

Analisi energetica, ambientale ed economica di impianti a biogas in Provincia di Bolzano

- Relazione conclusiva -

Partner

AUTONOME PROVINZ BOZEN - SÜDTIROL



PROVINCIA AUTONOMA DI BOLZANO - ALTO ADIGE

ABTEILUNG
LANDWIRTSCHAFT



RIPARTIZIONE
AGRICOLTURA



Ministero delle Politiche Agricole, Agrarie e Forestali

Programma Nazionale Biocombustibili

Bolzano, 2011

Committente:

Ripartizione agricoltura, Provincia Autonoma di Bolzano – Alto Adige

Ente realizzatore dello studio:

TIS innovation park, Area Energia & Ambiente

Autori:

Ing. Hannes Reichhalter

Ing. Alvise Bozzo

Ing. Stefano Dal Savio

Thomas Guerra

Indice

1	Introduzione	5
2	Descrizione generale dello studio	6
2.1	Obiettivo dello studio	6
2.2	Ente promotore	6
2.3	Ente realizzatore e partner dello studio	7
2.4	Metodologia di svolgimento dello studio	7
2.4.1	Scelta degli impianti da analizzare	7
2.4.2	Raccolta dati	7
2.4.3	Elaborazione di un modello per il calcolo del bilancio energetico ed ambientale	8
2.4.4	Elaborazione dei dati e utilizzazione del modello di calcolo	8
2.4.5	Presentazione dei risultati	8
2.5	Abbreviazioni	9
3	Bilancio energetico e ambientale di impianti a biogas in provincia di Bolzano	11
3.1	Metodologia di analisi	11
3.1.1	Bilancio di massa degli impianti	11
3.1.2	Bilancio energetico degli impianti	13
3.1.3	Bilancio ambientale degli impianti	16
3.2	Impianto privato di piccola taglia	32
3.2.1	Descrizione dell'impianto	32
3.2.2	Bilancio di massa	33
3.2.3	Bilancio di energia	35
3.2.4	Bilancio ambientale	39
3.3	Impianto consortile di media taglia	44
3.3.1	Descrizione dell'impianto	44
3.3.2	Bilancio di massa	46
3.3.3	Bilancio di energia	48
3.3.4	Bilancio ambientale	51
3.4	Impianto a FORSU	57
3.4.1	Descrizione dell'impianto	57
3.4.2	Bilancio di massa	60
3.4.3	Bilancio energetico	62
3.4.4	Bilancio ambientale	66
3.5	Conclusioni	74
4	Analisi economica di impianti a biogas in Alto Adige	78
4.1	Metodologia di analisi	78
4.2	Impianti analizzati	78
4.3	Risultati dell'analisi economica	80
4.3.1	Costi di investimento	80
4.3.2	Modalità di finanziamento	83
4.3.3	Costi di esercizio	84
4.3.4	Entrate	88
4.3.5	Flusso di cassa netto	90
4.3.6	Analisi di sensitività	92
4.3.7	Conclusioni	101
5	Bibliografia	103
6	Allegato	106

1 Introduzione

Il comparto delle bio-energie, ed in particolare quello della digestione anaerobica, è oggi al centro dell'attenzione nel panorama nazionale, sia per il potenziale di crescita che lo contraddistingue, sia per l'elevato valore delle incentivazioni di cui esso oggi può beneficiare.

In un precedente studio condotto dall'Area Energia & Ambiente del TIS innovation park nell'ambito del programma PROBIO, è stato quantificato il potenziale di crescita del settore del biogas in Alto Adige. Lo studio, dal titolo "Mappatura delle biomasse avviabili a digestione anaerobica in Alto Adige", ha permesso di stimare a livello comunale i quantitativi di biomassa potenzialmente ancora valorizzabili per la produzione di biogas. I risultati mostrano che in particolar modo nella valorizzazione dei liquami da allevamento risiede un notevole potenziale non sfruttato. Ma anche biomassa di scarto proveniente dal settore alimentare o la frazione organica della raccolta differenziata dei rifiuti potrebbero contribuire ad una crescita della produzione di biogas.

Attualmente in Alto Adige sono installati 48 impianti a biogas, dei quali 31 impianti valorizzano liquami da allevamento, 16 impianti trattano fanghi di depurazione e un impianto utilizza come matrice in ingresso l'umido della raccolta differenziata. Questi impianti coprono circa l'1,2% del consumo di energia elettrica dell'Alto Adige, percentuale che potrebbe essere quasi triplicata qualora si sfruttassero i potenziali individuati nello studio.

Come prosecuzione delle iniziative di analisi ed incentivazione del settore della produzione di biogas in Provincia di Bolzano è stato commissionato dalla Ripartizione Agricoltura, sempre nell'ambito del programma PROBIO, un secondo studio che mira ad analizzare sotto l'aspetto ecologico, energetico ed economico alcune esperienze attive in Alto Adige, al fine di identificare quali siano le condizioni al contorno in grado di garantire una gestione sostenibile degli impianti a biogas.

Il presente documento riporta i risultati di tale studio, condotto dall'Area Energia & Ambiente del TIS innovation park.

2 Descrizione generale dello studio

2.1 Obiettivo dello studio

Obiettivo generale dello studio è quello di svolgere un'analisi di carattere energetico, ambientale ed economico su alcuni impianti a biogas realizzati in Alto Adige. A questo scopo vengono pertanto da un lato quantificati i vantaggi ambientali generati dagli impianti a biogas, dall'altro indagate quelle condizioni al contorno che consentono una gestione effettivamente sostenibile dal punto di vista ecologico ed economico.

In particolare, dal punto di vista ambientale deve essere quantificato che tipo di influsso esercitino gli impianti a biogas sull'emissione in atmosfera di gas climaalteranti. Pertanto devono essere considerate le diverse fasi che compongono il processo di valorizzazione della biomassa nell'impianto a biogas, dal trasporto della sostanza fresca allo smaltimento del digestato. Il bilancio ambientale degli impianti analizzati potrà fornire indicazioni in merito ai quantitativi di emissioni nelle diverse fasi del processo e quantificare gli eventuali risparmi di emissione rispetto ad uno scenario di gestione tradizionale della biomassa.

Dal punto di vista economico, invece, deve essere analizzata la situazione economica di alcuni impianti, definendo un quadro d'insieme che quantifichi i singoli costi (costo di investimento e costi di gestione) e ricavi connessi alla realizzazione e gestione di impianti a biogas in Provincia di Bolzano.

I risultati di tale studio possono essere utilizzati come strumenti di informazione e pianificazione, sia per la pubblica amministrazione, sia per soggetti interessati a vario titolo alla realizzazione di impianti a biogas.

2.2 Ente promotore

Lo studio è stato commissionato dalla Ripartizione Agricoltura della Provincia Autonoma di Bolzano ed è stato finanziato dal programma nazionale PROBIO, del quale la Provincia di Bolzano è partner.

Il Programma Nazionale Biocombustibili (PROBIO) è stato predisposto dal Ministero delle Politiche Agricole e Forestali in ottemperanza all'art. 3 della legge 2.12.98, n.423, "Interventi strutturali e urgenti nel settore agricolo, agrumicolo e zootecnico". Obiettivo del programma, attivo dal 1999, è l'avvio di azioni nazionali che contribuiscano all'applicazione delle determinazioni adottate dalla conferenza di Kyoto per la riduzione delle emissioni gassose.

Il Programma, è stato orientato verso l'attuazione di attività dimostrative/divulgative con una forte caratterizzazione territoriale, in grado di stimolare sia le Amministrazioni locali che gli imprenditori agricoli ed industriali verso un ulteriore sviluppo dei biocombustibili.

In questo contesto, è stato elaborato dalla Provincia Autonoma di Bolzano, unitamente alle Regioni Lombardia, Emilia Romagna, Veneto, Piemonte, Liguria, Marche, Puglia, Sicilia e alla Provincia Autonoma di Trento, il progetto PROBIO-BIOGAS 2004. Obiettivo di tale progetto, all'interno del quale il presente studio si inserisce, è la promozione di attività di indagine sperimentale, pilota e di informazione e divulgazione, con l'obiettivo di supportare, promuovere ed incrementare la diffusione, presso le aziende agricole, di impianti a biogas a tecnologia avanzata e innovativa, basata sull'utilizzo di materie prime diversificate.

2.3 Ente realizzatore e partner dello studio

Lo studio è stato condotto dall'Area Energia & Ambiente del TIS innovation park di Bolzano. L'Area Energia & Ambiente è il reparto, all'interno del TIS innovation park, che opera da anni nel territorio altoatesino con lo scopo di incentivare l'utilizzo e la produzione di energia da fonte rinnovabile.

Nel corso dello studio l'Area Energia & Ambiente ha potuto contare sul fondamentale contributo offerto nella fase di censimento dei dati necessari per questo studio da parte dei gestori degli impianti. Per motivi di riservatezza non vengono elencati i nomi degli gestori e neanche il nome degli impianti analizzati.

2.4 Metodologia di svolgimento dello studio

Lo svolgimento dello studio è stato suddiviso in diverse fasi, come di seguito descritto.

2.4.1 Scelta degli impianti da analizzare

Nel presente studio è stata eseguita un'analisi di carattere energetico – ambientale ed un'analisi di carattere economico su alcuni impianti a biogas realizzati in Alto Adige.

In particolare il bilancio energetico ed ambientale è stato ricostruito per tre impianti a biogas che si differenziano per taglia, tipologia di gestione e biomassa trattata, selezionati sulla base di criteri di rappresentatività del panorama altoatesino. In conclusione sono stati selezionati:

- un impianto agricolo aziendale di piccola taglia;
- un impianto agricolo consortile di media taglia;
- l'impianto a FORSU (Frazione Organica dei Rifiuti Solidi Urbani) della Provincia di Bolzano.

L'analisi economica è stata invece condotta su quattro impianti, scelti anche in questo caso di taglia differente affinché fossero rappresentativi del contesto altoatesino. Gli impianti sottoposti all'analisi economica sono:

- un impianto agricolo aziendale di piccola taglia;
- un impianto agricolo consortile di piccola taglia;
- un impianto agricolo consortile di media taglia;
- un impianto agricolo consortile di media-grande taglia.

2.4.2 Raccolta dati

La prima fase operativa del progetto è consistita nel reperimento dei dati di interesse per lo studio. A questo scopo sono stati organizzati incontri con interviste ai gestori degli impianti analizzati. I dati raccolti si riferiscono agli ultimi due anni di esercizio (2009, 2010). La collaborazione da parte dei gestori e la disponibilità a mettere a disposizione i dati necessari per l'analisi (dati tecnici ed economici) è stata condizione indispensabile per la riuscita dello studio.

In questa fase sono stati coinvolti gli Uffici Provinciali competenti ed in particolare l'Ufficio Meccanizzazione Agricola, in possesso di alcuni dei dati di interesse dello studio.

I dati raccolti hanno riguardato in generale:

- informazioni sulla tipologia di impianti e sulle modalità di gestione;

- tipologia e quantità della biomassa in ingresso e informazioni riguardanti il suo trasporto;
- quantità del digestato in uscita e informazioni riguardanti il suo utilizzo e trasporto;
- dati di produzione energetica (quantità biogas, energia elettrica e calore);
- dati tecnici dell'impianto;
- dati economici dell'impianto.

