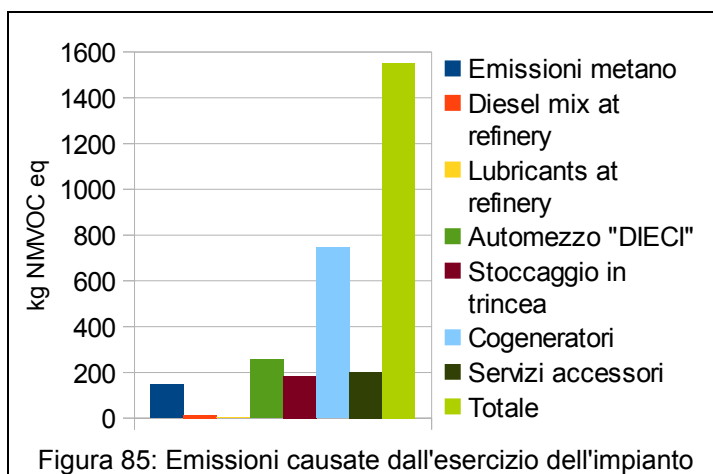


Figura 85: Emissioni causate dall'esercizio dell'impianto

trasformazioni fotochimiche tali da creare O<sub>3</sub> troposferico che è il principale responsabile dello smog fotochimico.

## 7.6.3 Gestione del digestato

Così come avviene nel caso dell'utilizzo di fertilizzanti chimici nella fase di coltivazione delle colture dedicate, anche la fase di spandimento del digestato non influisce affatto nella determinazione degli impatti di questa categoria. Ciò che determina impatti, invece, durante la fase di stoccaggio sono le perdite di metano residuo nel digestato (Figura 86). Come nelle fasi precedenti, grande importanza

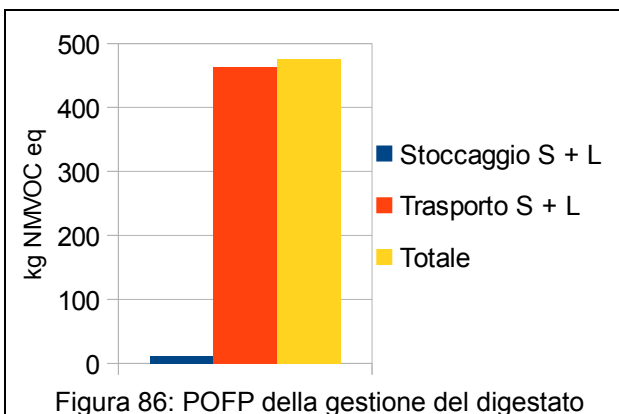
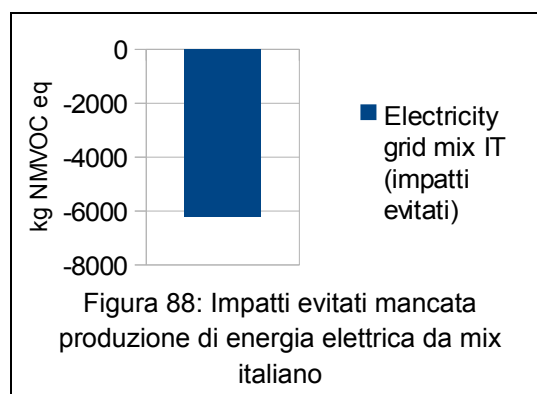
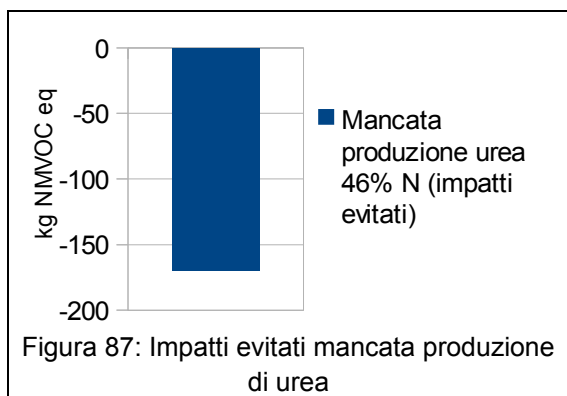


Figura 86: POFP della gestione del digestato

nella determinazione degli impatti è rappresentata dalla fase di trasporto a causa delle elevate emissioni derivanti dalla combustione di gasolio.

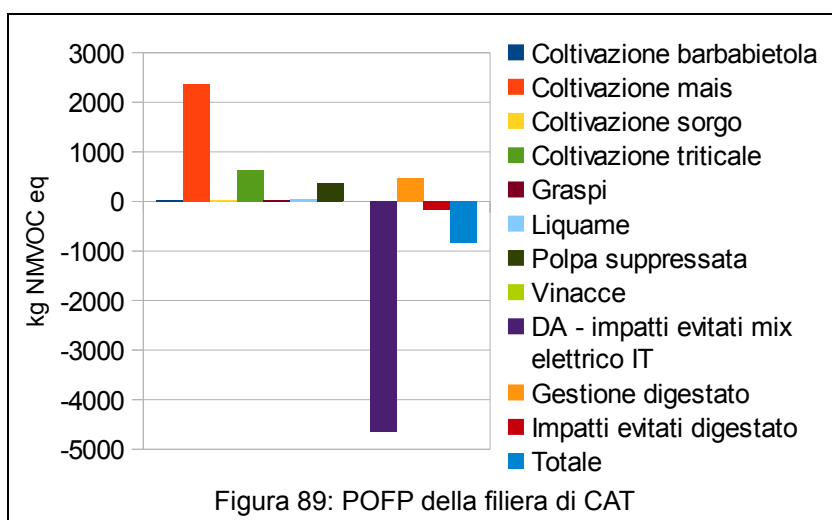
### 7.6.4 Impatti evitati

Alla stregua del discorso fatto nel paragrafo 7.6.3, anche per gli impatti evitati dalla mancata produzione ed uso di urea, l'unico processo che determina degli impatti è la sua produzione che permette di risparmiare circa 170 kg NMVOC eq (Figura 87). La mancata produzione di energia elettrica da mix elettrico italiano, fa sì che vi sia un'ulteriore riduzione di 6 tonnellate di NMVOC eq (Figura 88). Ancora una volta, il motivo di questa elevata riduzione degli impatti è da collegare al fatto che l'attuale mix energetico italiano è legato molto all'utilizzo di idrocarburi.



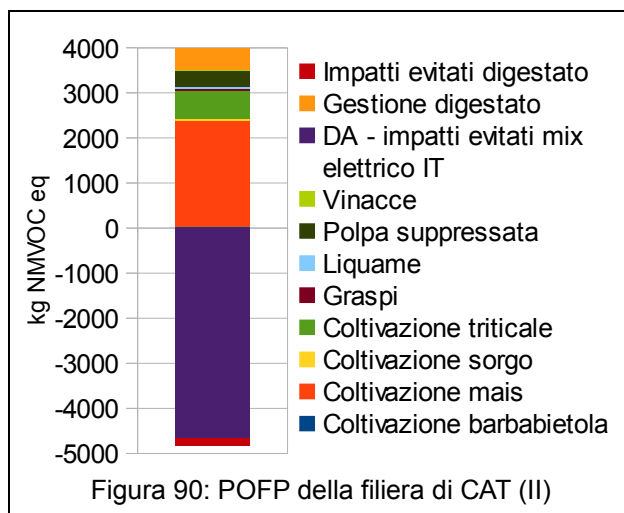
### 7.6.5 POFP complessivo dello scenario CAT

Gli impatti visti finora permettono quindi alla filiera di CAT di essere più sostenibile rispetto alla tradizionale produzione di energia elettrica. Infatti, le emissioni evitate dalla produzione di energia elettrica da mix sono maggiori rispetto a quelle prodotte





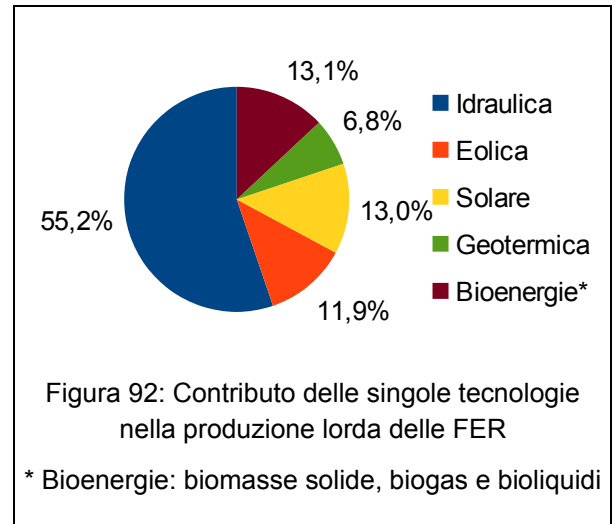
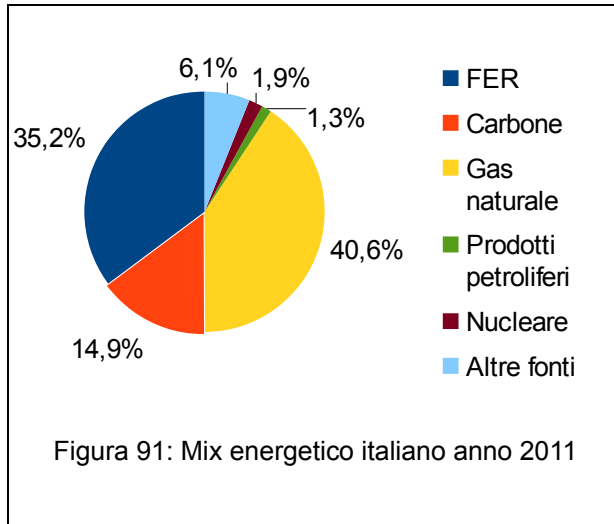
dalla filiera agroenergetica in esame che permette un risparmio di circa 850 kg NMVOC eq. (figure 89 e 90).



## 7.7 Analisi di sensitività

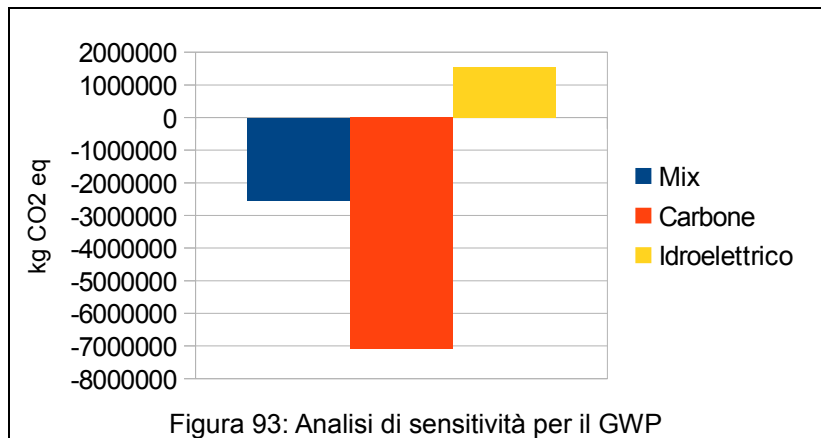
Come si è visto nei paragrafi precedenti, la performance ambientale della filiera di CAT, rispetto al mix elettrico italiano, risulta migliore nei confronti del GWP, ADP e POFP mentre risulta peggiore rispetto all'AP, EP e ODP. In questo paragrafo sono riportati i risultati di un'analisi di sensitività. Questa serve a capire come variano gli impatti già discussi al variare di determinati parametri. Lasciando invariate le fasi di coltivazione, di digestione anaerobica e gestione del digestato, ci si è soffermati sullo studio della variazione degli impatti sulla base della tecnologia di produzione di energia elettrica che si sostituisce con l'immissione in rete di quella prodotta da CAT. Tuttavia, non è possibile conoscere con precisione quali siano le tecnologie che effettivamente subiscono una diminuzione o un aumento della produzione poiché, tali variazioni, seguono delle specifiche leggi di mercato che dipendono, a loro volta, da numerosi fattori come il costo della tecnologia, la sua diffusione, gli incentivi cui sono soggette, ecc. Per questo motivo si è deciso di fare un'analisi di sensitività che tiene in considerazione l'energia elettrica prodotta da idroelettrico e da carbone che sono, storicamente, le prime forme di energia rinnovabile e fossile sfruttate dall'uomo su scala "industriale" e che, attualmente, sono largamente impiegate. Infatti, secondo i più recenti dati disponibili (2011) forniti dal GSE ([www.gse.it](http://www.gse.it) [2]), il mix elettrico nazionale è composto per poco più di 1/3 da fonti energetiche rinnovabili (FER) e per i restanti 2/3 da fonti non rinnovabili. Il solo carbone costituisce il 15% circa sul totale di rinnovabili e non, secondo solo al gas naturale (circa 40%) che, grazie al suo minore contenuto di impurità, risulta essere meno impattante,

dopo la combustione, rispetto al carbone (Figura 91). Le fonti di energia rinnovabile d'altronde si differenziano in numerose tipologie dove vi è una netta dominanza della tecnologia "idraulica" che, nonostante sia la prima forma di energia rinnovabile sfruttata, riveste ancora un contributo importante (> 50% sul totale delle FER) (Figura 92).