2.4.3 Elaborazione di un modello per il calcolo del bilancio energetico ed ambientale

Per la ricostruzione del bilancio energetico ed ambientale è stato elaborato un modello di calcolo in excel, attraverso il quale calcolare e rappresentare in forma grafica tanto i flussi di massa ed energia, quanto le emissioni e i risparmi di gas climaalteranti. Per la definizione del modello di calcolo del bilancio ambientale è stato necessario identificare dei specifici fattori di emissione nelle diverse fasi del processo.

2.4.4 Elaborazione dei dati e utilizzazione del modello di calcolo

I dati raccolti rappresentano la base per il calcolo dei bilanci energetico, ambientale ed economico negli impianti analizzati in Provincia di Bolzano, che sono stati svolti attraverso il modello di calcolo specificatamente elaborato.

Per quanto riguarda l'analisi economica sono stati ricostruiti i dati principali relativamente a costi di investimento, costi di esercizio ed entrate dalla produzione energetica. Tali dati sono stati quindi ricondotti ad un valore specifico attraverso la divisione per dei valori caratteristici dell'impianto (ad esempio, tonnellate di biomassa trattata) al fine di poter compiere un confronto tra i diversi impianti.

2.4.5 Presentazione dei risultati

Lo studio è stato diviso in due parti, ovvero l'analisi energetica ed ambientale, e l'analisi economica.

Nella prima parte, dopo una descrizione della metodologia di analisi adottata, sono riportati i risultati dei tre impianti analizzati, con presentazione dei rispettivi bilanci di massa, energetico e ambientale.

Nella seconda parte dello studio sono riportati i risultati dell'analisi economica su quattro impianti a biogas, con l'individuazione di parametri in grado di caratterizzare l'andamento economico dei diversi impianti e di definire quali condizioni al contorno siano necessarie per una gestione economicamente vantaggiosa di un impianto a biogas.

2.5 Abbreviazioni

Abbreviazione	Spiegazione
a	Anno
ca.	Circa
CO ₂	Biossido di carbonio
CH ₄	Metano
CV	Certificati Verdi
FORSU	Frazione Organica Rifiuti Solidi Urbani
UBA	Unità bovine adulte
g CO ₂ -eq	Grammi di CO2 equivalente
g CO ₂ -eq/kWh	Grammi di CO2 equivalente per kilowattora
ha	ettaro (1 ha = 10.000 m ²)
HFC	Idrocarburi alogenati
km ²	Kilometro quadrato
kW	Kilowatt (1kW = 1.000 W)
kWh	Kilowattora
kWh _{el}	Kilowattora elettrico
kWh _{th}	Kilowattora termico
kWh/a	Kilowattora all'anno
l	Litro
l/a	Litro all'anno
mg	Milligrammo (1.000mg = 1g)
mg/Nm ³	Milligrammo per normal metrocubo
m ³	Metrocubo
m ³ /a	Metrocubo all'anno
NH ₃	Ammoniaca

NH ₄ ⁺	Catione ammonio
Nm ³	Normal metrocubo, unità di misura del volume in condizioni normali (pressione di 1,01325 bar, temperatura di 0°C, umidità relativa 0%)
NO	Ossido di azoto
NO _x	Ossidi di azoto (generici, ad es: NO e NO ₂)
N ₂	Molecola di azoto
N ₂ O	Ossido di diazoto
n.d.	Non definito
SV	Solidi Volatili
O ₂	Molecola di ossigeno
O ₃	Ozono
pH	Valore che misura il livello di acidità o di basicità di una determinata soluzione acquosa
TO	Tariffa Onnicomprensiva
tep	Tonnellate equivalenti di petrolio
SS	Solidi Sospesi
t/a	Tonnellate all'anno
t CO ₂ -eq/a	Tonnellate di CO ₂ equivalente all'anno
U.d.M.	Unità di Misura
°C	Gradi Celsius
λ	Rapporto lambda
µg	Microgrammo
€	Euro
€/a	Euro per anno
€/kWh	Euro per Kilowattora

Tabella 1: Indice delle abbreviazioni.

3 Bilancio energetico e ambientale di impianti a biogas in provincia di Bolzano

Il presente capitolo contiene l'analisi degli effetti sull'ambiente, ed in particolar modo sul clima, connessi alla realizzazione ed esercizio di 3 diversi impianti a biogas situati in Provincia di Bolzano. Nel corso dell'analisi sono stati ricostruiti sia i flussi di materia ed energia, che le principali emissioni di gas ad effetto serra dagli impianti oggetto di studio. Nei paragrafi seguenti viene dapprima descritta la metodologia assunta per la definizione del bilancio di massa, di energia ed ambientale. Successivamente sono presentati nel dettaglio i risultati dell'analisi condotta sugli impianti analizzati, che, come già citato, sono rappresentati da:

- un impianto agricolo privato di piccola taglia;
- un impianto agricolo consortile di media taglia;
- l'impianto di digestione anaerobica della FORSU della Provincia di Bolzano.

3.1 Metodologia di analisi

Per ciascuno dei 3 impianti analizzati sono stati ricostruiti i bilanci di massa, di energia ed ambientale (inteso come bilancio delle emissioni). Di seguito è descritta la metodologia di calcolo adottata per la definizione di ciascun bilancio.

3.1.1 Bilancio di massa degli impianti

La prima analisi condotta sugli impianti coinvolti nello studio ha riguardato la definizione del bilancio di massa delle sostanze in ingresso ed in uscita dal processo di produzione e valorizzazione del biogas. Gli anni di riferimento per l'analisi sono stati il 2009 ed il 2010.

Per una maggiore chiarezza espositiva, il bilancio è stato suddiviso in 2 distinte fasi del processo:

- la digestione anaerobica della biomassa tal quale, con produzione del biogas e dei residui di processo;
- la valorizzazione del biogas nelle unità di cogenerazione.

Per quanto riguarda il bilancio della fase di digestione, questo è stato ricostruito sulla base dei dati forniti dai gestori degli impianti. Le sostanze in ingresso al processo sono rappresentate dai substrati base, dei co-fermenti e, nel solo caso dell'impianto a FORSU, dall'acqua di processo. Il flusso delle sostanze in uscita dal processo di digestione comprende invece il digestato, il biogas, l'eventuale acqua di processo (qualora questa sia distinguibile dal digestato) ed eventuali sostanze che non contribuiscono al processo di digestione e che vengono separate dalla biomassa fresca a monte del suo ingresso nel digestore.

I diversi flussi di massa sono stati espressi in termini di tonnellate all'anno. Anche per la biomassa in ingresso, quindi, è stato riportato il dato "grezzo" fornito dai gestori degli impianti e riferito alla biomassa fresca "tal quale".

Il flusso di biogas prodotto, generalmente espresso in termini volumetrici (m^3/a), è stato convertito in un flusso di massa ipotizzando una densità di $1,1 \text{ kg}/m^3$. Il dato di produzione considerato è quello misurato in uscita dal gasometro; non sono state considerate nel bilancio eventuali perdite presenti nel gasometro e nella tubazione di collegamento al cogeneratore. Anche i quantitativi di aria impiegata nel processo di desolfurazione del biogas

(ove presente) sono stati trascurati, dal momento che ammontano a percentuali minori del 2% rispetto al biogas prodotto.

Il biogas viene quindi valorizzato nelle unità di cogenerazione, dove, mescolato all'aria di combustione, è ossidato all'interno del ciclo termodinamico che porta alla trasformazione dell'energia termica contenuta nel biogas in energia meccanica, con successiva produzione di elettricità attraverso l'alternatore. Residuo del processo di valorizzazione del biogas sono dei gas di scarico ad elevata temperatura, la cui portata massica corrisponde alla somma delle portate di biogas e aria di combustione.

In assenza di dati misurati, la stima dell'aria necessaria per il processo di combustione è stata effettuata, per ciascun impianto, sulla base del modello teorico di seguito descritto.

Dal momento che la combustione stechiometrica di 1 m³ di metano richiede 9,52 m³ di aria, il rapporto stechiometrico di combustione del biogas (per il quale si ipotizza un tenore di metano variabile dal 50 al 60%) è all'incirca pari a 1:5,5. Per limitare il più possibile la formazione di NO_x, la combustione avviene generalmente in eccesso di ossigeno, con un valore di λ^1 pari a 1,45 (valore ipotizzato). Per ogni m³ di biogas da bruciare vengono quindi impiegati circa 8 m³ di aria, oppure, considerando le rispettive densità in condizioni normali, ogni kg di biogas bruciato richiede circa 9,5 kg di aria (densità biogas 1,1 kg/Nm³; densità aria 1,29 kg/Nm³).

I dati risultanti dall'analisi sono stati riportati in forma tabellare e grafica, mediante un diagramma di flusso che evidenzia i rapporti proporzionali dei diversi flussi di materia, espressi in termini percentuali rispetto ai quantitativi di biomassa in ingresso nel processo.

¹ il valore di λ indica il rapporto tra il rapporto aria/combustibile effettivamente presente in camera di combustione ed il rapporto aria/combustibile richiesto per una combustione stechiometrica.

3.1.2 Bilancio energetico degli impianti

L'analisi del bilancio energetico degli impianti è stata svolta con l'obiettivo di quantificare gli effettivi benefici energetici prodotti dal processo di digestione anaerobica della biomassa, al netto dei consumi associati alle diverse fasi di trasporto, trattamento, digestione e smaltimento dei residui di processo.

I confini del sistema preso a riferimento per il bilancio energetico sono quindi rappresentati, a monte dalla fase di raccolta e trasporto della biomassa fresca all'impianto, a valle dalla fase di trasporto dei residui di processo dall'impianto a biogas ai luoghi di smaltimento. L'ultima fase consiste, nel caso di impianti agricoli, nel trasporto del digestato agli allevatori, per il successivo spargimento nei campi e, nel caso dell'impianto di Lana, nel trasporto dei fanghi di processo in un impianto di compostaggio. La Figura 1 rappresenta in maniera schematica il sistema di riferimento utilizzato per la definizione del bilancio energetico dell'impianto. In essa sono segnati anche i consumi e le produzioni di energia connessi all'intero processo di trasformazione della biomassa in biogas.

Di seguito vengono descritte più nel dettaglio le ipotesi adottate per la definizione dei quantitativi di energia associati alle diverse fasi del processo.

Raccolta e trasporto della biomassa

Il consumo energetico associato al trasporto della biomassa fresca dai conferenti all'impianto è stato calcolato sulla base delle distanze tra luoghi di produzione ed impianto di trattamento. Dalla conoscenza del numero di trasporti all'anno e del consumo medio specifico di combustibile dei mezzi impiegati per il trasporto si è potuto risalire al consumo annuo complessivo di gasolio.

Una volta definito il consumo annuo di combustibile, è stata quantificata l'energia complessivamente impiegata, ipotizzando un potere calorifico del gasolio pari a 9,85 kWh/l.

Consumo elettrico dell'impianto

Come consumo elettrico dell'impianto viene considerata la quantità di energia elettrica complessivamente richiesta per la gestione dell'impianto, dalla fase di pretrattamento della biomassa, alla movimentazione della stessa all'interno del reattore, all'alimentazione della sala di controllo e gestione dell'impianto.