### 7.7.1 Global warming potential

La sostituzione della filiera di CAT con differenti tecnologie per la produzione dell'energia elettrica comporta necessariamente un aumento o una diminuzione delle emissioni di GHG (così come nelle altre categorie di impatto analizzate in seguito). Nel caso del GWP si assiste ad un andamento prevedibile delle emissioni (Figura 93). Infatti, il risultato inerente la produzione di energia elettrica da carbone è significativamente più impattante rispetto allo scenario di riferimento (mix elettrico) poiché l'utilizzo di



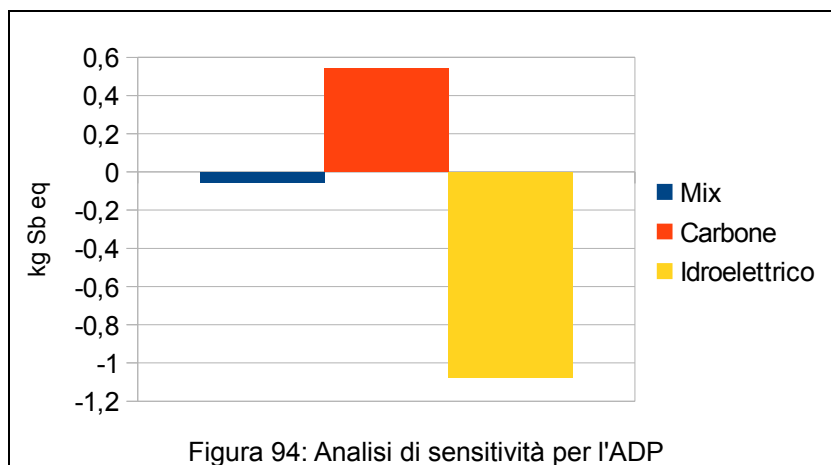
questo combustibile comporta l'emissione di maggiori quantità di gas climalteranti, a parità di energia prodotta (Figura 93) e quindi la sua sostituzione comporta una notevole riduzione degli impatti. Quindi la filiera di CAT risulta molto più "pulita" rispetto al carbone. Al contrario, la sostituzione della filiera di CAT all'idroelettrico comporta un aumento delle emissioni di CO<sub>2</sub> eq. Ciò è dovuto al fatto che la produzione di elettricità da idroelettrico

non comporta emissioni aggiuntive, ad eccezione di quelle legate alla costruzione dell'impianto. La sostituzione, invece, del mix elettrico si pone in posizione intermedia tra le tre tecnologie considerate mostrando, comunque, una riduzione degli impatti globali.

## 7.7.2 Abiotic depletion potential

Al contrario di quanto ci si potrebbe aspettare, il confronto dei tre scenari in questa categoria di impatto segue un andamento particolare (Figura 94). Infatti, se si sostituisce con la filiera di CAT la produzione di energia elettrica da carbone si avrebbe un aumento del consumo di risorse abiotiche non rinnovabili. Ciò è dovuto al fatto che il calcolo dell'impatto tiene conto dell'abbondanza relativa dei minerali nella crosta terrestre e delle

loro riserve (calcolate anche sulla base del costo di estrazione) (Baitz et al., 2013). Secondo questa logica, quindi, l'estrazione di carbone rispetto ad altri minerali e composti (ad esempio l'uranio per la produzione di energia



elettrica da nucleare) intacca in maniera minore le riserve abiotiche proprio perché nel mix energetico sono utilizzate materie prime meno diffuse. In altre parole, data l'elevata abbondanza del carbone e del suo basso costo di estrazione, gli impatti ad esso correlati sono minori rispetto alla filiera di CAT che, evidentemente, utilizza quantità maggiori di sostanze abiotiche meno abbondanti (si pensi ad esempio alla produzione di fertilizzanti impiegati nelle colture). Nel caso in cui, invece, la filiera di CAT sostituisce l'idroelettrico si avrebbe un miglioramento ambientale poiché la costruzione degli impianti idonei per questa tecnologia richiede un consumo di risorse abiotiche maggiore rispetto a quelle richieste per la filiera di CAT. Infine, se CAT sostituisce il mix nazionale si avrebbe una lieve diminuzione degli impatti, quasi pari allo zero.

### 7.7.3 Acidification potential

Confrontando il potenziale di acidificazione dei tre scenari, la filiera di CAT è sempre più impattante rispetto agli scenari di riferimento ed il maggiore impatto lo si avrebbe andando a sostituire la filiera di CAT alla produzione di energia elettrica dal solo idroelettrico. Questo risultato era prevedibile perché, così come per il GWP, questa tecnologia non prevede elevate emissioni acidificanti nelle fasi successive alla costruzione degli impianti. Nel caso del carbone, invece, si assiste ad una minore quantità di emissioni acidificanti perché il carbone, di per sé, ha un elevato potenziale acidificante e quindi la sua sostituzione porterebbe ad

una maggiore diminuzione degli impatti rispetto al mix elettrico e all'idroelettrico (Figura 95). Il risultato degli impatti legati al mix sono legati alle stesse motivazioni spiegate per la Figura 61. In questo caso è rispettato il criterio secondo cui

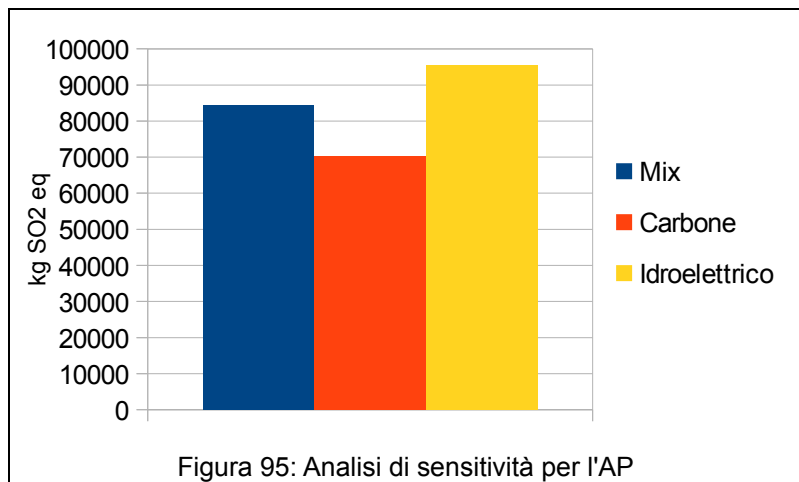


Figura 95: Analisi di sensitività per l'AP

se si sostituisce una tecnologia pulita si verificano maggiori impatti ambientali, viceversa accade se la tecnologia sostituita è di per sé molto impattante.

### 7.7.4 Eutrophication potential

Nel caso del potenziale di eutrofizzazione, si assiste allo stesso andamento

osservato per il potenziale di acidificazione (Figura 96). Infatti, i maggiori impatti si avrebbero andando a sostituire la tecnologia idroelettrica; gli impatti minori invece si avrebbero sostituendo il carbone. Anche nel potenziale di eutrofizzazione è rispettato il criterio secondo il quale se si sostituisce una tecnologia "pulita"

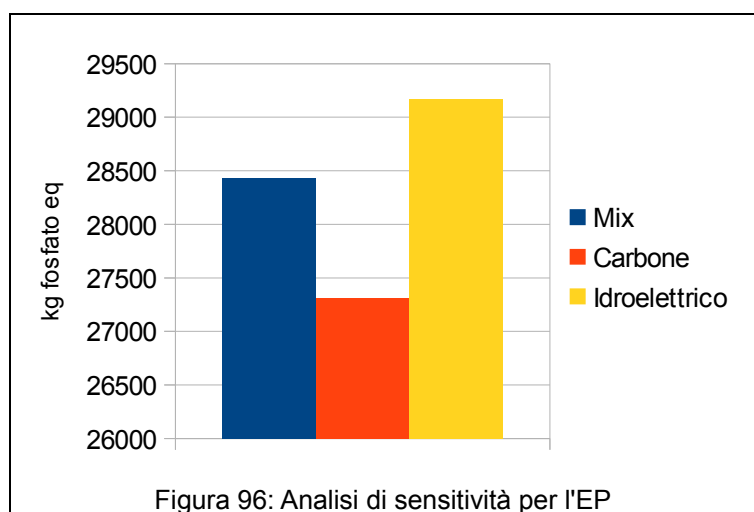
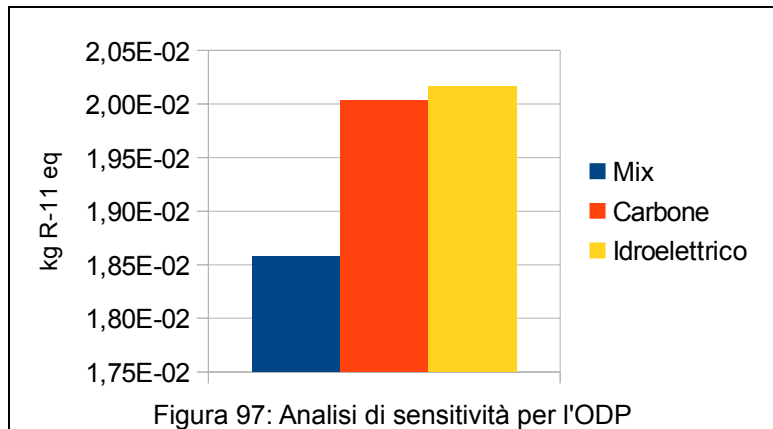


Figura 96: Analisi di sensitività per l'EP

si verificano maggiori impatti ambientali, così come già visto per l'AP e il GWP.

### 7.7.5 Ozone layer depletion potential

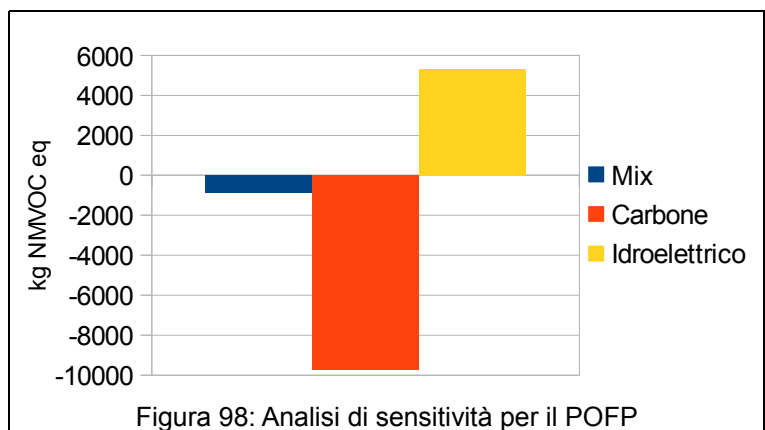
Per questa categoria di impatto, i maggiori impatti si verificano sostituendo l'idroelettrico mentre i minori impatti si hanno con la sostituzione del mix elettrico italiano (Figura 97). La motivazione è da ricercare nel fatto che per l'idroelettrico, come sempre, vale il discorso della sostituzione di una tecnologia pulita; i minori impatti si



avrebbero, invece, sostituendo la filiera di CAT con il mix elettrico poiché, per questo scenario, vi è un'elevata produzione di composti alogenati, diversi tra loro, a causa della grande variabilità di combustibili e materiali utilizzati nel mix. Evidentemente il carbone e l'idroelettrico, pur contribuendo alle emissioni di composti in grado di distruggere l'ozono stratosferico, ne emettono un quantitativo equivalente più basso.

### 7.7.6 Photochemical oxidant formation potential

Analizzando gli impatti legati al potenziale di formazione di ossidanti fotochimici, l'andamento che si osserva è uguale a quanto già visto nel GWP (Figura 98). Sostituendo la filiera di CAT all'idroelettrico si avrebbe un peggioramento dal punto di vista ambientale (a causa sempre dell'elevata sostenibilità dell'idroelettrico). Nel caso in cui si sostituisse mix nazionale e carbone, avremmo un miglioramento della condizione



ambientale (impatti negativi), maggiore nel caso della sostituzione del carbone per via dei notevoli impatti da esso derivanti.

In conclusione dall'analisi di sensitività è possibile affermare che per il GWP, AP, EP e POFP si ha una notevole riduzione degli impatti se la tecnologia che si va a sostituire è il

carbone mentre si raggiunge il massimo degli impatti nel caso della sostituzione dell'idroelettrico. Ciò si verifica poiché carbone ed idroelettrico sono rispettivamente molto e poco inquinanti. La sostituzione del mix, invece, si pone sempre in posizione intermedia rispetto alle altre due tecnologie poiché è costituito in parte anche da esse. ADP e ODP, invece, godono di un differente andamento rispetto alle altre quattro categorie d'impatto esaminate poiché nel caso dell'ADP il carbone risulta essere la scelta più sostenibile grazie alla sua abbondanza relativa nella crosta terrestre; mix e idroelettrico, invece, comportano un maggiore consumo di risorse abiotiche e quindi, la loro sostituzione, implica una riduzione degli impatti ambientali legati alla categoria ADP. Nel caso dell'ODP, invece, i maggiori impatti si hanno con la sostituzione di idroelettrico e carbone che causano bassi impatti ambientali nella categoria d'impatto considerata. Con la sostituzione del mix, invece, si hanno gli impatti minori perché evidentemente il mix è causa di elevate emissioni in atmosfera in grado di attaccare lo strato d'ozono stratosferico.

## 7.8 Normalizzazione

La normalizzazione, fase opzionale dell'analisi del ciclo di vita che segue la fase di *Life cycle impact assessment* (LCIA), è utile per stabilire la magnitudo degli impatti osservati rispetto ad un valore di riferimento. In questo paragrafo sono presentati solamente i risultati della normalizzazione delle cinque categorie d'impatto calcolate con la metodologia CML poiché, a causa della differente metodologia applicata per il calcolo del POFP essa non potrebbe essere confrontata alle altre.

Generalmente, il valore di riferimento rappresenta dati medi riferiti ad un dato periodo temporale e ad una data porzione del territorio (i più utilizzati sono i dati annuali riferiti alla popolazione mondiale o europea). Nel caso oggetto di studio, la normalizzazione per le categorie di impatto del CML 2001 è stata eseguita con i dati riferiti alla popolazione dell'Europa occidentale nel 2010, precisamente gli impatti creati da un europeo occidentale medio (*CML 2001 – Nov. 2010, Western Europe UE*). La normalizzazione permette quindi, attraverso l'ottenimento di risultati espressi mediante numeri adimensionali, di confrontare tra di loro le diverse categorie di impatto.

Le categorie più impattate (positivamente o negativamente) risultano essere l'AP, l'EP e il GWP; ODP e ADP invece, non si dimostrano categorie fortemente impattate (Figura 99). Questo può fornire

un'informazione rilevante qualora si dovesse decidere dove apportare miglioramenti tecnologici al fine di ridurre gli impatti ambientali: dai risultati ottenuti dalla normalizzazione gli interventi dovrebbero essere

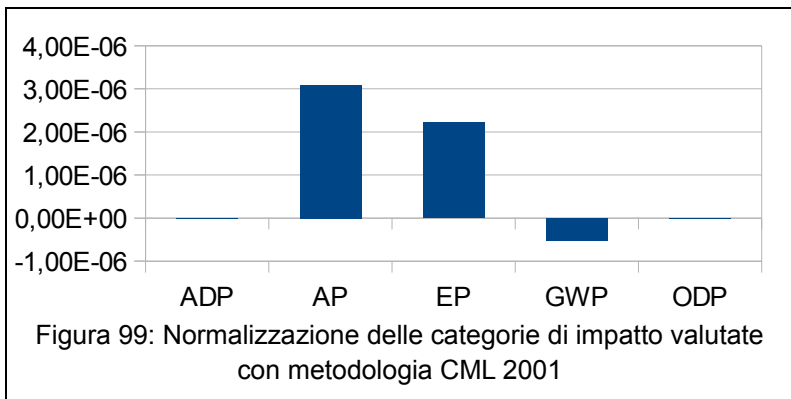


Figura 99: Normalizzazione delle categorie di impatto valutate con metodologia CML 2001

focalizzati a ridurre l'emissione di sostanze eutrofizzanti e acidificanti; il potenziale di riscaldamento globale, invece, subisce una significativa riduzione degli impatti.

## 7.9 Scenari biometano

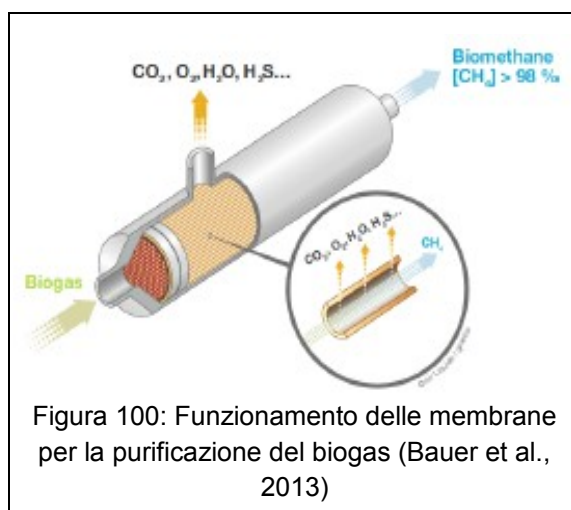
In questo paragrafo sono presentati i risultati dell'analisi degli impatti derivanti dall'eventuale conversione dell'attuale funzione dell'impianto CAT (produzione di energia elettrica e termica da combustione del biogas) a purificazione del biogas in biometano da utilizzare poi per autotrazione. Sono analizzate due tecnologie: "membrane separation" e "amine scrubber". Poiché è stato ipotizzato il solo cambiamento della tecnologia entro i confini dell'impianto di digestione anaerobica, la filiera di produzione delle biomasse e della gestione del digestato considerate sono le stesse. Le variazioni degli impatti risultanti rispetto allo scenario di riferimento (CAT), quindi, derivano dalla variazione dei flussi in input e output conseguenti al differente processo subito dal biogas prodotto dalla digestione anaerobica (conversione in biometano invece che in energia elettrica e termica).

### 7.9.1 Tecnologia a *membrane*

Le membrane sono dei filtri in grado di separare le differenti molecole di un liquido o di un gas mediante una selezione delle molecole costituenti il liquido o il gas che vi scorre attraverso. I loro primi utilizzi risalgono agli inizi degli anni '90 negli Stati Uniti d'America (Pettersson, Wellinger, 2009) e poiché ad oggi possono essere utilizzate in numerosi campi, sono costruite *ad hoc* per le tecnologie che devono supportare. Nel caso della

produzione del biometano, esse risultano essere permeabili ai composti che prendono parte alla composizione del biogas ad eccezione del metano che, invece, non deve permeare le membrane poiché deve essere l'unico prodotto ottenuto (Figura 100). L'efficienza delle membrane non è mai del 100% ma è prossima al 95% e quindi per aumentarla è possibile creare dei sistemi di membrane in serie che aumentano la concentrazione di metano raggiungendo il 98% di purezza (Bauer et al., 2013).

In uscita dal processo di purificazione, il biometano ha una pressione compresa tra 6-20 bar che è la stessa necessaria al processo di upgrading per favorire la permeazione delle molecole di “scarto”. Da questo momento in poi è necessario pressurizzare, o anche depressurizzare, ulteriormente il biometano in base all'utilizzo che se ne deve fare. L'unica fonte energetica utilizzata per alimentare questa tecnologia è quella elettrica.



## 7.9.2 Tecnologia *amine scrubber*

La tecnologia discussa nel presente paragrafo utilizza alcuni composti organici contenenti azoto per la purificazione del biogas: le ammine. Di queste ne esistono diverse tipologie disponibili sul mercato ma le più diffuse per questa tipologia di processo sono le MDEA (methyldiethanolamine) miste a piperazina, le cosiddette aMDEA in soluzione (Bauer et al., 2013). Questi composti sono in grado di assorbire la CO<sub>2</sub> gassosa (ma anche l'H<sub>2</sub>S) del biogas e trasferirla nella fase liquida. In seguito all'assorbimento, dopo vari passaggi, la soluzione amminica contenente la CO<sub>2</sub> arriva ad una colonna di stripping dove l'anidride carbonica dalla fase liquida passa a quella gassosa venendo così eliminata dal gas. Il rilascio di CO<sub>2</sub>, che porta con sé anche una piccola percentuale di metano, è favorito dall'apporto di calore che ne accelera il processo. Il grado di purezza del biometano prodotto è molto più alto della tecnologia a membrane e risulta essere >99%. L'amine scrubber utilizza sia energia termica sia energia elettrica.

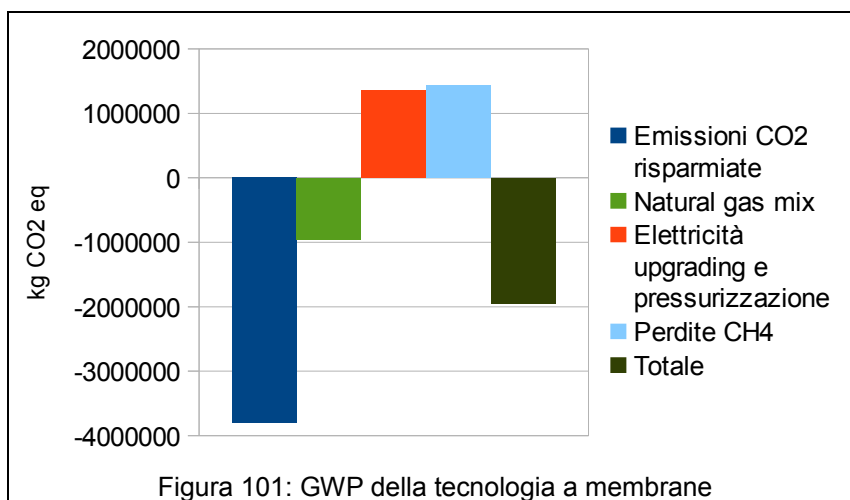


## 7.10 Scenario biometano 1 (separazione con membrane)

In questo paragrafo sono presentati gli impatti ambientali causati dal processo di purificazione del biogas con tecnologia a membrane e quelli evitati dall'utilizzo del biometano in sostituzione del gas naturale fossile. Gli istogrammi rappresentano, con quattro barre di diverso colore, i corrispondenti sotto-processi in cui è possibile suddividere il processo di upgrading con tecnologia a membrane, più una quinta barra che rappresenta gli impatti globali. I colori adottati possono essere così riassunti: il blu rappresenta il processo "Emissioni CO<sub>2</sub> risparmiate" equivalenti al guadagno in termini ambientali che si ottiene utilizzando il biometano in sostituzione del gas naturale fossile; il verde rappresenta le fasi di estrazione, raffinazione e distribuzione del gas naturale fossile (natural gas mix); in arancione sono riportati gli impatti derivanti dal consumo di elettricità per il processo di upgrading e pressurizzazione a 220 bar; in azzurro sono riportati gli impatti derivanti dalle perdite di metano durante la purificazione del biogas; in verde scuro, infine, sono riportati gli impatti globali.

### 7.10.1 Global warming potential

La Figura 101 mostra il potenziale di riscaldamento globale dei quattro sotto-processi in cui è stato suddiviso il processo di purificazione del biogas con tecnologia a membrane, l'ultima barra (in verde scuro) rappresenta il GWP totale. Come è possibile osservare dall'impact score totale, anche questo processo comporta una

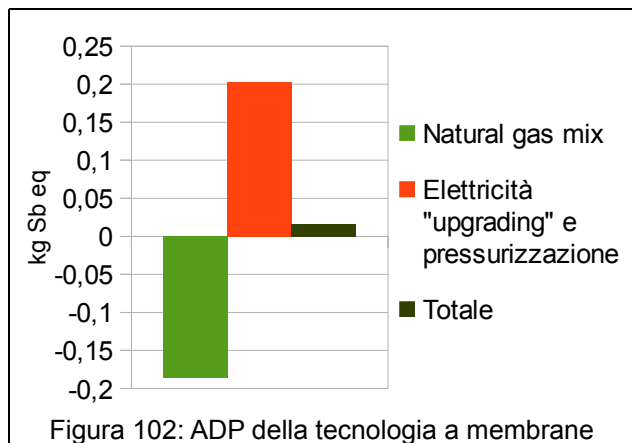


riduzione delle emissioni climalteranti poiché il beneficio ambientale che apporta la produzione di biometano è maggiore degli impatti che si verificano durante il processo di upgrading. I valori con segno negativo si riferiscono ai sotto-processi che comportano impatti evitati: estrazione del gas naturale ("natural gas mix", in verde) e mancate emissioni di anidride carbonica (in blu) che si avrebbero utilizzando il biometano (in tal caso le emissioni di CO<sub>2</sub> sono considerate neutre) in sostituzione di un uguale quantitativo

di gas naturale fossile. I valori, invece, con segno positivo si riferiscono ai consumi elettrici per la purificazione del biogas e la pressurizzazione a 220 bar del biometano (in arancione) e alle perdite di metano (in azzurro) (Figura 101). Infatti, in uscita dal processo di upgrading si ha una produzione di biometano pari al 96% del totale di metano contenuto nel biogas. La differenza rispetto al totale del metano trattato, pari al 4%, è rilasciata in atmosfera con conseguenti elevati impatti sul potenziale di riscaldamento globale. Se fosse presente un sistema in grado di raccogliere e riutilizzare le emissioni di metano allora gli impatti sarebbero notevolmente ridotti.

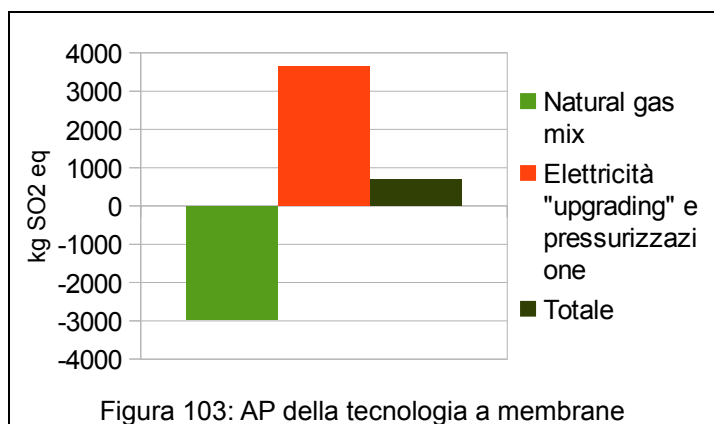
### 7.10.2 Abiotic depletion potential

Il potenziale di depauperamento delle risorse abiotiche è influenzato da due processi: la mancata estrazione di gas naturale e il consumo di energia elettrica. Il contributo di essi è all'incirca equivalente ma di segno opposto. La Figura 102 infatti mostra un totale quasi nullo. Il risultato finale è dunque un modesto aumento del consumo delle risorse abiotiche.



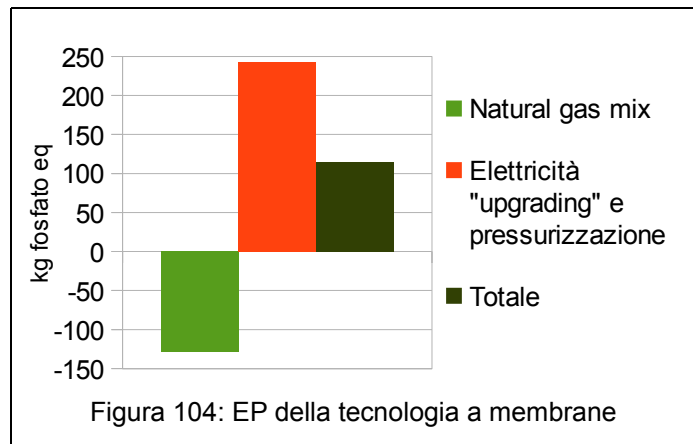
### 7.10.3 Acidification potential

Nel caso del potenziale di acidificazione si assiste ad un suo aumento globale dovuto prevalentemente al processo di acquisto di energia elettrica dalla rete nazionale (che sfrutta tecnologie ad alto potenziale acidificante) (Figura 103). Infatti, gli impatti evitati dalla mancata estrazione e raffinazione del gas naturale non sono sufficienti a neutralizzare gli impatti legati alla produzione di energia elettrica.