Il consumo complessivo è pari alla somma dell'energia elettrica prodotta dall'impianto ed autoconsumata, e di quella prelevata dalla rete.

Consumo termico dell'impianto

Il processo di digestione anaerobica della biomassa necessita di energia termica allo scopo di mantenere l'ambiente all'interno del reattore ad una temperatura idonea per la crescita della fauna batterica (generalmente è richiesto un ambiente mesofilo, a temperatura di 37°C). Buona parte del calore recuperato dai cogeneratori alimentati a biogas viene quindi autoconsumato per il processo, mentre la restante quota è resa disponibile ad eventuali utenze termiche presenti in zona o raggiungibili mediante rete di teleriscaldamento.

Qualora il calore recuperato non fosse sufficiente per mantenere il processo alla temperatura richiesta, viene prodotto ulteriore calore mediante caldaie di integrazione.

Trasporto residui del processo

Tra i residui di processo vengono considerati, oltre al digestato in uscita dal digestore, anche eventuali sostanze separate dalla biomassa in ingresso nelle fasi iniziali di pretrattamento (ad esempio, sabbia e grigliato separato a monte della digestione nell'impianto a FORSU di Lana).

Il digestato prodotto negli impianti agricoli viene riportato agli stessi allevatori conferenti la biomassa fresca, nelle stesse proporzioni della materia prima in ingresso. Anche in questo caso, la stima del fabbisogno energetico per il trasporto del digestato è stata condotta sulla

base della distanza dall'impianto a biogas, del numero di trasporti all'anno e del consumo specifico di combustibile.

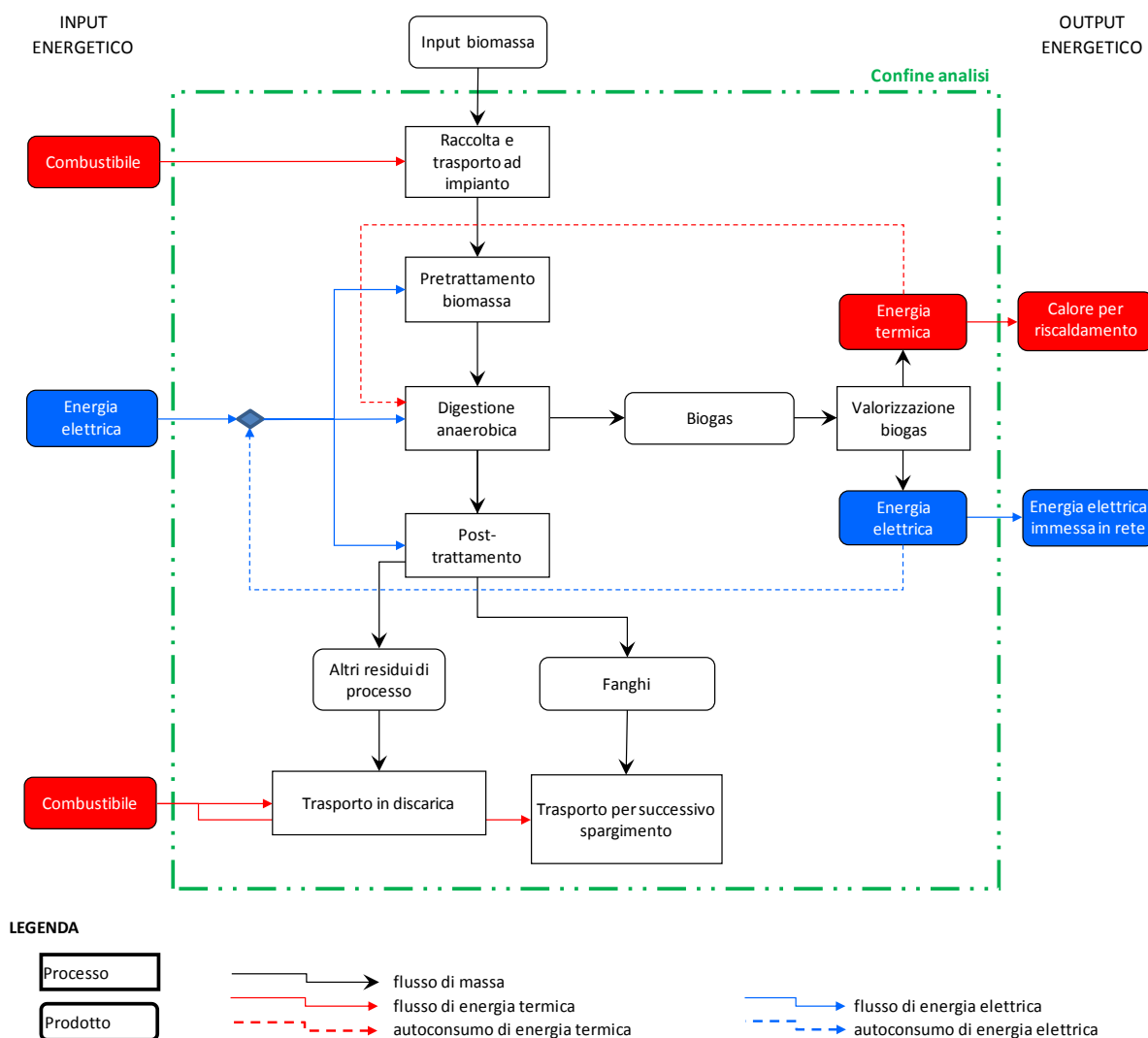


Figura 1: Schema di riferimento per la definizione del bilancio energetico dell'impianto.

Produzione energetica

Il biogas prodotto nel processo di digestione anaerobica della biomassa viene combusto in unità di cogenerazione, dove viene prodotta energia elettrica e recuperato calore attraverso i sistemi di raffreddamento dell'olio motore, delle camicie e dei gas di scarico. Tale calore è reso disponibile sotto forma di acqua riscaldata a circa 90° C.

Considerando i rendimenti medi dei motori cogenerativi in commercio, si può assumere che meno dell'80% dell'energia termica contenuta nel biogas venga effettivamente valorizzata, circa 36% come energia elettrica e circa 40% come calore recuperato dai circuiti di raffreddamento. La restante quota parte del calore contenuto nel biogas non è invece recuperabile e viene dispersa nell'ambiente sotto forma di calore residuo nei gas di scarico e calore irradiato dalle parti ad alta temperatura del cogeneratore.

L'energia elettrica prodotta dalle unità può essere in parte impiegata direttamente per alimentare le utenze elettriche dell'impianto. Le eccedenze vengono cedute alla rete elettrica nazionale e rappresentano l'effettivo utile energetico prodotto dal processo.

Il calore recuperato viene, come visto, in buona parte autoconsumato dall'impianto. Il calore in eccesso può essere, nella migliore delle ipotesi valorizzato mediante cessione in rete di

teleriscaldamento. In assenza di utenze termiche, viene invece dissipato in atmosfera mediante torri evaporative.

In conclusione, a fronte dell'energia elettrica utile, ovvero quella immessa in rete, la filiera di raccolta, trasporto lavorazione della biomassa per la successiva produzione e valorizzazione del biogas necessita di una serie di consumi energetici che, in un bilancio complessivo, vanno a diminuire l'utile energetico netto dell'operazione.

Tuttavia, dal momento che tali consumi si riferiscono a forme di energia di diverso tipo (ad esempio, energia termica contenuta nel gasolio per il trasporto o energia elettrica prelevata dalla rete), per poter fare un confronto realistico, che tenga cioè conto della diversa capacità di compiere lavoro insita in tali forme di energia, i consumi e le produzioni energetiche sono state espresse anche in un'unica unità di misura, la tep².

In tale maniera si è potuto ricondurre l'analisi al confronto tra le quantità di combustibile fossile (gasolio) necessarie per produrre una determinata quantità di energia elettrica o termica, arrivando così a definire l'utile energetico netto dell'intero processo. I fattori di conversione impiegati sono quelli comunicati dall'AEEG nell'ambito dei meccanismi dei Titoli di Efficienza Energetica. In particolare, si considera che per produrre 1 MWh di energia elettrica tramite l'attuale parco termoelettrico italiano siano necessari 0,187 tep.

In Tabella 2 sono riportati i parametri comuni, impiegati per l'analisi del bilancio energetico in ciascuno dei 3 impianti.

Parametro	U.d.M.	Valore
Potere calorifico gasolio	[kWh/l]	9,85
Fattore di conversione del MWh termico in tep	[tep/MWh]	0,086
Fattore di conversione del MWh elettrico in tep	[tep/MWh]	0,187

Tabella 2: Parametri impiegati per il calcolo del bilancio energetico degli impianti.

² Tonnellata Equivalente di Petrolio. 1 tep = 11.628 kWh termici = 5.347,59 kWh elettrici

3.1.3 Bilancio ambientale degli impianti

Scopo di questa analisi è definire quali ricadute ambientali siano generate dagli impianti a biogas, con particolare riferimento alle emissioni di gas clima-alternati. A questo scopo devono essere da un lato quantificate tutte le emissioni connesse alla realizzazione ed esercizio dell'impianto, dall'altro lato devono essere stimate le emissioni prodotte in uno scenario di gestione tradizionale della biomassa. Per gestione tradizionale si intende lo spargimento nei campi del liquame e del letame prodotto dall'allevamento del bestiame ed il compostaggio della biomassa proveniente dalla raccolta differenziata dei rifiuti solidi urbani. I quantitativi di gas emessi negli scenari di gestione tradizionale sono di fatto conteggiati come emissioni risparmiate, in quanto evitate grazie alla valorizzazione alternativa della biomassa negli impianti a biogas.

In tale maniera, viene riprodotto un bilancio tra emissioni prodotte ed emissioni risparmiate per ciascuno degli impianti analizzati.

Come confine del sistema di riferimento è stata considerata l'intera filiera del processo dalla raccolta della biomassa fresca allo spargimento nei campi del digestato.

La metodologia adottata per la definizione del bilancio ecologico del processo di produzione e valorizzazione del biogas è conforme agli standards internazionali ISO 14040-3. Il bilancio ecologico comprende in generale le ripercussioni sull'ambiente (intese in questo caso come emissioni di gas clima-alternanti) da parte di tutte le fasi di lavoro all'interno di un processo produttivo, così come le ripercussioni generate nella produzione degli strumenti, dei macchinari e dei vettori energetici materialmente necessari allo svolgimento delle diverse fasi di lavoro. Con ciò si intende nel caso del processo di produzione del biogas, tutti i componenti dell'impianto a biogas – digestore, pompe, miscelatori, tubazioni, gasometri, dispositivi di controllo ecc. – e con essi le emissioni generate per la loro produzione, compresa la realizzazione stessa dell'impianto. Oltre a ciò vengono conteggiate nel bilancio ecologico le emissioni che risultano dalla lavorazione delle matrici introdotte nell'impianto e dalla gestione di quest'ultimo.