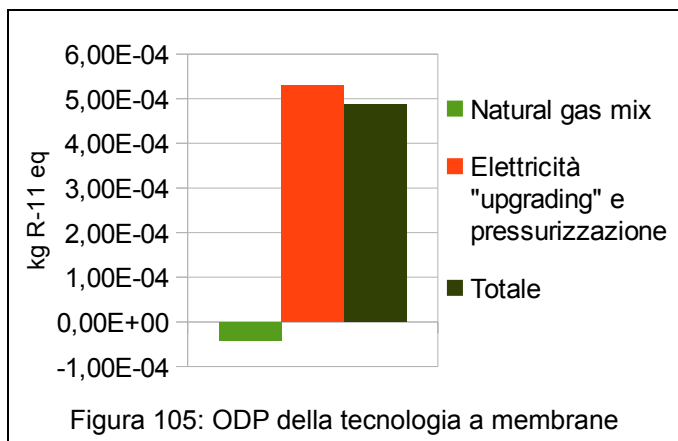
## 7.10.4 Eutrophication potential

Come appena visto per il potenziale di acidificazione, anche il potenziale di eutrofizzazione ha un impatto globale con valore positivo (Figura 104): il processo di produzione di energia elettrica per il soddisfacimento delle richieste energetiche dell'impianto di upgrading causa maggiori impatti rispetto alla mancata estrazione e raffinazione di gas naturale.



## 7.10.5 Ozone layer depletion potential

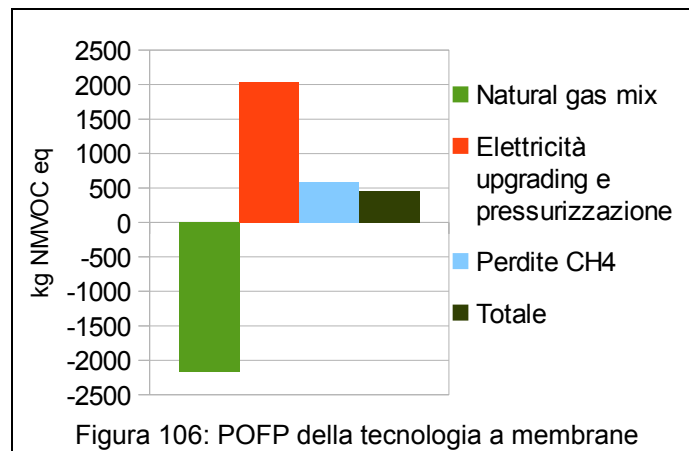
Il processo di upgrading per il potenziale di assottigliamento dello stato d'ozono stratosferico mostra un impatto globale positivo determinato dal consumo di energia elettrica da mix nazionale che rilascia in atmosfera notevoli quantità di R-11 equivalente che non è controbilanciato in maniera rilevante dalle emissioni risparmiate dalla mancata estrazione di gas naturale di origine fossile (Figura 105). Infatti, l'estrazione e raffinazione di gas naturale comprende processi che non impattano in larga misura sullo strato di ozono stratosferico.



## 7.10.6 Photochemical oxidant formation potential

La Figura 106 mostra il POFP della tecnologia a membrane. Come è possibile osservare, il processo di upgrading del biogas risulta lievemente peggiorativo rispetto all'estrazione e purificazione del gas naturale. L'impatto positivo è determinato dai processi di upgrading. È comunque interessante notare che recuperando le emissioni di metano perse durante la fase di upgrading si otterrebbe una riduzione degli impatti che

diverrebbero, seppur lievemente, negativi. Infatti se si azzerassero le perdite di metano (in azzurro) allora gli impatti totali (in verde scuro) diverrebbero negativi.



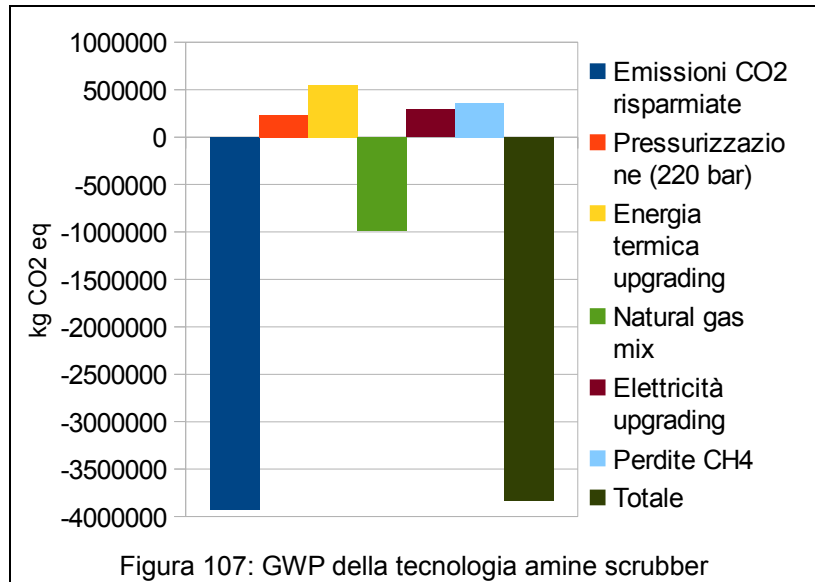
## 7.11 Scenario biometano 2 (separazione con ammine)

Come già stato fatto per lo scenario biometano 1, in questo paragrafo sono mostrati i risultati dell'analisi degli impatti della tecnologia ammine scrubber. I grafici ad istogramma riportano per ogni categoria d'impatto il contributo quantitativo dei sei sotto-processi in cui è stato suddiviso questo processo e il valore totale di impact score. La barra blu denominata "Emissioni di CO<sub>2</sub> risparmiate" comprende il contributo dovuto al vantaggio ambientale apportato dall'utilizzo del biometano rispetto al gas naturale fossile; la barra arancione rappresenta gli impatti dovuti alla pressurizzazione del biometano a 220 bar mediante l'utilizzo di energia elettrica acquistata dalla rete nazionale; in giallo, invece, sono rappresentati gli impatti causati dalla produzione di energia termica necessaria per il processo di upgrading; il verde rappresenta il processo "natural gas mix" che consiste nell'estrazione, raffinazione e distribuzione del gas naturale fossile; in granata sono riportati i consumi elettrici richiesti per il processo di purificazione; in azzurro sono mostrate le emissioni dirette di metano durante la fase di purificazione; infine, l'ultima barra (in verde scuro), rappresenta il valore globale degli impatti.

### 7.11.1 Global warming potential

Come è possibile osservare dall'impact score totale (Figura 107), anche l'impiego di questa tecnologia comporta una riduzione delle emissioni climalteranti e questo significa

che il beneficio ambientale che apporta la produzione di biometano è maggiore degli impatti che si verificano durante il processo di upgrading. Gli impatti evitati, soprattutto quelli legati alla combustione di biometano che causa emissioni di CO<sub>2</sub> neutre (se confrontate con la combustione del gas naturale fossile che invece emette CO<sub>2</sub>

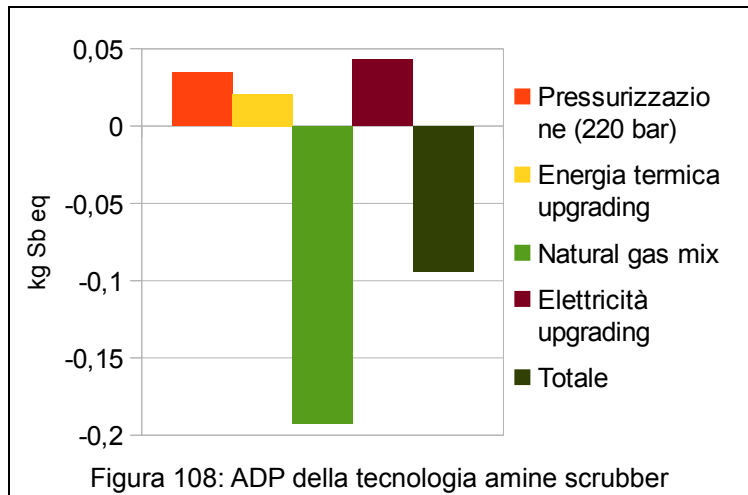


fossile), determinano un totale delle emissioni fortemente negativo (circa -4.000.000 kg CO<sub>2</sub> eq). Confrontando i risultati di GWP della tecnologia in esame e quelli della tecnologia a membrane (Figura 101), si nota una differenza significativa tra i valori totali di GWP, determinata essenzialmente dalle minori perdite di metano in atmosfera durante il processo di upgrading che avvengono nella tecnologia ad ammine. Infatti, nell'amine scrubber solo l'1% del metano viene rilasciato in atmosfera (Bauer et al., 2013) contro il 4% della tecnologia a membrane. Ciò ha due risvolti positivi: il primo è che gli impatti evitati sono calcolati su una quantità di biometano maggiore rispetto allo scenario a membrane. Di conseguenza vi sono maggiori impatti evitati dalla mancata emissione di CO<sub>2</sub> fossile immessa in atmosfera, in seguito alla combustione di gas naturale, e maggiori impatti evitati per la mancata estrazione, raffinazione e distribuzione di una quantità più grande di gas naturale. Il secondo risvolto positivo, invece, è da ricercarsi nell'emissione in atmosfera di un quantitativo di metano pari al 3% in meno rispetto all'altra tecnologia. Tra gli impatti positivi che è possibile riscontrare in Figura 107 si può vedere (barra gialla) che l'impatto maggiore è determinato dal processo di produzione di calore richiesto per la purificazione del biogas (il processo di produzione di calore contiene gli impatti dovuti sia all'estrazione, raffinazione e distribuzione del gas naturale sia gli impatti legati alla sua combustione per la produzione di calore). Gli impatti legati invece alla pressurizzazione (in

arancione) sono dovuti ai consumi elettrici necessari per l'aumento di pressione fino a 220 bar cui è soggetto il biometano prima del suo utilizzo per autotrazione.

### 7.11.2 Abiotic depletion potential

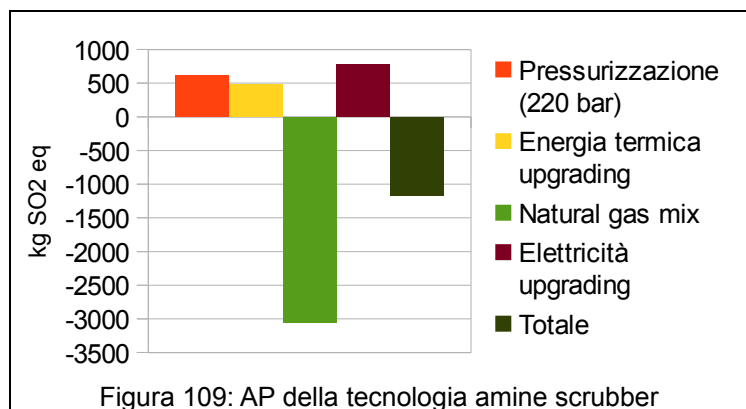
Gli impatti evitati dovuti al processo “natural gas mix” fanno sì che gli impatti globali risultino in un risparmio del consumo di risorse abiotiche (Figura 108). Il risultato è da ricercarsi nel fatto che il consumo di risorse abiotiche legato ai processi di upgrading del biogas è minore rispetto a quello dovuto all'estrazione, raffinazione e distribuzione di un'uguale quantità di prodotto fossile rapportato in kg Sb equivalente. Infatti, il consumo di



risorse fossili legato alla produzione di energia elettrica (in granata) e termica (in giallo) per il processo di purificazione è nettamente inferiore rispetto a quello causato dall'estrazione di gas naturale nonché ai consumi necessari per l'estrazione, la raffinazione e la distribuzione di gas naturale.

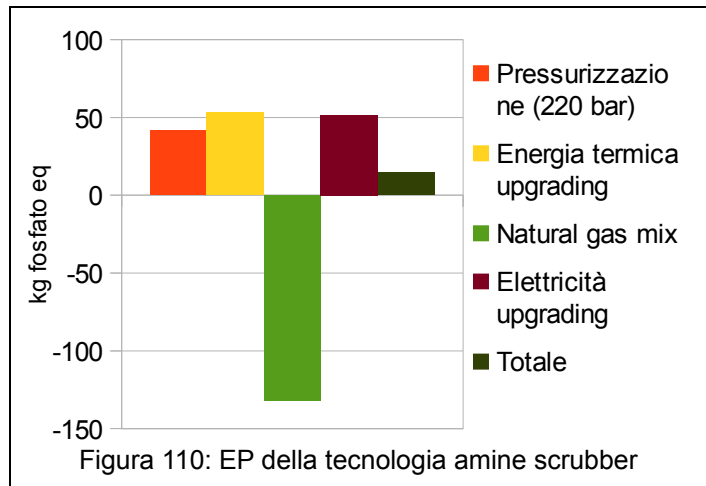
### 7.11.3 Acidification potential

Anche nel caso del potenziale di acidificazione, globalmente risulta un impatto evitato (Figura 109). Il risultato è dovuto sia al basso potenziale impattante dei processi che permettono il compimento della purificazione del biogas sia all'elevato valore negativo legato agli impatti evitati dall'estrazione di gas naturale che rilascerebbero elevate quantità di gas acidificanti.



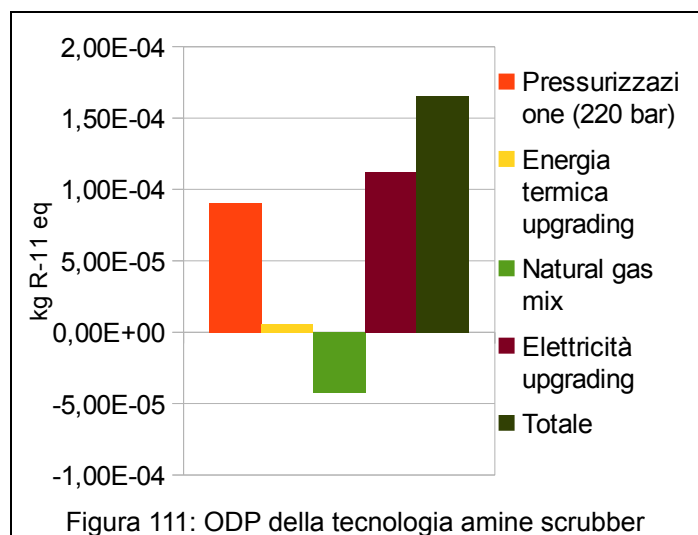
## 7.11.4 Eutrophication potential

Arrivando al potenziale di eutrofizzazione (Figura 110), l'andamento osservato nelle categorie di impatto precedenti si inverte. Infatti, il potenziale di eutrofizzazione risulta positivo (circa 14 kg di fosfato equivalente). Gli impatti che scaturiscono dalla produzione di energia elettrica e termica causano impatti maggiori, rispetto a quelli evitati dal processo "natural gas mix" poiché per la loro produzione si utilizzano in prevalenza combustibili che emettono elevate quantità di  $\text{NO}_x$  che ritornando al suolo o nelle acque determinando un aumento dei nutrienti disponibili per le specie animali e vegetali.



## 7.11.5 Ozone layer depletion potential

Andamento simile a quello osservato per il potenziale di eutrofizzazione si osserva anche per il potenziale di assottigliamento dello strato d'ozono stratosferico (Figura 111). Le emissioni di R-11 equivalenti sono rilevanti nella produzione di energia elettrica da mix nazionale e hanno notevole influenza sugli impatti totali (in arancione e in granata). Al contrario, la produzione di calore (in giallo) ha minima influenza sull'ODP così come il mancato consumo di "natural gas mix". Il risultato è dunque un aumento degli impatti, così come osservabile dalla Figura 111.



## 7.11.6 Photochemical oxidant formation potential

Per quest'ultima categoria di impatto, il risultato globale è determinato soprattutto dagli impatti evitati dal processo

“natural gas mix” che influisce per il 60% circa sugli impatti totali (Figura 112). La motivazione è da ricercare soprattutto nei processi di estrazione e raffinazione del gas naturale che emettono elevate quantità di composti organici volatili. Le perdite di

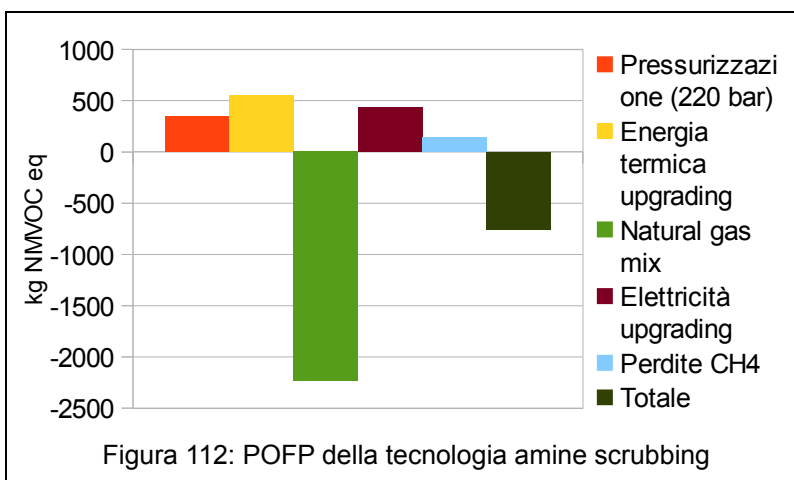


Figura 112: POFP della tecnologia amine scrubbing

metano determinano il minore impatto mentre il consumo elettrico per il processo di upgrading determina il 20% circa degli impatti globali.

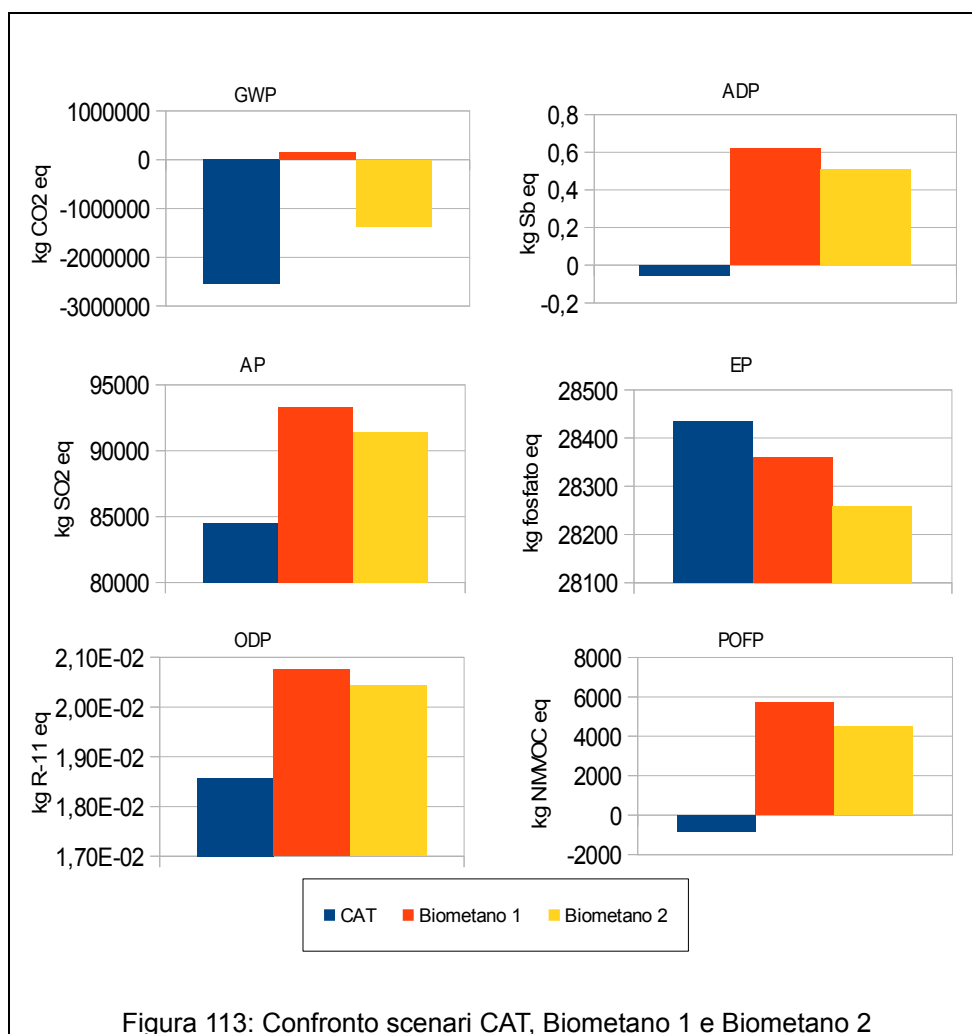
## 7.12 Confronto scenari

Nonostante i tre scenari analizzati non abbiano la stessa funzione (CAT produce energia elettrica e i due scenari “biometano” producono combustibile per autotrazione), avendo allargato opportunamente i confini dei sistemi studiati, è comunque possibile confrontare le loro prestazioni dal punto di vista ambientale. Focalizzando l'attenzione temporaneamente solo sul GWP (Figura 113), è possibile osservare che lo scenario biometano 1 è sempre peggiorativo mentre gli altri due scenari prevedono una riduzione di emissioni di gas serra abbastanza elevato. Naturalmente, rispetto allo scenario CAT, lo scenario biometano 2 ha una riduzione delle emissioni di GHG inferiore sia perché richiede ulteriori consumi energetici per la purificazione del biogas che lo scenario CAT non ha (il biogas in uscita dai digestori è già pronto per essere combusto) sia perché sostituiscono tecnologie totalmente differenti (lo scenario CAT sostituisce il mix elettrico nazionale; lo scenario biometano 2 sostituisce il gas naturale). Per quanto riguarda, invece, l'ADP e il POFP il solo scenario che comporta un miglioramento ambientale è il CAT (anche se modesto) mentre lo scenario biometano 2 è impattante ma comunque di meno rispetto alla tecnologia a membrane (vi sono maggiori impatti evitati a causa della maggiore quantità di biometano prodotto).



Per le altre categorie di impatto analizzate (AP, EP e ODP), invece, i tre scenari considerati determinano impatti abbastanza rilevanti, anche se di entità differenti, causati soprattutto dalle pratiche agricole legate alle coltivazioni, alla gestione del digestato e alle fughe di metano in atmosfera. Le pratiche agricole maggiormente responsabili di tali impatti sono riassumibili nel seguente elenco:

- consumo di gasolio per l'alimentazione dei trattori che si occupano delle diverse fasi agricole;
- utilizzo di fertilizzanti che aumentano il rendimento delle diverse coltivazioni ma che sono anche causa di massicce emissioni, di diversi composti, sia in atmosfera sia in litosfera sia in idrosfera.



## CAPITOLO 8 – CONCLUSIONI

Dallo studio presentato è possibile trarre i principali risultati che sono elencati di seguito e che serviranno a delineare le conclusioni:

- La filiera di CAT per la produzione di energia elettrica tramite produzione di biogas da biomasse risulta avere rilevanti potenziali di acidificazione ed eutrofizzazione ed anche l'impatto sull'ozono stratosferico appare positivo. Vi è invece un beneficio (impatti evitati, cioè negativi) in termini ambientali per i potenziali di riscaldamento globale, di consumo di risorse abiotiche e di creazione di ozono troposferico.
- Dopo aver effettuato la normalizzazione, le categorie maggiormente impattate dalla filiera di CAT (positivamente e negativamente) riguardano i potenziali di acidificazione, eutrofizzazione e riscaldamento globale.
- I maggiori benefici in termini ambientali si avrebbero se CAT sostituisse la sola produzione di elettricità da carbone (ad eccezione del potenziale di consumo delle risorse abiotiche e di alterazione dello strato di ozono stratosferico); la sostituzione del solo idroelettrico, invece, comporterebbe un aumento degli impatti in tutte le categorie considerate, salvo per il potenziale di consumo di risorse abiotiche.
- L'unico scenario a biometano che attualmente potrebbe apportare dei vantaggi in termini ambientali (limitatamente alla sola categoria GWP) è lo scenario biometano 2, ossia quello che utilizza ammine.
- Le prestazioni ambientali dei tre scenari considerati hanno ampi margini di miglioramento ottenibili apportando modifiche alla tipologia di biomasse in ingresso all'impianto, ad esempio l'utilizzo di quelle a filiera corta (con ridotte distanze di trasporto) o l'incremento di scarti agricoli al posto di colture dedicate, e se fossero adottati dei provvedimenti utili alla riduzione delle diverse emissioni in ambiente, ad esempio lo stoccaggio del digestato in vasche coperte.

Detto quanto sopra, sono di seguito illustrate le conclusioni distinte in: *scenario CAT, scenario biometano e confronto degli scenari*.

– **Scenario CAT:**

1. I risultati dimostrano un elevato contributo agli impatti attribuibile alle fasi di coltivazione delle biomasse dedicate. Infatti, considerando solo gli impatti causati dal feedstock, oltre il 90% degli impatti di tutte le categorie investigate è determinato dalle biomasse dedicate. È da evidenziare che le colture dedicate avrebbero comportato impatti ancora maggiori se si fossero considerati anche altri due aspetti importanti che non sono stati inclusi nello studio: la competizione con le colture alimentari (che sono in grado di determinare anche un aumento dei prezzi dei generi alimentari) e il cambio di uso del suolo. Infatti, il passaggio dalle colture alimentari a quelle energetiche, favorite dagli incentivi economici, sono in grado di causare un aumento dei prezzi dei generi alimentari in risposta ad un incremento della domanda di colture energetiche (FAO, 2011), mentre il sovrasfruttamento dei suoli, causato da monocolture energetiche intensive in monosuccessione, può ridurre la fertilità dei suoli (Londo, 2002).
2. Le colture dedicate incidono in modo diverso sugli impatti ambientali. La coltura maggiormente impattante è rappresentata dal mais che incide, in media, per il 70% degli impatti causati dal feedstock, con picchi dell'87% per il potenziale di eutrofizzazione e dell'80% per il potenziale di riscaldamento globale. La causa principale che giustifica i maggiori impatti del mais è da ricercarsi nel fatto che esso necessita sia di elevate quantità di urea, dando così luogo ad elevate emissioni azotate in campo, sia di un elevato consumo di gasolio per il processo di irrigazione e per le altre lavorazioni agricole. Nonostante gli elevati impatti ambientali il mais è preferito alle altre biomasse poiché, avendo un elevato rendimento (nel caso oggetto di studio 65 tonnellate/ha), permette di lavorare una minore porzione di territorio, a parità di raccolto, oppure favorisce un maggiore ingresso di biomassa all'impianto (considerando la superficie agricola limitata, questo permette di avere un maggiore input di biomasse all'impianto). Inoltre, la miscelazione di mais con il triticale e il sorgo permette di avere un'elevata produttività di metano (D'Imporzano et al., 2010).
3. L'impatto delle biomasse residuali, nettamente inferiore rispetto alle biomasse dedicate (in media, circa il 3% sul totale degli impatti totali causati dal feedstock) è causato principalmente dal loro trasporto. La riduzione di tali impatti è auspicabile e

attuabile attraverso l'utilizzo del trasporto in filiera corta, ovvero l'utilizzo di residui vegetali che si trovano a breve distanza dall'impianto.