Come già spiegato, in questo studio il bilancio ecologico viene limitato all'analisi dei gas ad effetto serra. Pertanto i parametri più importanti per l'analisi sono le produzioni di biossido di carbonio (CO₂), metano (CH₄), ossido di diazoto (N₂O) e ammoniaca (NH₃), per quanto quest'ultima, una volta immessa nell'ambiente, viene emessa come ossido di diazoto in misura pari all'1% rispetto alla quantità di azoto. Tutte queste emissioni vengono espresse nel bilancio in termini di CO₂-equivalente riferita alla quantità di energia elettrica prodotta (g CO₂-eq/kWh). Nella trasformazione in CO₂-equivalente viene considerato il diverso potenziale di effetto serra (GWP-Greenhouse Warming Potential) dei gas sopramenzionati, riferito ad un orizzonte temporale di 100 anni. Nei prossimi capitoli viene analizzata più nel dettaglio la tematica dei gas ad effetto serra e la metodologia adottata per il bilancio delle emissioni.

3.1.3.1 Gas ad effetto serra

I gas che contribuiscono in maniera più rilevante all'effetto serra, e che vengono generati in grande quantità anche dall'attività antropica, sono il vapore acqueo, il biossido di carbonio (CO₂), il metano (CH₄), l'ossido di diazoto (N₂O), gli idrocarburi alogenati (HFC) e l'ozono (O₃) (Clemens, 2002).

La presenza di tali gas agisce, come il termine effetto serra suggerisce, in maniera analoga alla copertura in vetro di una serra. Si distingue generalmente in due tipologie di effetto serra, uno di origine naturale, che di fatto ha reso possibile la vita sulla terra, e uno di origine antropica. Una parte delle attività umane ha portato ad un incremento della concentrazione dei gas climaalteranti in atmosfera, aumentando l'intensità dell'effetto serra. Le conseguenze di questo processo sono oramai note: aumento della temperatura media dell'atmosfera,

scioglimento dei ghiacciai, aumento del livello dei mari e incremento dei fenomeni meteorologici intensi.

Dal punto di vista delle emissioni di gas ad effetto serra, un'analisi dettagliata degli effetti ambientali connessi all'esercizio di un impianto a biogas deve tener conto, oltre che della ben nota CO₂, prodotta soprattutto nella fase di combustione del biogas e trasporto della biomassa, anche delle emissioni di altri gas tra quelli sopra menzionati, quali in particolare il metano (CH₄) ed il l'ossido di diazoto (N₂O). Dal momento che l'intensità con cui tali gas contribuiscono all'effetto serra è estremamente varia, sono stati introdotti dei fattori correttivi, riportati in Tabella 3, che, ponendo pari a 1 l'effetto prodotto da 1 kg di CO₂, consentono di riferirsi generalmente ad emissioni di CO₂-equivalente.

Gas ad effetto serra	Emissioni di CO ₂ equivalente ³ [kg CO ₂ -eq / kg gas]
Biossido di carbonio (CO ₂)	1
Metano (CH ₄), da fonte fossile	27,75
Metano (CH ₄), da fonte rinnovabile	25
Monossido di diazoto (N ₂ O)	298

Tabella 3: Contributo all'effetto serra dato da diversi gas, espresso in riferimento alla CO₂.

3.1.3.2 Metodologia di calcolo del bilancio

Il calcolo del bilancio ambientale è stato suddiviso in due fasi. Dapprima sono state calcolate le emissioni di gas climaalteranti generate durante la gestione dell'impianto a biogas (comprese le emissioni per la realizzazione dell'impianto). Nella figura seguente sono riportate le diverse fasi del processo di gestione, con indicazione delle rispettive emissioni e dei confini del sistema assunti.

Successivamente sono state quantificate le emissioni che verrebbero generate nel corso di un tradizionale processo di gestione della biomassa. Dal momento che l'esercizio dell'impianto a biogas consente di risparmiare tali emissioni, queste vengono conteggiate come dei crediti per l'impianto a biogas. In conclusione è stata calcolata la differenza tra emissioni prodotte in uno scenario tradizionale e quelle prodotte dall'impianto a biogas.

La gestione tradizionale della biomassa rappresenta quindi per così dire un sistema di riferimento, che varia a seconda della tipologia di biomassa introdotta nell'impianto. Nel caso di impianto agricolo il sistema di riferimento è rappresentato dallo stoccaggio dei liquami e del letame presso l'allevatore e il loro successivo spargimento nei campi. Invece nel caso di impianti a FORSU viene preso come sistema di riferimento lo smaltimento della biomassa in impianti di compostaggio. In aggiunta deve essere assunto un sistema di riferimento anche per la produzione di energia elettrica e calore, ossia deve essere definito in quale maniera queste due forme di energia vengano prodotte in uno scenario tradizionale. I sistemi di riferimento sono descritti più nel dettaglio al capitolo 3.1.3.4.

Come si può notare dai sistemi schematizzati nella Figura 2, non vengono considerate le emissioni connesse alla fase di allevamento del bestiame. Infatti, a differenza di quanto avviene invece negli impianti alimentati ad insilato di mais, per alimentare i quali vengono coltivati ad hoc ettari di terreni, nel caso degli impianti da effluenti di allevamento, la matrice in ingresso è un prodotto di scarto del processo, e non avrebbe senso ascrivere all'impianto biogas emissioni (legate appunto all'allevamento) che verrebbero prodotte indipendentemente da quest'ultimo.

³ Fonte IPCC 2007.

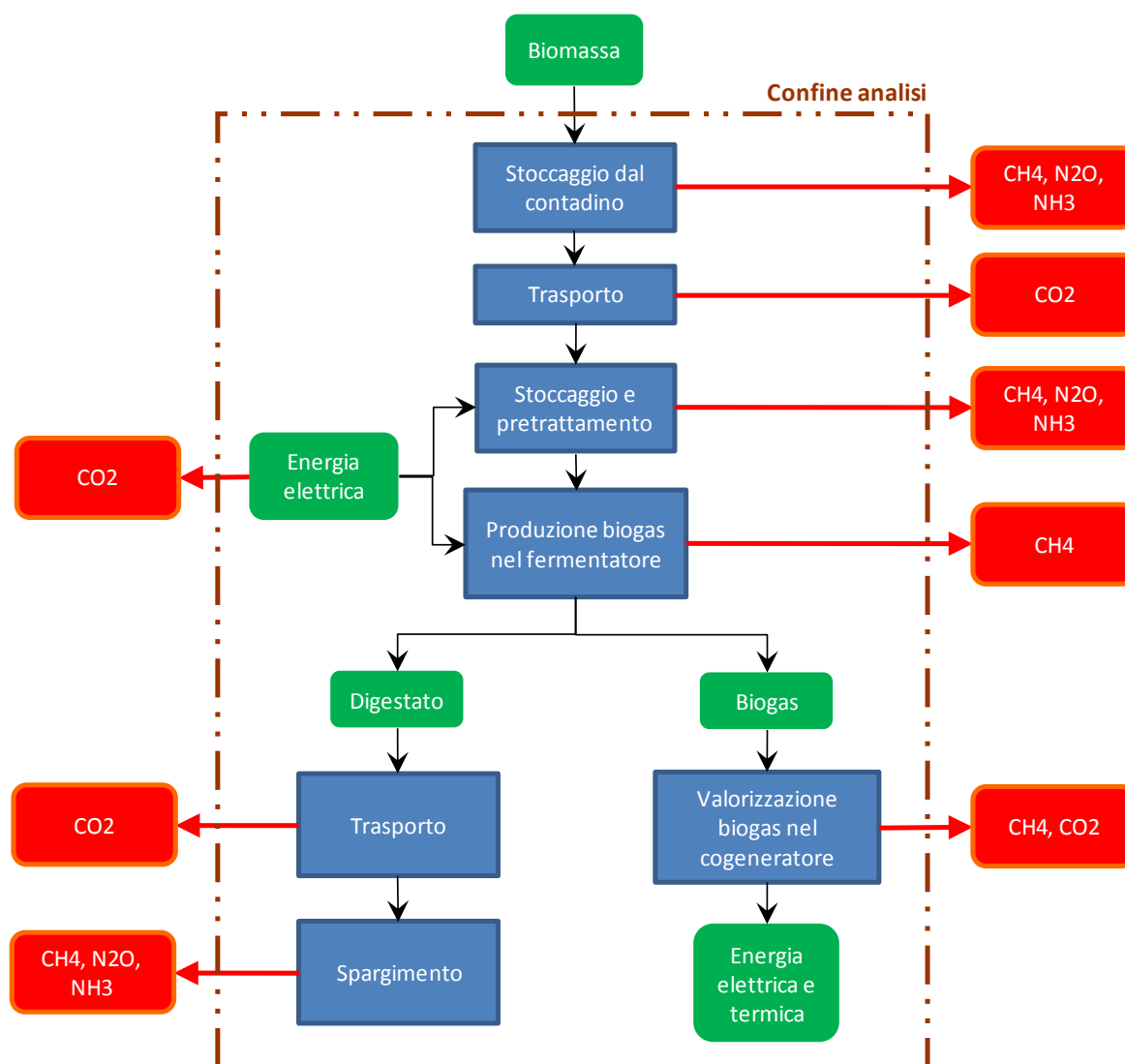


Figura 2: Fasi del processo di gestione della biomassa in un impianto a biogas con indicazione delle rispettive emissioni.

Per uniformare le emissioni, ossia riferirle ad un'unica unità di misura, è stata scelta come unità funzionale il kilowattora elettrico ($1 \text{ kWh}_{\text{el}}$), dal momento che la generazione di energia elettrica attualmente rappresenta il fine principale della produzione di biogas. In un secondo momento, per poter confrontare meglio tra di loro i risultati, le emissioni sono state divise per i quantitativi di biomassa trattata.

Per il calcolo delle emissioni di CO_2 si è fatto riferimento alla metodologia LCA (Life Cycle Analysis), la quale è disciplinata a livello operativo dagli standard ISO 14040 (ISO 2006).

Nello specifico alcune emissioni sono state stimate con l'ausilio del software GEMIS (Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme) sviluppato dall'Öko-Institut di Darmstadt in Germania (<http://www.oeko.de/service/gemis>). Tale software è ampiamente utilizzato per la ricerca nell'ambito delle Life Cycle Analysis e permette di quantificare le emissioni associate ad un determinato processo, in riferimento al Paese nel quale esso si svolge.

Definita quindi la metodologia di calcolo adottata, vengono ora analizzate più nel dettaglio le emissioni di gas ad effetto serra generate in corrispondenza delle diverse fasi del processo di produzione del biogas.

3.1.3.3 Emissioni nelle diverse fasi di processo di un impianto biogas

Nei seguenti capitoli sono quantificati i coefficienti di emissione relativi alle diverse fasi nel processo di gestione di un impianto a biogas. Così vengono ad esempio considerate, accanto alle emissioni di CO_2 generate nelle fasi di trasporto, anche le emissioni di CH_4 dovute alle perdite dall'impianto e alla non completa combustione del biogas nei cogeneratori, così come le emissioni di CH_4 prodotte durante il pre- e post-stoccaggio della biomassa. Le emissioni di biossido di carbonio, che siano riconducibili a sostanze naturali (biomassa, biogas), sono invece considerate neutrali dal punto di vista degli effetti climaalternati e pertanto non conteggiate a bilancio.

Il grafico seguente mostra nuovamente le emissioni di gas climaalteranti nel caso di impianti a biogas agricoli.

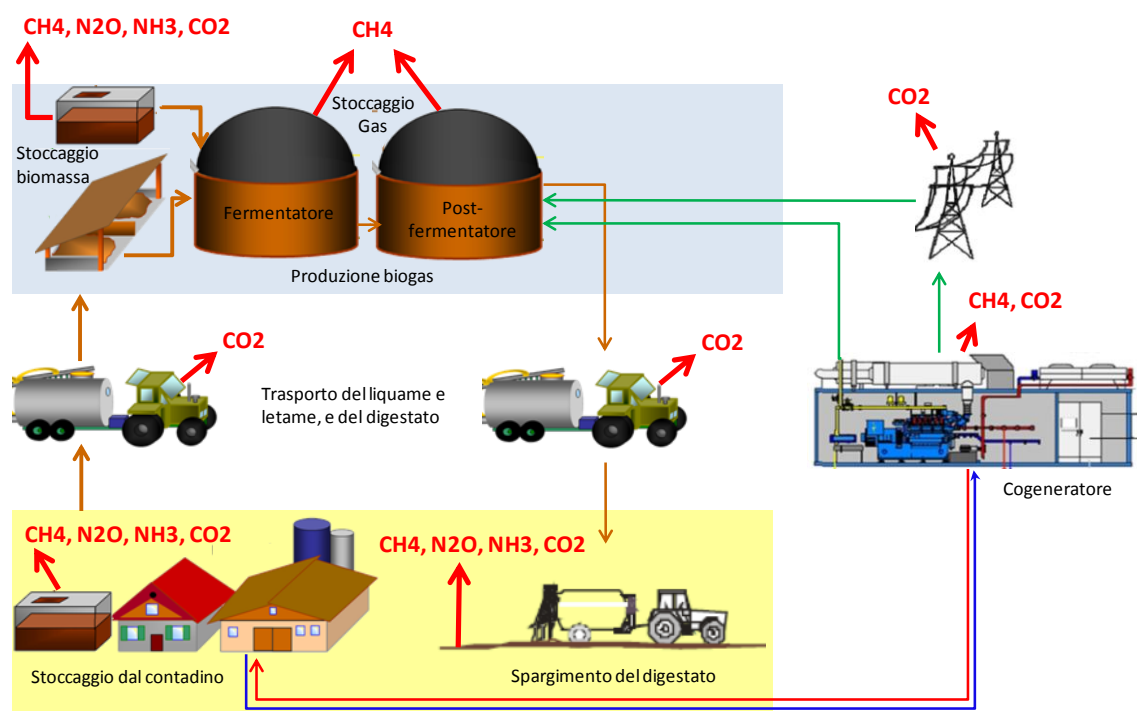


Figura 3: Fasi del processo di gestione della biomassa in un impianto a biogas e indicazione sulla relativa tipologia di emissioni climaalteranti.

Stoccaggio presso gli allevatori

Sostanzialmente le emissioni di CH_4 durante lo stoccaggio del letame liquido e solido presso gli allevatori dipendono dalla percentuale di biomassa in grado di decomporsi in maniera anaerobica. Pertanto la tipologia e la temperatura dello stoccaggio hanno un particolare influsso sulle emissioni di metano. Se la biomassa di scarto viene stoccata come un prodotto liquido (ad esempio in vasche, serbatoi o fosse) si genera per lo più un processo di digestione anaerobica e viene pertanto prodotta una significativa quantità di CH_4 . Chiaramente anche il tempo di permanenza ha un grande influsso sulla produzione di metano.

Se gli scarti vengono invece trattati come sostanza solida, quindi stoccati in cumuli di letame o anche sparsi in prati e pascoli, il processo di digestione ha luogo piuttosto in condizioni aerobiche, con minore produzione di CH_4 .

Il calcolo delle emissioni durante lo stoccaggio dei liquami e letami è stato svolto sulla base delle indicazioni riportate dall'IPCC (IPCC 2000: Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Green-house Gas Inventories). Per il calcolo delle perdite di ammoniaca, in mancanza di una proposta di modello di calcolo da parte dell'IPCC (2000), si

è fatto riferimento ai risultati di Olesen et al. (2004). Le emissioni durante lo stoccaggio della biomassa digestata sono trattate in maniera separata in questo capitolo.

Le emissioni di metano durante lo stoccaggio del liquame e letame sono state calcolate secondo IPCC (2000) con la seguente formula:

$$EF = (VS \times 365) \times (B_0 \times 0,67 \times k_{MCF})$$

Parametro	Significato
EF	emissioni annue di CH ₄ da allevamento [kg CH ₄ / animale anno]
VS	quantità giornaliera di solidi volatili negli effluenti da allevamento [kg SV / animale giorno]
365	numero di giorni all'anno per il calcolo della quantità annua di solidi volatili [giorno / anno]
B ₀	massimo potenziale di produzione di metano [m ³ CH ₄ / kg SV]
0.67	fattore di conversione da m ³ CH ₄ in kg CH ₄
k _{MCF}	fattore di conversione di metano (dipendente dalla tipologia e dalla temperatura media di stoccaggio [%])

Tabella 4: Parametri che compaiono nella metodologia di calcolo delle emissioni di metano.

Per il calcolo delle emissioni durante lo stoccaggio sono stati utilizzati i fattori di conversione del metano k_{MCF} ed il massimo potenziale di produzione di metano B₀ riportati in Tabella 5.

Tipo di deiezioni	k _{MCF}	B ₀ [Nm ³ / kg SV]
Letame liquido bovino	0,39	0,20

Tabella 5: Fattore di conversione del metano k_{MCF} e potenziale di produzione di metano B₀ per il liquame e letame stoccato, secondo IPCC.

Si deve inoltre citare il fatto che le emissioni di metano dipendono dalla durata dello stoccaggio, crescendo con il tempo di stoccaggio secondo la seguente formula:

$$E_{CH_4} = E_0 \times \exp(-at)$$

E₀ in questo caso è la massima produzione giornaliera di metano. La costante a, invece, è assunta pari a 0,0347/giorni. La costante di tempo, ovvero il tempo per il quale viene misurata una produzione del 63% rispetto alla massima produzione, ammonta a 28,8 giorni.

Quanto invece alle emissioni cumulate, queste crescono ovviamente con il tempo dello stoccaggio, anch'esse con andamento esponenziale:

$$E_{CH_4} = \frac{E_0}{a} [1 - \exp(-at)]$$

Poiché nei casi indagati il tempo di stoccaggio presso i conferenti è breve, la legge di crescita viene assimilata ad una funzione lineare:

$$E_{CH_4} = \frac{E_0}{a} \times at$$

Per quanto riguarda le emissioni di ossido di diazoto è stata fatta una distinzione tra emissioni dirette ed indirette. Le emissioni di N₂O dirette sono chiamate in causa dal processo di nitrificazione e denitrificazione dell'azoto negli effluenti da allevamento. La

quantità delle emissioni durante lo stoccaggio dipendono dal contenuto di nitrati e carbonio nella biomassa, nonché dalla tipologia e durata dello stoccaggio. Con nitrificazione si indica l'ossidazione batterica dell'ammoniaca (NH_3) a nitrato (NO_3^-), il cui processo si compone di due parti tra loro congiunte. Nella prima parte l'ammoniaca viene ossidata a nitrito, che viene a sua volta ossidato a nitrato nella seconda parte del processo. Infine, attraverso il processo di denitrificazione l'azoto presente nei nitrati (NO_3^-) viene convertito in azoto molecolare (N_2).

Per le emissioni di N_2O dai liquami di allevamento è responsabile la nitrificazione, che ha luogo durante la fase di stoccaggio della biomassa ed in presenza di una quantità sufficiente di ossigeno. In condizioni anaerobiche invece la nitrificazione non può aver luogo. Nitriti e nitrati sono trasformati in N_2O e N_2 attraverso il processo naturale di denitrificazione. Nella letteratura scientifica è comunemente accettato che il rapporto N_2O su N_2 cresca al crescere dell'acidità e della concentrazione di nitrati, e al decrescere del contenuto d'acqua.

Emissioni indirette entrano in bilancio a causa delle perdite di azoto in forma di ammoniaca e di NO_x . La quantità di azoto organico da escrementi che viene mineralizzata in ammoniaca durante la fase di raccolta e stoccaggio è sostanzialmente dipendente dal tempo di stoccaggio e dalla temperatura. Semplici composti a base di azoto organico, come gli acidi urici (prodotti ad esempio dal pollame), sono mineralizzati più velocemente in ammoniaca, la quale è molto liquida e diffonde facilmente nell'aria circostante (Asman et al., 1998; Monteny and Erisman, 1998). L'ammoniaca in atmosfera viene successivamente trasformata in parte in N_2O .

Il calcolo delle emissioni di diossido di azoto durante lo stoccaggio di liquami e letami è stato anch'esso svolto in conformità a IPCC (2000):

$$N_2O = (N \times Nex) \times EF_{N_2O} \times \frac{44}{28}$$

Parametro	Significato
N_2O	emissioni dirette di N_2O dalla gestione dei prodotti di scarto dall'allevamento animale [kg N_2O / anno]
N	numero di animali
N_{ex}	quantità media annua di azoto nelle deiezioni da animali da allevamento [kg N / animale anno]
EF_{N_2O}	fattore di emissione per le emissioni dirette di N_2O dalla gestione degli effluenti da allevamento [kg $\text{N}_2\text{O-N}$ / kg N]
44/28	fattore di trasformazione da ossido di diazoto ($\text{N}_2\text{O-N}$) in emissioni di N_2O

Tabella 6: Parametri per la metodologia di calcolo delle emissioni di ossido di azoto.

Quanto alla quantità media di azoto nelle deiezioni animali è stato assunto il valore relativo alla vacca da latte, come mostrato in Tabella 7.

Tipologia di animale	N_{ex} [kg N / animale anno]
Vacca da latte	105,12

Tabella 7: Quantità media di azoto nelle deiezioni delle vacche da latte.

Per il calcolo delle emissioni di ossido di diazoto sono stati utilizzati i fattori di emissione EF_{N_2O} riassunti in Tabella 8.

Tipologia di deiezione	EF _{N₂O}
Letame fluido non digerito	0,001
Letame fluido digerito	0,001

Tabella 8: Fattori di emissione di N₂O riferiti allo stoccaggio di letame solido e liquido secondo IPCC.

Anche per le emissioni di ossido di diazoto è stata assunta una dipendenza dal tempo paragonabile a quella delle emissioni di metano (vedi sopra).

La stima delle emissioni di ammoniaca relative allo stoccaggio di letame fluido e liquido è stata svolta secondo quanto proposto da Olesen et al. (2004). In particolare, si considera che le emissioni di ammoniaca, come per il calcolo delle emissioni di ossido di diazoto, siano in diretta proporzione con il contenuto di azoto nella liquami e letami.

Per la stima delle perdite di ammoniaca si è distinto a seconda delle tipologie di liquame e letame, e della tipologia di copertura dello stoccaggio. I fattori di emissione scelti per il calcolo delle perdite di ammoniaca durante lo stoccaggio del liquame e del letame sono riassunti in Tabella 9.