4. Gli impatti della filiera agricola potrebbero essere notevolmente ridotti modificando le pratiche agricole e optando per procedure più ecosostenibili, per esempio riducendo l'impiego di fertilizzanti. Un uso ottimizzato ed efficiente della fertilizzazione tramite digestato potrebbe diminuire da un lato il fabbisogno di fertilizzanti chimici e dall'altro diminuire le emissioni azotate ad esso associate (ad esempio tramite interrimento del digestato, che ridurrebbe in tal modo le emissioni in atmosfera di ammoniaca e protossido d'azoto). Preferibile sarebbe un parziale abbandono delle colture dedicate che potrebbe essere facilitato da un maggiore incentivo economico per quelle aziende che utilizzano solamente biomasse residuali.
5. La gestione del digestato riveste un ruolo importante nella determinazione degli impatti. Infatti, esso determina il maggiore contributo di impatti del potenziale di acidificazione e di eutrofizzazione, rispettivamente l'80% e il 70%. Gli impatti sono generati sia nella fase di stoccaggio che nella fase di spandimento del digestato. Per ridurre gli impatti della fase di stoccaggio, potrebbe essere molto utile stoccare il digestato solido e liquido in un deposito chiuso con un sistema di convogliamento e abbattimento delle emissioni gassose, soprattutto di ammoniaca e protossido d'azoto, e di separazione di metano (che contribuirebbe ad una diminuzione delle emissioni di GHG). In questo modo si ridurrebbero notevolmente gli impatti dovuti alla sua gestione. Inoltre, lo spandimento del digestato in fertirrigazione può ridurre ulteriormente il rilascio in aria di composti azotati, quali l'ammoniaca e il protossido di azoto (Mantovi, 2012). Infine, sarebbe possibile utilizzare nei digestori degli inibitori della nitrificazione (ad esempio, 3,4 DMPP e nitrapirina) in grado di neutralizzare l'attività dei batteri *Nitrosomonas*, precursori del processo di nitrificazione, al fine di determinare un lento rilascio dell'azoto nel suolo (Mantovi et al., 2006). Ovviamente sarebbe in tal caso necessaria un'analisi degli impatti ambientali relativa alla produzione di tali inibitori, che potrebbero risultare più impattanti rispetto alle emissioni di azoto del digestato che si potrebbero evitare.
6. Un altro aspetto molto importante emerso dallo studio è che i vantaggi ambientali sono strettamente connessi alla fonte energetica sostituita. In particolare, lo scenario migliore risulta essere quello in cui si sostituisce il mix elettrico nazionale

ottenendo un beneficio ambientale, legato ai potenziali di riscaldamento globale, di consumo delle risorse abiotiche e di formazione di ozono troposferico, che è possibile grazie al fatto che la produzione attuale di elettricità in Italia è legata ancora molto all'utilizzo di combustibili fossili. Per questo motivo quindi, la sostenibilità della tecnologia in esame, rispetto alle tre categorie di impatto appena citate, è temporanea. È ipotizzabile che in futuro le fonti energetiche rinnovabili subiranno sviluppi tecnologici che permetteranno loro di essere ancora meno impattanti. Inoltre, la continua riduzione dei costi di investimento degli impianti rinnovabili su piccola scala, favorita dalla continua diffusione, probabilmente permetterà un loro maggiore impiego a scapito quindi delle fonti non rinnovabili che subiranno una riduzione di utilizzo. La conseguenza di tutto ciò sarà quindi un mix energetico più sostenibile di quello attuale che causerà un aumento relativo degli impatti di CAT che potrebbero addirittura diventare positivi per quelle categorie di impatto che ad oggi hanno segno negativo.

– **Scenario biometano:**

1. Per quanto riguarda gli scenari a biometano, essi sono più impattanti rispetto alla filiera di CAT ottimizzata per la produzione di energia elettrica. I loro impatti, però, potrebbero essere drasticamente diminuiti attraverso modifiche all'impianto (cattura e riutilizzo delle emissioni indirette di metano).
2. Tra le 2 tecnologie analizzate, quella a membrane è responsabile di prestazioni ambientali nettamente peggiori rispetto a quella che utilizza le ammine (circa un ordine di grandezza per il potenziale di riscaldamento globale). Ciò è dovuto alla maggiore produzione di biometano, grazie alle minori perdite che si verificano durante la fase di purificazione. Questo porta numerosi vantaggi ambientali: ridotte emissioni di gas climalteranti, ridotte emissioni di precursori dell'ozono troposferico e minore quantitativo di metano fossile estratto.

– **Confronto degli scenari:**

1. Lo scenario CAT risulta quello con le migliori performance ambientali grazie sostanzialmente a due fattori: minore richiesta energetica (l'upgrading richiede un

consumo maggiore di energia elettrica e termica) e minori fughe di metano (questo solo rispetto allo scenario biometano 1).

2. E' pero fondamentale ricordare che i tre sistemi analizzati non forniscono lo stesso prodotto in quanto il primo genera energia elettrica, il secondo e il terzo producono biometano. Il differente prodotto in uscita fa sì che i vantaggi dei due sistemi esaminati (produzione di energia elettrica o biometano) siano differenti e non direttamente comparabili. È necessario considerare, quindi, che la tecnologia di upgrading andrebbe a sostituire l'estrazione di gas naturale fossile per l'autotrazione (ed eventualmente anche per utilizzi domestici) che è difficilmente sostituibile da altre tecnologie; nel caso invece dello scenario CAT, esso produce principalmente energia elettrica che, al contrario dell'upgrading, ha numerose tecnologie rinnovabili che possono sostituirla (ad esempio il fotovoltaico e l'eolico). È però vero che fotovoltaico ed eolico producono energia elettrica in maniera discontinua e soffrono della mancata possibilità di stoccaggio dell'energia superflua prodotta mentre questo problema è superabile nel caso del biogas perché potrebbe essere stoccato in cisterne e bruciato nei periodi di maggiore richiesta di energia elettrica. Inoltre, l'utilizzo del biometano porterebbe alla mitigazione di alcuni problemi ambientali legati all'estrazione di gas naturale, come il fenomeno della subsidenza, particolarmente intenso in Emilia Romagna. Per tali motivi perciò, chi scrive ritiene che l'ipotesi di conversione degli impianti cogenerativi in impianti di upgrading debba essere attentamente valutata.
3. Infine, è da sottolineare che gli impatti indotti dalle tecnologie di produzione del biometano possono essere ridotti attraverso delle migliorie della filiera di produzione delle biomasse dedicate (ad esempio un significativo aumento dell'uso di biomasse residuali), così come per lo scenario CAT, e attraverso delle modifiche impiantistiche. Infatti, ci sarebbe una notevole riduzione degli impatti, soprattutto di quelli legati alle emissioni di GHG e dei precursori dell'ozono troposferico, se i gas di fuga (off-gas, ricchi in metano) venissero convogliati e utilizzati in piccoli cogeneratori per la produzione di energia elettrica e termica, così come discusso con rappresentanti di aziende che si occupano di costruzione di impianti di upgrading del biogas. Si avrebbero così due miglioramenti: il primo che consiste nella mancata emissione di CH<sub>4</sub> in ambiente, con conseguente riduzione del potenziale di riscaldamento globale e del potenziale di produzione di ozono

troposferico; il secondo invece fa sì che parte del fabbisogno di energia elettrica e termica per alimentare sia il processo di digestione anaerobica sia il processo di upgrading di entrambi gli scenari venga soddisfatto internamente. Conseguentemente a tali modifiche, il processo di purificazione ridurrebbe i propri impatti e si avrebbero benefici sia in termini ambientali sia in termini economici. Inoltre, se le fughe di metano nello scenario biometano 1 venissero intercettate e convogliate si avrebbe un bilancio di emissioni di gas climalteranti negativo, il che si tradurrebbe in un vantaggio ambientale non indifferente poiché anche lo scenario in oggetto diverrebbe più competitivo rispetto alla tradizionale estrazione, raffinazione ed utilizzo del gas naturale fossile.

In conclusione, per meglio inquadrare l'effettiva ecosostenibilità degli scenari considerati, chi scrive ritiene opportuno ricordare le motivazioni che hanno spinto i governi ad incentivare il passaggio dai combustibili fossili alle fonti rinnovabili. Come è noto, con la Conferenza di Rio de Janeiro del 1992 furono stabiliti i principi fondamentali per garantire uno sviluppo sostenibile, il cui concetto venne introdotto per la prima volta nel 1987 con il Rapporto Brundtland. Da quel momento in poi sono state emanate numerose normative che si prefiggono due obiettivi: la riduzione dell'effetto serra e la riduzione della dipendenza da combustibili fossili, almeno in campo energetico. Sulla base, quindi, dei risultati su riscaldamento globale e consumo di risorse abiotiche, il presente studio promuove, ad oggi, solamente lo scenario CAT poiché comporta sia una riduzione delle emissioni di gas climalteranti sia una riduzione del consumo di risorse abiotiche rispetto alle tecnologie tradizionalmente utilizzate per la produzione di energia elettrica. Lo scenario biometano 1, invece, risulta impattante su entrambe le tematiche ambientali mentre lo scenario biometano 2 determina un risparmio di emissioni di gas climalteranti ma un consumo di risorse abiotiche. Le performance ambientali degli scenari *biometano* potranno comunque migliorare, per esempio con un efficientamento delle pratiche agricole (anche se è preferibile utilizzare biomasse residuali a scapito di quelle dedicate) e con accorgimenti tecnici e strutturali degli impianti (ad esempio, captazione degli off-gas e abbattimento delle emissioni causate dallo stoccaggio del digestato) che permetteranno di ridurre gli impatti dell'intera filiera di produzione.

Il presente studio, però, non ha tenuto in considerazione solo riscaldamento globale e consumo di risorse ma altri aspetti ambientali che è importante ricordare. Infatti, negli

ultimi decenni ci sono state numerose azioni politiche atte alla difesa dell'ozono stratosferico e alla riduzione delle emissioni con potenziale acidificante, eutrofizzante e di formazione di smog fotochimico. Per queste ultime tre categorie, purtroppo, i tre scenari risultano essere più impattanti (ad eccezione del potenziale di produzione di ozono troposferico per lo scenario CAT) rispetto alle tecnologie tradizionalmente utilizzate per produrre energia elettrica e per fornire metano per utilizzi civili e/o industriali. Così come visto per il potenziale di riscaldamento globale e di consumo di risorse abiotiche, l'unica soluzione per ridurre gli impatti legati alle quattro categorie di impatto in discussione è da ricercarsi in una riduzione e/o abbandono delle biomasse dedicate e una maggiore incentivazione di quelle residuali. Così facendo, si otterrebbe una riduzione degli impatti della filiera di produzione sia dell'energia elettrica sia del biometano, grazie al minore utilizzo di gasolio, fertilizzanti e pesticidi, che renderebbe i sistemi analizzati maggiormente ecosostenibili.



## BIBLIOGRAFIA

Baitz M., Makishi Colodel C., Kupfer T., Florin J., Schuller O., Hassel F., Kokborg M., Köhler A., Thylmann D., Stoffregen A., SchÖll S., Görke J., Rudolf M., 2013. *Gabi database & modelling principles 2013*.

Bauer F., Hulteberg C., Persson T., Tamm D., 2013. *Biogas upgrading – Review of commercial technologies* in “SGC Rapport 2013:270”.

Boulamanti A.K., Donida Maglio S., Giuntoli J., Agostini A., 2013 *Influence of different practices on biogas sustainability* in “Biomass and Bioenergy”. Disponibile all'indirizzo internet: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.biombioe.2013.02.020>>.

Brown S., Kruger C., Subler S., 2008. *Greenhouse gas balance for composting operations* in “Journal of environmental quality”, 37,1396–1410.

Cherubini F., Hammer Strømman A., 2011. *Life cycle assessment of bioenergy systems: State of the art and future challenges* in “Bioresource Technology”, 102, 437-451.

Chevalier C., Meunier F., 2005. *Environmental assessment of biogas co- or tri-generation units by life cycle analysis methodology* in “Applied thermal engineering”, 25, 3025-3041.

COM (2003) 302. COMUNICAZIONE DELLA COMMISSIONE AL CONSIGLIO E AL PARLAMENTO EUROPEO. *Politica integrata dei prodotti. Sviluppare il concetto di “ciclo di vita ambientale”*.

COM (2006) 545. COMUNICAZIONE DELLA COMMISSIONE. *Piano d'azione per l'efficienza energetica: concretizzare le potenzialità*.

COM (2008) 30. COMUNICAZIONE DELLA COMMISSIONE AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSIGLIO, AL COMITATO ECONOMICO E SOCIALE EUROPEO E AL COMITATO DELLE REGIONI. *Due volte 20 per il 2020. L'opportunità del cambiamento climatico per l'Europa.*

COM (2008) 397. COMUNICAZIONE DELLA COMMISSIONE AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSIGLIO, AL COMITATO ECONOMICO E SOCIALE EUROPEO E AL COMITATO DELLE REGIONI sul piano d'azione "Produzione e consumo sostenibili" e "Politica industriale sostenibile".

Corvaglia M. A., Biagi G., 2011. *Impianti a biogas. Documento divulgativo sulle problematiche delle emissioni in atmosfera convogliate e diffuse (odori)*. Disponibile all'indirizzo [internet:  
<http://www.sportelloenergia.info/files/News/2013/documento\\_divulgativo\\_biomasse\\_odori.pdf>](http://www.sportelloenergia.info/files/News/2013/documento_divulgativo_biomasse_odori.pdf) [consultato in settembre 2013].

D'Imporzano G., Schievano A., Tambone F., Adani F., Maggiore T., Negri M., 2010. *Valutazione tecnico-economica delle colture energetiche* in "L'informatore agrario", 32/2010, 17.

De Klein C., Novoa R. S. A., Ogle S., Smith K. A., Rochette P., Wirth T. C., 2006. *N<sub>2</sub>O emissions from managed soils, and CO<sub>2</sub> emissions from lime and urea application*, in Vol. 4, Capitolo 11 di "2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories".

De Meester S., Demeyer J., Velghe F., Peene A., Van Langenhove H., Dewulf J., 2012. *The environmental sustainability of anaerobic digestion as a biomass valorization technology*, in "Bioresource Technology, 121, 396-403.

Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 25 maggio 2012. *Separazione SNAM da ENI.*

Decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28. *Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.* G.U. Serie Generale n. 71 del 28/03/2011 - Suppl. Ordinario n. 81.

Decreto legislativo 11 maggio 1999, n. 152. *Disposizioni sulla tutela delle acque dall'inquinamento e recepimento della direttiva 91/271/CEE concernente il trattamento delle acque reflue urbane e della direttiva 91/676/CEE relativa alla protezione delle acque dall'inquinamento provocato dai nitrati provenienti da fonti agricole.* G.U. n. 124 del 29/05/1999 - Suppl. Ordinario n. 101.

Decreto ministeriale 5 dicembre 2013. *Modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale.* G.U. 295 del 17/12/2013

Decreto ministeriale 15 Marzo 2012. *Definizione e qualificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili e definizione della modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi da parte delle regioni e delle provincie autonome (c.d. Burden Sharing).* G.U. n. 78 del 02/04/2012.

DIRETTIVA 2009/28/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.

DIRETTIVA 2009/29/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 23 aprile 2009 che modifica la direttiva 2003/87/CE al fine di perfezionare ed estendere il sistema comunitario per lo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra.

DIRETTIVA 91/676/CEE del Consiglio, del 12 dicembre 1991, relativa alla protezione delle acque dell'inquinamento provocato dai nitrati provenienti da fonti agricole.

Dong H., Mangino J., McAllister T. A., Hatfield J. L., Johnson D. E., Lassey K. R., Aparecida de Lima M., Romanovskaya A., 2006. *Emissions from livestock and manure management*, in Vol. 4, Capitolo 10 di “2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories”.

ECORUTOUR, 2010. *Turismo rurale eco-compatibile in aree protette per uno sviluppo sostenibile a zero emissione di gas ad effetto serra*, Progetto LIFE08 ENV/IT/000404. Disponibile all'indirizzo internet: <[http://www.ecorutour.eu/wp-content/uploads/2010/12/LEZIONE.LCA\\_.ARPA\\_.LIFE\\_FFalconi\\_II.pdf](http://www.ecorutour.eu/wp-content/uploads/2010/12/LEZIONE.LCA_.ARPA_.LIFE_FFalconi_II.pdf)> [consultato in gennaio 2014].

FAO, 2011. *Recent trends in world food commodity prices: costs and benefits. Past and future trends in world food prices*. Disponibile all'indirizzo internet: <<http://www.fao.org/docrep/014/i2330e/i2330e03.pdf>>.

Gallingani T., *Analisi energetico-ambientale di un impianto a biogas in Emilia Romagna*. Tesi di laurea della Scuola di ingegneria e architettura, Dipartimento di ingegneria industriale, Università di Bologna, A.A. 2012-2013.

Gallingani T., Stefanova M., Zaghi M., Fantin V., Zamagni A., Porta P.L., Morellini A., Culzoni P., Santi G., Chiavetta C., Peretto A., 2014. *Analisi energetico-ambientale di un impianto a biogas in Emilia Romagna – Parte 1*, in rapporto tecnico ENEA, UTVLAMB – P9VF – 021, L, 1-70. Disponibile all'indirizzo internet: <[http://openarchive.enea.it/bitstream/handle/10840/4822/UTVALAMB-P9VF-021\\_rev1.pdf?sequence=5](http://openarchive.enea.it/bitstream/handle/10840/4822/UTVALAMB-P9VF-021_rev1.pdf?sequence=5)> [consultato il 25 febbraio 2014].

Goedkoop M., Heijungs R., Huijbregts M., De Schryver A., Struijs J., Van Zelm R., 2009. *A life cycle impact assessment method which comprises harmonised category indicators at the midpoint and the endpoint level*, in “ReCiPe 2008”, First edition. Report I: Characterisation.

Herrmann A., 2013. *Biogas production from maize: current state, challenges and prospects. 2. Agronomic and environmental aspects* in “Bioenergy research”, 6, 372-387.

IEA, Bioenergy task 37, 2014. *Task 37 Biogas Country Overview (Country Reports)*. Disponibile all'indirizzo internet: <<http://www.iea-biogas.net/country-reports.html?file=files/member-upload/Countryreportssummary2013.pdf>> [consultato in gennaio 2014].

ISO 14040. 2006. *Environmental management – life cycle assessment – principles and framework*.

ISO 14044. 2006. *Environmental management – life cycle assessment – Requirements and guideline*.

Kim J.K., Oh B.R., Chun Y.N., Kim S.W, 2006. *Effects of temperature and hydraulic retention time on anaerobic digestion of food waste*, in “Journal of bioscience and bioengineering”, vol. 102, No. 4, 328–332.

Lansche J., Müller J., 2012. *Life cycle assessment of energy generation of biogas fed combined heat and power plants: environmental impact of different agricultural substrates*, in “Engineering in life sciences” No. 3, 313-320.

Le Truong N., Dodoo A., Gustavsson L., 2014. *Effects of heat and electricity saving measures in district-heated multistory residential buildings*, in “Applied energy”, 118, 57-67.

Londo H. M., 2002. *Energy farming in multiple land use. An opportunity for energy crop introduction in the Netherlands*. Disponibile all'indirizzo internet: <<http://dspace.library.uu.nl/bitstream/handle/1874/754/full.pdf?sequence=1>>.

Mantovi P., 2012. *Come spandere il digestato rispettando la direttiva nitrati*, in “L'informatore agrario”, 9, 25.

Mantovi P., Soldano M., Moscatelli G., Tabaglio V., 2006. *Effetti degli inibitori sull'azoto dei liquami*, in "L'informatore agrario", 25, 27-31.

Nemecek T., Kägi T., 2007. *Life cycle inventories of agricultural production systems. Data v2.0 (2007)*, in "Ecoinvent report No.15", 33-35.

Oude Elferink S. J. W. H., Driehuis F., Gottschal J. C., Spoelstra S. F., S.d. *Silage fermentation processes and their manipulation*. Disponibile all'indirizzo internet: <<http://www.fao.org/WAICENT/FAOINFO/AGRICULT/AGP/AGPC/gp/SILAGE/HTML/Paper2.htm>> [consultato in gennaio 2014].

Petersson A., Wellinger A., 2009. *Biogas upgrading technologies – developments and innovations*. IEA Bioenergy Task 37.

Piccinini S., 2013. *Situazione-trend di crescita del biogas in Italia e prospettive per il biometano*. Centro Ricerche Produzioni Animali – CRPA S.p.A. Disponibile all'indirizzo internet: <[http://www.crupa.it/media/documents/crupa\\_www/Convegni/20130314\\_BiogasBiometano\\_RA/Piccinini\\_RA\\_14-3-2013.pdf](http://www.crupa.it/media/documents/crupa_www/Convegni/20130314_BiogasBiometano_RA/Piccinini_RA_14-3-2013.pdf)> [consultato in novembre 2013].

Rossi L., Mantovi P., 2012. *Digestato. Un utile sottoprodotto del biogas*. Centro Ricerche Produzioni Animali – CRPA S.p.A.. Disponibile all'indirizzo internet: <[http://www.crupa.it/media/documents/crupa\\_www/Pubblicazi/conoscer&competere/\\_conoscerecompetere\\_n4.pdf](http://www.crupa.it/media/documents/crupa_www/Pubblicazi/conoscer&competere/_conoscerecompetere_n4.pdf)> [consultato il 11/11/2013].

Solomon S., Qin D., Manning M., Chen Z., Marquis M., Averyt K. B., Tignor M., Miller H. L., 2007. *Climate change 2007: The physical science basis*, Capitolo 2, tabella 2.14 in "IPCC fourth assessment report (AR4)".

## SITOGRAFIA

www.agrovit.com *Preparazione degli insilati*. Disponibile all'indirizzo internet <<http://www.agrovit.com/preparazione-degli-insilati>> [consultato in settembre 2013].

www.biogaspartner.de *Project map*. Disponibile all'indirizzo internet: <<http://www.biogaspartner.de/en/project-map.html>> [consultato il 22 gennaio 2014].

www.epa.gov [1] *Global Greenhouse Gas Emissions Data*. Disponibile all'indirizzo internet: <<http://epa.gov/climatechange/ghgemissions/global.html>> [consultato in dicembre 2013].

www.epa.gov [2] *Overview of greenhouse gases. Emissions of fluorinated gases*. Disponibile all'indirizzo internet: <<http://epa.gov/climatechange/ghgemissions/gases/fgases.html>> [consultato in febbraio 2014].

www.gse.it [1] *Burden sharing*. Disponibile all'indirizzo internet: <<http://approfondimenti.gse.it/approfondimenti/Simeri/BurdenSharing/Pagine/default.aspx>> [consultato in dicembre 2013].

www.gse.it [2] *Mix energetici e offerte verdi*. Disponibile all'indirizzo internet: <<http://www.gse.it/it/gas%20e%20servizi%20energetici/mix%20energetici%20e%20offerte%20verdi/Pages/default.aspx>> [consultato il 21 novembre 2013].

www.gse.it [3] *Quota nazionale – Settore elettricità*. Disponibile all'indirizzo internet: <<http://www.gse.it/it/Statistiche/Simeri/Monitoraggio/Pagine/C2.aspx>> [consultato il 21 novembre 2013].

www.gse.it [4] *Quota nazionale*. Disponibile all'indirizzo internet: <<http://www.gse.it/it/Statistiche/Simeri/Monitoraggio/Pagine/C1.aspx>> [consultato in novembre 2013].

www.isprambiente.gov.it *Standard ISO 14000*. Disponibile all'indirizzo internet: <<http://www.isprambiente.gov.it/it/temi/mercato-verde/standards-iso-14000>> [consultato in settembre 2013].

www.mondolatte.it [1] *ABC dell'insilamento*. Disponibile all'indirizzo internet: <<http://www.mondolatte.it/index.php/foraggi/86-abc-dellinsilamento>> [consultato in agosto 2013].

www.mondolatte.it [2] *Definizione insilamento*. Disponibile all'indirizzo internet: <<http://www.mondolatte.it/index.php/il-babcock-institute/71-introduzione-allinsilamento>> [consultato in agosto 2013].

www.mt-energie.com [1] *Immagine impianto tipico*. Disponibile all'indirizzo internet: <<http://www.mt-energie.com/it/biogas.html>> [consultato in settembre 2013].

www.mt-energie.com [2] *Profilo vasca di digestione*. Disponibile all'indirizzo internet: <<http://www.mt-energie.com/it/biogas/componentistica-mt/tecnologia-di-miscelazione-mt.html>> [consultato il 12/09/2013].

www.nist.gov *Rappresentazione dello schema del Life Cycle Thinking*. Disponibile all'indirizzo internet: <<http://www.nist.gov/el/msid/lifecycle/lifecycle.cfm>> [consultato in dicembre 2013].



## Allegato 1

Equazioni per il calcolo delle emissioni da uso di fertilizzanti chimici nelle colture dedicate

- Emissioni dirette  $N_2O = [(F_{SN} + F_{ON}) * EF_1] * FC$

dove  $F_{SN}$  è l'apporto di azoto nel fertilizzante chimico (kg),  $F_{ON}$  è l'apporto di azoto nel fertilizzante organico (kg),  $EF_1$  è il fattore di emissione (0,01) e FC è il fattore di conversione (44/28).

- Emissioni indirette  $N_2O = [(F_{SN} * FRAC_{GASF}) * EF_4] * FC$

dove  $FRAC_{GASF}$  sono le emissioni gassose (0,1) e  $EF_4$  è il fattore di emissione (0,01).

- Emissioni indirette  $N_2O = [(F_{SN} * FRAC_{LEACH}) * EF_5] * FC$

dove  $FRAC_{LEACH}$  sono le emissioni dovute alla lisciviazione (0,3) ed  $EF_5$  è il fattore di emissione (0,0075).

- Emissioni dirette  $CO_2$  da uso di urea:  $(M * EF) * FC$

dove M è la massa di urea (kg), EF è il fattore di emissione (0,2) ed FC è il fattore di conversione (44/12).

- Emissioni dirette  $NH_3 = (F_{SN} * FRAC_{GASF}) * FC$

dove  $FRAC_{GASF}$  è uguale a 0,1 e FC è uguale a 17/14.

- Emissioni dirette  $NO_3^- = (F_{SN} * FRAC_{LEACH}) * FC$

dove  $FRAC_{LEACH}$  è uguale a 0,3 e FC è uguale a 62/14.

- Emissioni P in acque sotterranee =  $P_{gwl} * F_{gw}$

dove  $P_{gwl}$  è il P lisciviato nelle acque sotterranee [0,07 kg/(ha\*anno)] e  $F_{gw}$  è uguale a  $1 + (0,2/80) * P_2O_5_{sl}$  (anidride fosforica utilizzata).

- Emissioni P in acque superficiali =  $P_{rol} * F_{ro}$

dove  $P_{rol}$  è il P lisciviato [0,175 kg P/(ha\*anno)] e  $F_{ro}$  è un fattore di correzione [ $1 + (0,2/80) * P_2O_5$  presente nel fertilizzante].

## Allegato 2

Equazioni per il calcolo delle emissioni da stoccaggio e spandimento del liquame utilizzate per il calcolo delle emissioni da digestato

- Emissioni dirette  $N_2O = [(F_{SN} + F_{ON}) * EF_3] * FC$

dove  $F_{SN}$  è l'apporto di azoto del fertilizzante chimico (kg),  $F_{ON}$  è l'apporto di azoto del fertilizzante organico (kg),  $EF_3$  è il fattore di emissione (0,005) e FC è il fattore di conversione (44/28).

- Emissioni indirette  $N_2O = [(F_{ON} * FRAC_{GASF}) * EF_4] * FC$

dove  $FRAC_{GASF}$  sono le emissioni gassose (0,2),  $EF_4$  è il fattore di emissione (0,01) e FC è il fattore di conversione (44/28).