Tipologia di escremento	Copertura stoccaggio	Fattore di emissione
Letame fluido non digerito	nessuna	0,080
	paglia	0,016
	telo galleggiante	0,024
Letame fluido digerito	nessuna	0,200
	paglia	0,040
	telo galleggiante	0,040
Letame solido non trattato (stalla con letame a raccolta naturale)	nessuna	0,100
Letame solido non trattato (stalla con lettiera)	nessuna	0,200

Tabella 9: Emissioni di NH₃ durante lo stoccaggio di liquame e letame (Olesen et al. secondo Scholwin et al., 2006).

Per il calcolo del contributo dato dalle emissioni di ammoniaca all'effetto serra, sulla base delle indicazioni dell'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) si è considerato che l'1% delle perdite di NH₃ vengano emesse in forma di ossido di diazoto.

Trasporto della sostanza fresca

Per il calcolo delle emissioni di CO₂ durante il trasporto della biomassa fresca dai conferenti all'impianto a biogas, si deve distinguere a seconda del mezzo di trasporto. Principalmente sono impiegati trattori o autobotti. Il dato relativo al consumo di combustibile è stato appositamente raccolto durante il censimento presso ciascun impianto a biogas analizzato. Analogamente sono stati raccolti gli effettivi dati di consumo di combustibile per il trasporto del digestato.

Dai dati raccolti risulta che per il consumo di combustibile possono essere assunti i valori indicativi riportati in Tabella 10, ove sono forniti anche i relativi fattori di emissione di CO₂.

Mezzo di trasporto	Consumo di combustibile	Consumo di combustibile aggiuntivo	Fattore di emissione [kg CO ₂ /l]
trattore	10,5 l/h	+ 30% per caricamento con 2 trattori	2,62
autobotte	35 l/100 km	+ 20% per carico e scarico	2,62

Tabella 10: Consumo di combustibile e fattori di emissione per il trasporto della biomassa.

Pre-stoccaggio presso l'impianto a biogas

Dal momento che la durata del pre-stoccaggio presso gli impianti a biogas è nella maggior parte dei casi molto breve (ammonta al massimo ad alcuni giorni), le emissioni connesse a questa fase di processo sono state trascurate.

Realizzazione dell'impianto a biogas

Le emissioni di gas climaalteranti durante la realizzazione dell'impianto a biogas sono da ricondursi principalmente all'impiego (e quindi alla rispettiva produzione) di acciaio e cemento. I componenti dell'impianto a biogas sono in prima linea il fermentatore con il sistema di alimentazione o il pre-stoccaggio, il post digestore e la vasca di stoccaggio del digestato, oltre all'unità di cogenerazione.

Dal momento che un calcolo esatto della tipologia e quantità di materiali impiegati per la costruzione dell'impianto sarebbe alquanto impegnativo, sono stati utilizzati dati di letteratura. In particolare, si sono utilizzati i dati riportati in uno studio di Plöchl 2006 "Valutazione ecologia della produzione e valorizzazione di biogas", calcolati con l'ausilio del software GEMIS (Globalen Emissionsmodell Integrierter Systeme). Per l'unità di cogenerazione si è assunto l'utilizzo di 300 t di cemento e 60 t di acciaio per Megawatt di potenza elettrica, dal che, ipotizzando un periodo di vita utile di 15 anni e 7.500 ore di esercizio all'anno, deriva un valore di 29 g CO₂-eq per kWh elettrico prodotto. Per le restanti parti edili possono essere assunte 117 t MW⁻¹ di cemento e 27 t MW⁻¹ di acciaio. Ciò porta, secondo i calcoli di GEMIS, ad una emissione di gas ad effetto serra pari a circa 13 g CO₂-eq per kWh elettrico prodotto.

Esercizio dell'impianto a biogas

Le emissioni connesse all'esercizio di un impianto a biogas sono riconducibili soprattutto alle emissioni derivanti dal consumo di energia elettrica. L'energia elettrica in un impianto a biogas è impiegata per l'alimentazione dei mescolatori, delle pompe e del sistema di supervisione e controllo. Diversi studi di letteratura indicano che durante l'esercizio di un impianto a biogas mediamente il 10% dell'energia prodotta viene impiegata per la gestione dell'impianto, con una percentuale anche maggiore per i piccoli impianti. Nell'ambito di questo studio sono stati raccolti per ciascun impianto i dati relativi al fabbisogno totale di energia elettrica e dei quantitativi di energia prelevata dalla rete elettrica. In tale maniera sono state calcolate le emissioni derivanti dal consumo elettrico, assumendo per l'energia prelevata dalla rete un fattore di emissione riferito al mix elettrico nazionale. Stando al Piano d'Azione Italiano per l'Efficienza Energetica 2011 tale fattore di emissione ammonta a 440 g CO₂/kWh_{el}.

Produzione di biogas

Durante l'esercizio di un impianto non si possono escludere emissioni di biogas causate da organi non pienamente a tenuta stagna. Ad esempio attraverso il gasogeno può verificarsi una perdita di biogas. Tali perdite dipendono soprattutto dalle tecniche e dai materiali utilizzati per garantire la tenuta stagna dell'impianto. Normalmente la massima penetrabilità al metano degli elementi di tenuta ermetica ammonta a meno di 1000 cm³/(m² d bar).

Oltre a ciò il metano può fuoriuscire a causa di componenti non a tenuta stagna nei sistemi di caricamento del substrato, nei punti di collegamento tra le tubazioni o nelle valvole di sicurezza contro le sovrappressioni.

In considerazione di tali aspetti si è assunto che l'1% del metano prodotto venga rilasciato in atmosfera a causa di elementi a non piena tenuta ermetica.

Valorizzazione del biogas

L'utilizzazione del biogas nelle unità di cogenerazione è associata a diversi effetti sull'ambiente, tra i quali tuttavia l'emissione di CO₂ legata alla combustione del biogas può essere considerata neutrale dal punto di vista del contributo all'effetto serra e pertanto può non essere considerata nel bilancio.

Accanto alla CO₂ sono di particolare importanza le emissioni di ossidi di azoto (NO_x), metano, monossido di carbonio (CO) e ossidi di zolfo. I quantitativi associabili a tali emissioni sono stati stimati nell'ambito di uno studio di Edelmann et al. (2001), sulla base dei risultati di una serie di misure. In Tabella 11 sono riassunte le emissioni di CO₂, CO, NO₂, SO₂ e CH₄ riferite a 1 kg di biogas, misurate in diverse unità di cogenerazione.

Emissioni per kg di biogas	U.d.M.	Motore ad accensione spontanea			160 kW _{el} con cataliz.	motore a miscela povera
		biogas	diesel	totale		
Volume gas di scarico (calc.)	[l]	2591,4	166,3	2757,7	2591,4	2591,4
Quantità di diesel	[kg]	0	0,04	0,05	0	0
CO ₂	[g]	1740	155	1890	1740	1740
NO _x come NO ₂	[g]	1,04	0,07	1,15	0,42	0,81
CO	[g]	2,59	0,17	2,83	1,06	1,09
SO _x come SO ₂	[g]	0,64	0,16	0,87	0,64	0,64
CH ₄	[g]	0,053	0,003	0,058	0,053	0,053

Tabella 11: Valori di emissioni in diversi motori cogenerativi. Nel caso di motori ad accensione spontanea sono state riportate le emissioni imputabili separatamente al diesel e al biogas (Edelmann et al., 2001).

Studi di settore dimostrano come negli impianti di cogenerazione alimentati a gas si verifichi una dispersione di metano, nel senso di una emissione nell'ambiente di metano incombusto attraverso i gas di scarico. Tale dispersione dipende dal contenuto di metano nei gas di combustione, dalla qualità realizzativa del motore e dalla potenza dell'unità di cogenerazione. Un eventuale trattamento dei gas di scarico può ridurre tale tipo di emissioni. Tabella 12 riporta i risultati delle misure sulla concentrazione di metano nei gas di scarico da unità di cogenerazione alimentate a biogas.

Fonte	kW _{el}	contenuto di CH ₄ nel biogas [% sul volume]	concentrazione di CH ₄ nei gas di scarico [mg/Nm ³]	Note
Bayrisches Landesamt für Umwelt 2006	30 – 340	55	290 ¹	¹ Il valore riguarda la concentrazione di C _n H _m . Per motori questa coincide con la concentrazione di CH ₄ .
Danish Gas Technology Centre 2004	N.D.	65	880-920 ²	² Il dato misurato ammonta a 2.200 - 2.300 mg/Nm ³ C _n H _m per alimentazione a gas naturale. Il dato riportato è ottenuto con un fattore di conversione pari a 0,4 per alimentazione a biogas.
FTU 2007: valori da misure su 4 diverse unità di cogenerazione a biogas	348 249 130 130	64 61 60 60	861 2.333 280 293	
Report non pubblicato della BOKU, IFA-Tulln, Inst. für Biotechnologie Proj. 2007	500	55	1.100 ³	³ E' stata indicata una dispersione di metano di 1,79% riferita alla quantità di metano entrante nel motore. Si ipotizza una concentrazione di O ₂ del 5% nei gas di scarico.

Tabella 12: Misure della dispersione di metano nei gas di scarico da unità di cogenerazione (S.Woess-Gallasch et al., 2007).

Come si può notare i valori si collocano tra i 280 e i 2.333 mg di CH₄ mg per Nm³ di gas di scarico. Nell'analisi, la dispersione di metano nei gas di scarico è stata valutata sulla base del valore riportato da BOKU, che, rispetto alla portata di metano in ingresso nel motore, stima in 1,79% il quantitativo di metano disperso nei gas di scarico. Con questa ipotesi, la concentrazione risultate nei gas di scarico risulta pari a 1.100 mg/Nm³, dato che si colloca circa a metà tra i valori misurati nello studio riportato in Tabella 12.

Post-stoccaggio

Le emissioni durante lo stoccaggio del digestato dipendono da diversi fattori, come ad esempio la temperatura e la tipologia dello stoccaggio e la natura del digestato stesso. Dal momento che la tematica è di grande complessità e nel contempo particolarmente importante, sono proposte di seguito una serie di informazioni, provenienti da diversi studi di settore.

Nell'ambito di uno studio coordinato da J. Clemens (IPE) "Analisi dell'emissione diretta ed indiretta di gas climaalteranti in traccia (NH₃, N₂O e CH₄) durante lo stoccaggio e dopo spargimento diretto del digestato da co-fermentazione, e elaborazione di strategie di riduzione" sono state appunto misurate le emissioni che si generano durante la fase di stoccaggio e spargimento del digestato.

Per l'analisi delle emissioni durante lo stoccaggio sono state utilizzate le misure effettuate nel primo anno di ricerca relative a 4 diverse tipologie di stoccaggio, ovvero stoccaggio di liquami bovini e suini, sia digeriti che non digeriti. Quindi sono state confrontate fra loro le

emissioni provenienti dallo stoccaggio del digestato da un impianto di co-fermentazione. Secondo tale studio, la produzione di ammoniaca è maggiore nel caso di liquami suini rispetto a liquami bovini. Inoltre, la produzione di NH_3 aumenta per liquami e letami digeriti (vedi Figura 4).

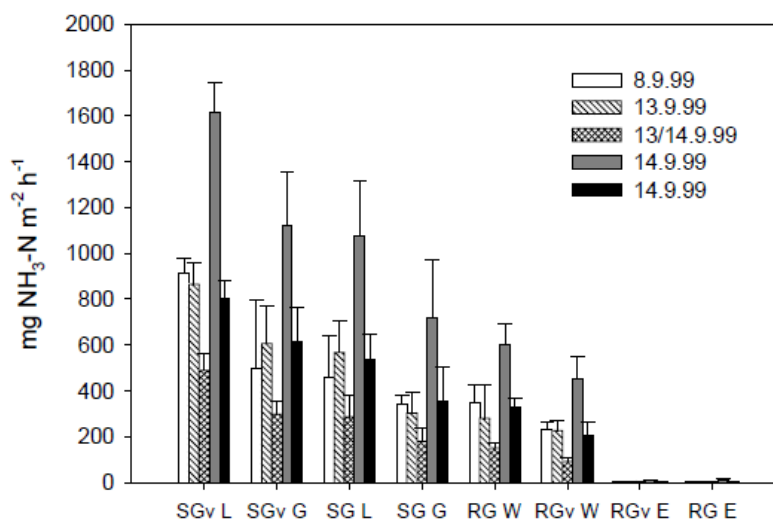


Figura 4: Emissioni di NH_3 per stoccaggio di liquami freschi e digeriti. Il grafico riporta i quantitativi, misurati in diversi momenti, relativi a substrati provenienti da differenti impianti (lettere L, G, W, E). La tipologia di substrato è identificata con i seguenti codici: SG=liquami suini (Schweinegülle), RG=liquami bovini (Rindergülle). L'indice v (vergoren) è riferito alla biomassa digerita (J.Clemens, 2002).

Nell'impianto E è stato sottoposto a digestione anaerobica letame diluito con acqua. Di conseguenza sia il substrato fresco che quello digerito hanno un contenuto di NH_4^+ molto ridotto, con formazione di un chiaro strato di surnatante. Da ciò derivano i quantitativi di NH_3 molto modesti. Tali emissioni aumentano invece al crescere della concentrazione di ione NH_4^+ e del pH nel substrato e al decrescere dello strato di surnatante.

Le emissioni di CH_4 sono risultate invece sensibilmente minori nel caso del digestato rispetto ai liquami non digeriti.

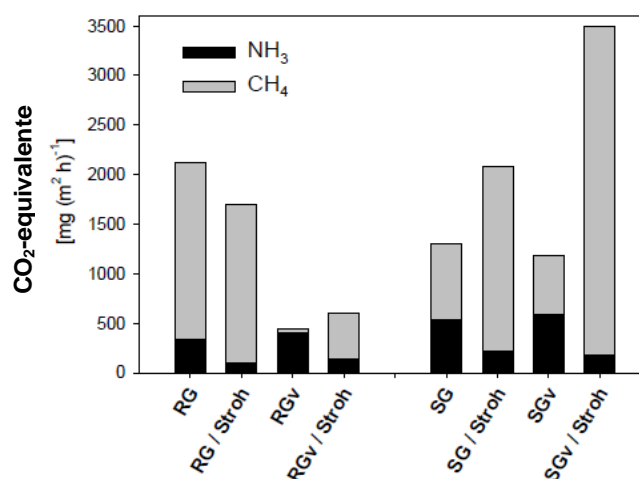


Figura 5: Emissioni di NH_3 e CH_4 prodotte nello stoccaggio di liquami bovini e suini (RG, SG) e digestato da co-fermentazione, di liquami bovini e suini (RGv, SGv), con o senza copertura con strato di paglia (Stroh) (J.Clemens, 2002).

Riassumendo si può osservare che i substrati digeriti hanno in genere meno carbonio facilmente degradabile rispetto ai liquami non digeriti, e ciò riduce le emissioni di CH_4 nella fase di stoccaggio. Valori di pH più elevati assieme al maggior contenuto di NH_4^+ nei residui di co-fermentazione porta a perdite di NH_3 potenzialmente maggiori rispetto ai liquami non digeriti. Inoltre, la formazione di uno strato naturale di surnatante, che potrebbe portare ad una riduzione delle emissioni di NH_3 , ha luogo solo in piccola misura nel caso di residui da co-fermentazione. L'aggiunta di paglia come strato galleggiante artificiale porterebbe sì ad una netta riduzione delle perdite di NH_3 , ma anche nel contempo ad un aumento delle emissioni di CH_4 . Per questo il ricoprimento dei cumuli di stoccaggio con strati di paglia non è da consigliare ai fini della riduzione delle emissioni di gas climaalteranti. La copertura con materiali inorganici o lo stoccaggio in serbatoi completamente ermetici potrebbe essere un'alternativa più idonea.

Negli studi considerati, le emissioni di N_2O dai diversi siti di stoccaggio sono risultate solo saltuariamente quantificabili e in ogni caso non significative nel bilancio complessivo dei gas climaalteranti.

In un secondo studio (Jäkel, et al., 1999) sono stati individuati quei fattori che influenzano l'emissione di gas nello stoccaggio di liquami digeriti. I risultati di tale studio sono proposti di seguito.

Digestione: in seguito alla digestione anaerobica si verificano cambiamenti nelle proprietà del liquame, che possono ripercuotersi nella produzione di gas da parte del liquame da stoccare, ed in particolare:

1. diminuzione della sostanza organica (circa del 40%);
2. aumento dei valori del pH;
3. aumento della temperatura;
4. aumento del contenuto di ammoniaca, che porta come conseguenza all'aumento delle emissioni di ammoniaca.

Tipologia di liquame: la liberazione di gas in traccia dipende in grande misura dalle sostanze contenute nel liquame e dalle relative proprietà fisiche (ad esempio densità, tensione di vapore, diffusività). Quanto più la densità di un gas differisce da quella dell'aria e quanto maggiore è la costante di diffusione, tanto più velocemente viene emessa tale sostanza. L'ammoniaca risulta essere tra i gas a diffusione più veloce.

Anche con l'aumentare del contenuto di NH_4^+ nel letame e nei liquami sono da attendersi maggiori perdite di NH_4^+ . Il contenuto di composti solubili dell'azoto (ad esempio urea) dipende dalla tipologia di animale. Deiezioni suine hanno un maggiore contenuto di azoto in forma solubile rispetto a quelle bovine. La quantità di azoto prodotto in forma di composto organico o in forma solubile, a rapida azione, varia inoltre in base alla tipologia di effluente.

Condizioni di stoccaggio: la liberazione di gas in traccia è influenzata anche da fattori esterni (ad esempio temperatura, velocità del vento).

Al crescere del riempimento del serbatoio di stoccaggio la superficie del liquame viene maggiormente colpita dai flussi d'aria, così che anche lo strato d'aria presente al di sopra della superficie di stoccaggio viene trasportato via. Con l'aumento della velocità del vento e della temperatura, quest'effetto viene rafforzato.

Con il riscaldamento del liquame liquido viene incrementata l'attività batterica e con essa la produzione di emissioni. Verifiche sperimentali hanno mostrato che le emissioni di ammoniaca da stoccaggio di liquami in estate sono tre volte maggiori che in inverno.

La formazione di gas dipende fortemente dalle condizioni di reazione, cioè dalla fornitura di ossigeno al liquame. Si può distinguere tra processo aerobico e anaerobico. Nel campo prevalentemente anaerobico dei liquami si formano rispettivamente metano e anidride carbonica (metanizzazione), e ammoniaca (ammonificazione dell'urea). Nella decomposizione aerobica di sostanza organica prevale la sua trasformazione in ammoniaca,

anidride carbonica e acqua. In campo aerobico e semiaerobico dei surnatanti possono aver luogo processi di nitrificazione e, a seguito della formazione di composti di azoto ossidati, anche processi di nitrificazione. Entrambi i processi portano alla formazione di ossidi di diazoto.

Spargimento

Le emissioni climaalteranti durante lo spargimento del digestato sono riconducibili a due cause: in primo luogo il trasporto della biomassa dai contadini ai campi, in secondo luogo la decomposizione della biomassa in humus (umificazione e mineralizzazione).

Le emissioni durante il trasporto sono state stimate sulla base del numero di contadini, della distanza media di trasporto per lo spargimento e utilizzando i fattori di emissione di Tabella 10. In ogni caso tali emissioni danno un contributo secondario al bilancio complessivo.

Le emissioni dovute alla decomposizione del digestato in humus, invece, giocano un ruolo più importante (come verrà mostrato più avanti dai risultati ottenuti) nel bilancio totale degli impianti. Anche in questo caso, la stima dei quantitativi di gas ad effetto serra emessi in fase di spargimento è stata svolta sulla base delle indicazioni contenute nei lavori di (J. Clemans, 2002).

Secondo tali studi è oramai riconosciuto come la tecnica di spargimento del digestato, sia sui prati che sui campi coltivati, eserciti un'influenza nella produzione di emissioni per ciascuna delle tipologie di gas indagate. Si parte dal principio che quanto più il digestato venga iniettato in profondità nel terreno, tanto più basse siano le emissioni di ammoniaca (NH_3). Di contro aumentano in questo caso le emissioni di ossido di diazoto (N_2O).

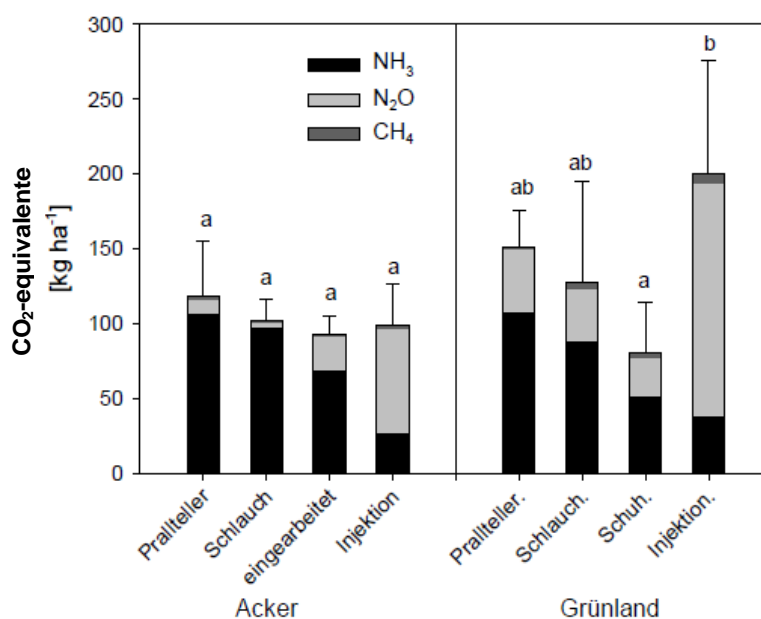


Figura 6: Emissioni di CO_2 -equivalente dopo spargimento di residui di co-fermentazione in campi (Acker) e prati (Grünland) con differenti tecniche di spargimento (“Prallteller”= piastra spanditrice – “Schlauch”: tubo spanditore – “eingearbeitet”: interrato – “injektion”: iniezione) (J.Clemans, 2002).

Per quanto riguarda invece l'influenza della digestione anaerobica sulle emissioni, studi condotti da Clemans (J. Clemans, 2002) hanno misurato e confrontato tra loro le emissioni prodotte in un campo, suddiviso in diverse frazioni, coltivate con frumento e concimate con substrato digerito o con liquame fresco. Il concime è inoltre stato distribuito con diverse tecniche di spargimento. Il grafico seguente (Figura 7) mostra i risultati dai quali si evince

che nel caso di concimazione con liquame fresco è stato misurato un maggior valore di CO₂-equivalente rispetto allo spargimento di liquame digerito.