- Emissioni indirette  $N_2O = [(F_{ON} * FRAC_{LEACH}) * EF_5] * FC$

dove  $FRAC_{LEACH}$  sono le emissioni da lisciviazione (0,3),  $EF_5$  è il fattore di emissione (0,0075) e FC è il fattore di conversione (44/28).

- Emissioni dirette  $NH_3 = (F_{ON} * FRAC_{GASF}) * FC$

dove  $FRAC_{GASF}$  sono le emissioni gassose (0,2) e FC è il fattore di conversione (17/14).

- Emissioni dirette  $NO_3^- = (F_{ON} * FRAC_{LEACH}) * FC$

dove  $FRAC_{LEACH}$  sono le emissioni da lisciviazione (0,3) e FC è il fattore di conversione (62/14).

- Emissioni P in acque profonde =  $P_{gwl} * F_{gw}$

dove  $P_{gwl}$  è il P lisciviato nelle acque sotterranee [0,07 kg/(ha\*anno)] e  $F_{gw}$  è uguale a  $1 + (0,2/80) * P_2O_5$  (anidride fosforica utilizzata).

- Emissioni P in acque superficiali =  $P_{rol} * F_{ro}$

dove  $P_{rol}$  è il P lisciviato [0,175 kg P/(ha\*anno)] e  $F_{ro}$  è un fattore di correzione [ $1 + (0,7/80) * P_2O_5$  presente nel fertilizzante].

## Allegato 3

### Impatti globali dello scenario di riferimento e dell'analisi di sensitività

Tabella 22: Impatti globali, suddivisi in macroprocessi, derivanti dalla sostituzione del mix elettrico IT

	Coltivazione barbabietola	Coltivazione mais	Coltivazione sorgo	Coltivazione triticale	Graspi	Liquame	Polpa suppressata	Vinacce	DA - impatti evitati mix elettrico IT	Gestione digestato	Impatti evitati digestato	Totale
ADP [kg Sb-Equiv.]	1,0E-002	2,1E-001	3,4E-003	6,0E-002	1,1E-002	2,0E-002	1,4E-001	9,3E-004	-6,0E-001	1,6E-001	-8,0E-002	-5,8E-002
AP [kg SO2-Equiv.]	4,6E+001	1,0E+004	1,8E+002	1,1E+003	2,0E+001	3,6E+001	3,9E+002	1,7E+000	-6,7E+003	9,0E+004	-1,1E+004	8,5E+004
EP [kg Phosphate-Equiv.]	3,8E+001	8,8E+003	1,6E+002	8,6E+002	6,7E+000	1,2E+001	2,3E+002	5,8E-001	3,4E+002	2,8E+004	-9,6E+003	2,8E+004
GWP 100 [kg CO2-Equiv.]	4,9E+003	6,7E+005	1,1E+004	7,6E+004	3,6E+003	6,6E+003	5,9E+004	3,1E+002	-3,6E+006	8,1E+005	-5,8E+005	-2,5E+006
ODP [kg R11-Equiv.]	2,7E-004	4,1E-003	8,4E-005	2,2E-003	4,3E-004	7,8E-004	5,8E-003	3,7E-005	-1,6E-003	6,4E-003	-2,7E-005	1,9E-002

Tabella 23: Impatti globali, suddivisi in macroprocessi, derivanti dalla sostituzione del carbone IT

	Coltivazione barbabietola	Coltivazione mais	Coltivazione sorgo	Coltivazione triticale	Graspi	Liquame	Polpa suppressata	Vinacce	DA - impatti evitati carbone IT	Gestione digestato	Impatti evitati digestato	Totale
ADP [kg Sb-Equiv.]	1,0E-002	2,1E-001	3,4E-003	6,0E-002	1,1E-002	2,0E-002	1,4E-001	9,3E-004	3,2E-003	1,6E-001	-8,0E-002	5,4E-001
AP [kg SO2-Equiv.]	4,6E+001	1,0E+004	1,8E+002	1,1E+003	2,0E+001	3,6E+001	3,9E+002	1,7E+000	-2,1E+004	9,0E+004	-1,1E+004	7,0E+004
EP [kg Phosphate-Equiv.]	3,8E+001	8,8E+003	1,6E+002	8,6E+002	6,7E+000	1,2E+001	2,3E+002	5,8E-001	-7,8E+002	2,8E+004	-9,6E+003	2,7E+004
GWP 100 [kg CO2-Equiv.]	4,9E+003	6,7E+005	1,1E+004	7,6E+004	3,6E+003	6,6E+003	5,9E+004	3,1E+002	-8,2E+006	8,1E+005	-5,8E+005	-7,1E+006
ODP [kg R11-Equiv.]	2,7E-004	4,1E-003	8,4E-005	2,2E-003	4,3E-004	7,8E-004	5,8E-003	3,7E-005	-9,7E-005	6,4E-003	-2,7E-005	2,0E-002
POFP [kg NMVOC]	1,9E+001	2,4E+003	2,6E+001	6,4E+002	3,1E+001	5,6E+001	3,7E+002	2,7E+000	-1,4E+004	4,8E+002	-1,7E+002	-9,7E+003

Tabella 24: Impatti globali, suddivisi in macroprocessi, derivanti dalla sostituzione dell'idroelettrico IT

	Coltivazione barbabietola	Coltivazione mais	Coltivazione sorgo	Coltivazione triticale	Graspi	Liquame	Polpa suppressata	Vinacce	DA - impatti evitati idroelettrico IT	Gestione digestato	Impatti evitati digestato	Totale
ADP [kg Sb-Equiv.]	1,0E-002	2,1E-001	3,4E-003	6,0E-002	1,1E-002	2,0E-002	1,4E-001	9,3E-004	-1,6E+000	1,6E-001	-8,0E-002	-1,1E+000
AP [kg SO2-Equiv.]	4,6E+001	1,0E+004	1,8E+002	1,1E+003	2,0E+001	3,6E+001	3,9E+002	1,7E+000	4,3E+003	9,0E+004	-1,1E+004	9,6E+004
EP [kg Phosphate- Equiv.]	3,8E+001	8,8E+003	1,6E+002	8,6E+002	6,7E+000	1,2E+001	2,3E+002	5,8E-001	1,1E+003	2,8E+004	-9,6E+003	2,9E+004
GWP 100 [kg CO2- Equiv.]	4,9E+003	6,7E+005	1,1E+004	7,6E+004	3,6E+003	6,6E+003	5,9E+004	3,1E+002	4,8E+005	8,1E+005	-5,8E+005	1,5E+006
ODP [kg R11-Equiv.]	2,7E-004	4,1E-003	8,4E-005	2,2E-003	4,3E-004	7,8E-004	5,8E-003	3,7E-005	3,4E-005	6,4E-003	-2,7E-005	2,0E-002
POFP [kg NMVOC]	1,9E+001	2,4E+003	2,6E+001	6,4E+002	3,1E+001	5,6E+001	3,7E+002	2,7E+000	1,5E+003	4,8E+002	-1,7E+002	5,3E+003

## Allegato 4

### *Impatti globali risultanti dalla normalizzazione*

Tabella 25: Impatti globali normalizzati, suddivisi in macroprocessi, derivanti dalla sostituzione del mix elettrico IT

	Coltivazione barbabietola	Coltivazione mais	Coltivazione sorgo	Coltivazione triticale	Graspi	Liquame	Polpa suppressata	Vinacce	Digestione anaerobica CAT - impatti evitati mix elettrico IT	Gestione digestato	Impatti evitati digestato	Totale
ADP	1,2E-010	2,5E-009	4,2E-011	7,3E-010	1,3E-010	2,4E-010	1,8E-009	1,1E-011	-7,2E-009	2,0E-009	-9,7E-010	-7,0E-010
AP	1,7E-009	3,8E-007	6,5E-009	3,8E-008	7,3E-010	1,3E-009	1,4E-008	6,3E-011	-2,4E-007	3,3E-006	-3,8E-007	3,1E-006
EP	3,0E-009	6,9E-007	1,2E-008	6,7E-008	5,3E-010	9,6E-010	1,8E-008	4,6E-011	2,7E-008	2,2E-006	-7,5E-007	2,2E-006
GWP 100	1,0E-009	1,4E-007	2,2E-009	1,6E-008	7,4E-010	1,4E-009	1,2E-008	6,4E-011	-7,4E-007	1,6E-007	-1,2E-007	-5,2E-007
ODP	3,1E-012	4,7E-011	9,7E-013	2,5E-011	4,9E-012	9,0E-012	6,7E-011	4,3E-013	-1,8E-011	7,4E-011	-3,1E-013	2,1E-010
POFP	3,6E-001	4,5E+001	4,9E-001	1,2E+001	5,8E-001	1,1E+000	7,0E+000	5,0E-002	-8,8E+001	8,7E+000	-3,2E+000	-1,6E+001

## Allegato 5

### Impatti globali degli scenari biometano

Tabella 26: Impatti globali, suddivisi in macroprocessi, derivanti dallo scenario biometano 1

	Coltivazione barbabietola	Coltivazione mais	Coltivazione sorgo	Coltivazione triticale	Graspi	Liquame	Polpa suppressata	Vinacce	Digestione anaerobica	Gestione digestato	Impatti evitati digestato	Emissioni CO <sub>2</sub> risparmiate	Natural gas mix	Elettricità upgrading e pressurizza zione	Perdite CH <sub>4</sub>	Totale
ADP [kg Sb-Equiv.]	1,0E-002	2,1E-001	3,4E-003	6,0E-002	1,1E-002	2,0E-002	1,4E-001	9,3E-004	6,6E-002	1,6E-001	-8,0E-002	0,0E+000	-1,9E-001	2,0E-001	0,0E+000	6,2E-001
AP [kg SO <sub>2</sub> -Equiv.]	4,6E+001	1,0E+004	1,8E+002	1,1E+003	2,0E+001	3,6E+001	3,9E+002	1,7E+000	1,5E+003	9,0E+004	-1,1E+004	0,0E+000	-3,0E+003	3,6E+003	0,0E+000	9,3E+004
EP [kg Phosphate-Equiv.]	3,8E+001	8,8E+003	1,6E+002	8,6E+002	6,7E+000	1,2E+001	2,3E+002	5,8E-001	1,5E+002	2,8E+004	-9,6E+003	0,0E+000	-1,3E+002	2,4E+002	0,0E+000	2,8E+004
GWP 100 [kg CO <sub>2</sub> -Equiv.]	4,9E+003	6,7E+005	1,1E+004	7,6E+004	3,6E+003	6,6E+003	5,9E+004	3,1E+002	1,0E+006	8,1E+005	-5,8E+005	-3,8E+006	-9,5E+005	1,4E+006	1,4E+006	1,6E+005
ODP [kg R11-Equiv.]	2,7E-004	4,1E-003	8,4E-005	2,2E-003	4,3E-004	7,8E-004	5,8E-003	3,7E-005	1,4E-004	6,4E-003	-2,7E-005	0,0E+000	-4,1E-005	5,3E-004	0,0E+000	2,1E-002
POFP [kg NMVOC]	1,9E+001	2,4E+003	2,6E+001	6,4E+002	3,1E+001	5,6E+001	3,7E+002	2,7E+000	1,4E+003	4,8E+002	-1,7E+002	0,0E+000	-2,2E+003	2,0E+003	5,8E+002	5,7E+003

Tabella 27: Impatti globali, suddivisi in macroprocessi, derivanti dallo scenario biometano 2

	Coltivazione barbabietola	Coltivazione mais	Coltivazione sorgo	Coltivazione triticale	Graspi	Liquame	Polpa suppressata	Vinacce	Digestione anaerobica	Gestione digestato	Impatti evitati digestato	Emissioni CO <sub>2</sub> risparmiate	Pressurizza zione (220 bar)	Energia termica upgrading	Natural gas mix	Elettricità upgrading	Perdite CH <sub>4</sub>	Totale
ADP [kg Sb-Equiv.]	1,0E-002	2,1E-001	3,4E-003	6,0E-002	1,1E-002	2,0E-002	1,4E-001	9,3E-004	4,6E-002	1,6E-001	-8,0E-002	0,0E+000	3,5E-002	2,1E-002	-1,9E-001	4,3E-002	0,0E+000	5,1E-001
AP [kg SO <sub>2</sub> -Equiv.]	4,6E+001	1,0E+004	1,8E+002	1,1E+003	2,0E+001	3,6E+001	3,9E+002	1,7E+000	1,1E+003	9,0E+004	-1,1E+004	0,0E+000	6,2E+002	4,8E+002	-3,1E+003	7,7E+002	0,0E+000	9,1E+004
EP [kg Phosphate-Equiv.]	3,8E+001	8,8E+003	1,6E+002	8,6E+002	6,7E+000	1,2E+001	2,3E+002	5,8E-001	1,3E+002	2,8E+004	-9,6E+003	0,0E+000	4,2E+001	5,3E+001	-1,3E+002	5,2E+001	0,0E+000	2,8E+004
GWP 100 [kg CO <sub>2</sub> -Equiv.]	4,9E+003	6,7E+005	1,1E+004	7,6E+004	3,6E+003	6,6E+003	5,9E+004	3,1E+002	9,1E+005	8,1E+005	-5,8E+005	-3,9E+006	2,3E+005	5,5E+005	-9,8E+005	2,9E+005	3,6E+005	-1,4E+006
ODP [kg R11-Equiv.]	2,7E-004	4,1E-003	8,4E-005	2,2E-003	4,3E-004	7,8E-004	5,8E-003	3,7E-005	9,2E-005	6,4E-003	-2,7E-005	0,0E+000	9,0E-005	5,4E-006	-4,3E-005	1,1E-004	0,0E+000	2,0E-002
POFP [kg NMVOC]	1,9E+001	2,4E+003	2,6E+001	6,4E+002	3,1E+001	5,6E+001	3,7E+002	2,7E+000	1,2E+003	4,8E+002	-1,7E+002	0,0E+000	3,5E+002	5,5E+002	-2,2E+003	4,3E+002	1,5E+002	4,5E+003