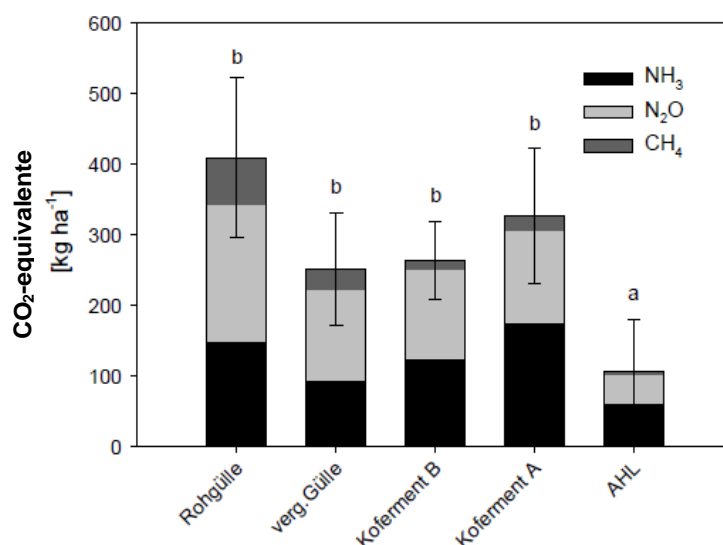


Figura 7: Emissioni di CO₂-equivalente, nel corso di un anno, dopo concimazione primaverile di campo a frumento con differenti substrati (“Rohgülle”=liquame fresco; “verg. Gülle”=liquame digerito, “Koferment B”=co-fermento B, “Koferment A”=co-fermento A, “AHL”= Urea Ammonium Nitrate) (J.Clemens, 2002).

In conclusione i risultati di tale studio possono essere riassunti come segue. Un miscelamento dei reisi di co-fermentazione con la terra nel caso di spargimento nei campi e iniezione nel caso di prati portano alle minori emissioni. La digestione del liquame non porta ad un aumento delle emissioni quanto piuttosto, tendenzialmente ad una diminuzione del potenziale di effetto serra per le emissioni di gas climaalteranti dovute allo spargimento di concime.

Ulteriori ricerche (Amon et al. 2002) sono state rivolte allo studio dell’influenza esercitata dai diversi processi di trattamento del letame liquido sul rilascio di emissioni di gas durante lo stoccaggio e lo spargimento. Dal momento che tale studio ha quantificato le emissioni di gas climaalteranti durante lo stoccaggio e spargimento, ovvero le emissioni evitate grazie alla digestione anaerobica, si propone nel seguito un rapido riassunto dei risultati ottenuti e che sono stati impiegati nel corso del presente studio. La seguente tabella riporta i risultati delle indagini condotte relativamente alle emissioni durante lo stoccaggio e lo spargimento di letame liquido da allevamento di vacche da latte.

Trattamento	NH ₃		CH ₄		N ₂ O		Gas ad effetto serra [% CO ₂ eq]
	[g/m ³]	%	[g/m ³]	%	[g/m ³]	%	
nessun trattamento	227	100	4047	100	24	100	100
separazione	403	178	2363	58	29	120	63
digestione	230	101	1345	33	31	130	41
copertura con paglia	320	141	4926	122	53	220	130
aerazione	423	186	1739	43	54	227	58

Tabella 13: Emissioni di NH₃, CH₄, N₂O durante lo stoccaggio e successivamente allo spargimento di letame liquido da allevamento di vacche da latte (Amon et al., 2002).

Come sostenuto dall'istituto Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. di Darmstadt, la biomassa digerita mostra le minori emissioni di gas climaalteranti durante la fase di stoccaggio e spargimento. La riduzione della CO₂-equivalente rispetto ai liquami freschi è in misura pari al 60-75%. Soprattutto l'assenza del metano potenzialmente producibile rappresenta la differenza più sostanziale tra le due sostanze, come si può notare in Tabella 13. Tale differenza è appunto dovuta al precedente processo di produzione di metano, svolto nel digestore anaerobico. Pertanto si comprende come la quantità di metano emesso nella fase di spargimento può essere messa in diretto collegamento con il grado di degradabilità della sostanza organica nel fermentatore e nel post-fermentatore. In altre parole, quanto minore è il tempo di permanenza nel digestore, tanto maggiore è la produzione di metano nella fase di stoccaggio e spargimento del digestato.

“Sulla base di diverse indagini vale il consiglio generale per i gestori di impianto:

- *il tempo di permanenza per il liquame bovino non dovrebbe essere inferiore ai 28-35 giorni e, per liquami suini, 25 giorni;*
- *nella co-fermentazione con coltivazioni energetiche, è consigliato per il mais un tempo di residenza idraulico da 41 a 44 giorni e per l'erba 45-47 giorni.*

In caso contrario si devono conteggiare maggiori perdite di metano e di conseguenza maggiori effetti negativi sull'atmosfera” (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2006).

3.1.3.4 Sistema di riferimento

Per poter compiere un confronto tra le emissioni prodotte da un impianto a biogas e le emissioni che verrebbero comunque rilasciate in uno scenario di gestione tradizionale della biomassa, deve essere definito un sistema di riferimento. Tale sistema dipende dalla tipologia di biomassa in ingresso. Nel caso in cui vengano utilizzati residui dall'allevamento, il sistema di riferimento consiste nello stoccaggio e successivo spargimento del liquame o letame nei campi. Nel caso di impiego dell'umido proveniente dalla raccolta differenziata, il sistema di riferimento è rappresentato dal trasporto in un impianto di compostaggio e dal relativo processo di decomposizione aerobica della biomassa. Il grafico seguente illustra lo schema di processo relativo a questi due diversi sistemi di riferimento.

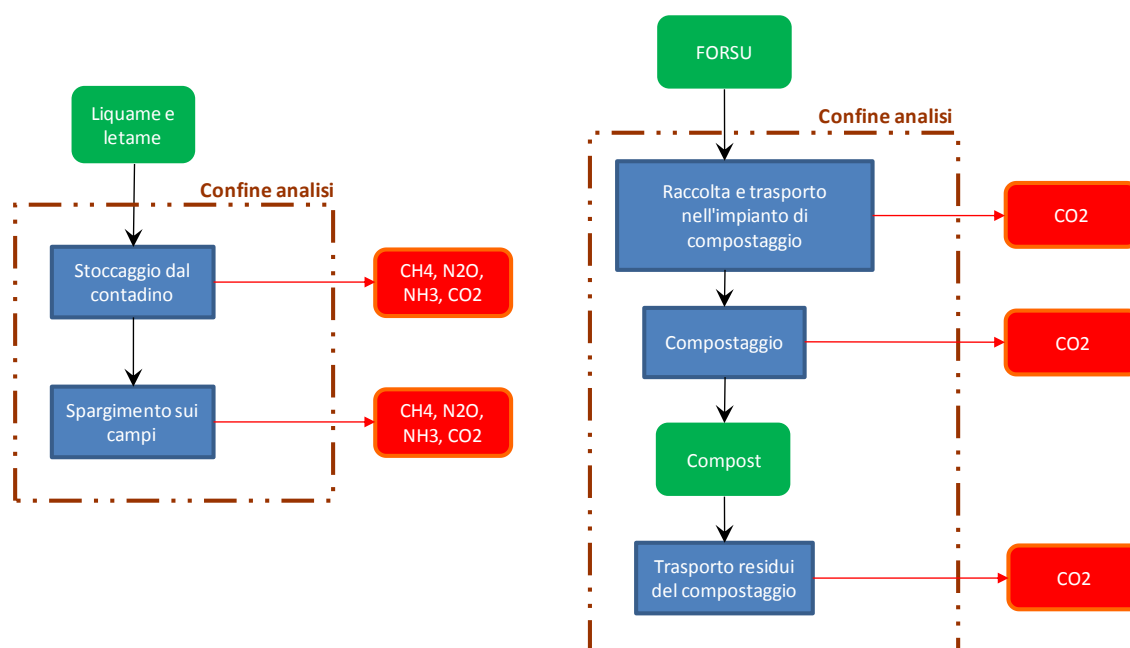


Figura 8: Sistemi di riferimento per il calcolo delle emissioni risparmiate, nel caso di impianti a biogas agricoli e impianti a biogas alimentati a FORSU.

Le emissioni relative al primo sistema di riferimento solo le medesime individuate nella fase di stoccaggio della biomassa fresca presso i contadini (confronta capitolo 3.1.3.3), sommate con le emissioni dovute al trasporto della sostanza fresca nei campi.

Riguardo invece alle emissioni nel sistema di riferimento individuato per i rifiuti organici, queste sono descritte più nel dettaglio nel paragrafo corrispondente del bilancio ambientale dell'impianto a biogas alimentato a FORSU (capitolo 3.4).

Oltre a ciò, nel sistema di riferimento deve essere pesata anche la produzione di energia, cioè devono essere assunte delle ipotesi relativamente allo scenario di produzione tradizionale dell'energia elettrica e termica. In entrambi i casi è stato assunto il cosiddetto "mix nazionale". I fattori di emissione relativi alla produzione di entrambe le forme di energia sono riportati nella seguente tabella.

	Carbone	Petrolio	Gas naturale	Fonti rinnovabili
Mix elettrico nazionale (Terna 2010)	11,6%	2,9%	44,5%	22,4%
	0,440 kg CO ₂ /kWh			
Mix termico nazionale (IEA 2008)	1%	32,6%	61%	2,3%
	0,217 kg CO ₂ /kWh			

Tabella 14: Fattori di emissione per il mix energetico nazionale di energia elettrica e termica.

3.2 Impianto privato di piccola taglia

3.2.1 Descrizione dell'impianto

Si tratta di un impianto a biogas privato di piccola taglia, gestito da un contadino. L'impianto si trova nei pressi della stalla cosicché il letame e il liquame può essere conferito direttamente nell'impianto. L'impianto è stato realizzato nel 1999 e consente la digestione anaerobica delle deiezioni prodotte da circa 42 Unità Bovine Adulte (UBA). Le deiezioni sono raccolte in stalla, con l'ausilio di una canaletta di scolo, quindi trasferite in una piccola vasca di precarico. Da qui la biomassa viene conferita nel digestore, il quale ha un volume utile di 130 m³. Al termine del processo di digestione anaerobica la biomassa viene fatta confluire in una vasca di stoccaggio finale, dotata di un volume utile pari a 490 m³. Entrambe le costruzioni si trovano al di sotto del piano campagna e hanno pertanto il vantaggio di non aver richiesto l'impiego di superficie agricola utile.

Il biogas prodotto viene bruciato in un piccolo cogeneratore con una potenza elettrica di 18,5 kW. L'energia termica lì prodotta viene impiegata per il riscaldamento dell'abitazione. Riguardo all'energia elettrica prodotta, questa è in parte autoconsumata per l'esercizio dell'impianto e per la restante parte immessa nella rete elettrica nazionale. Il grafico seguente mostra la pianta e la disposizione dei diversi componenti dell'impianto.

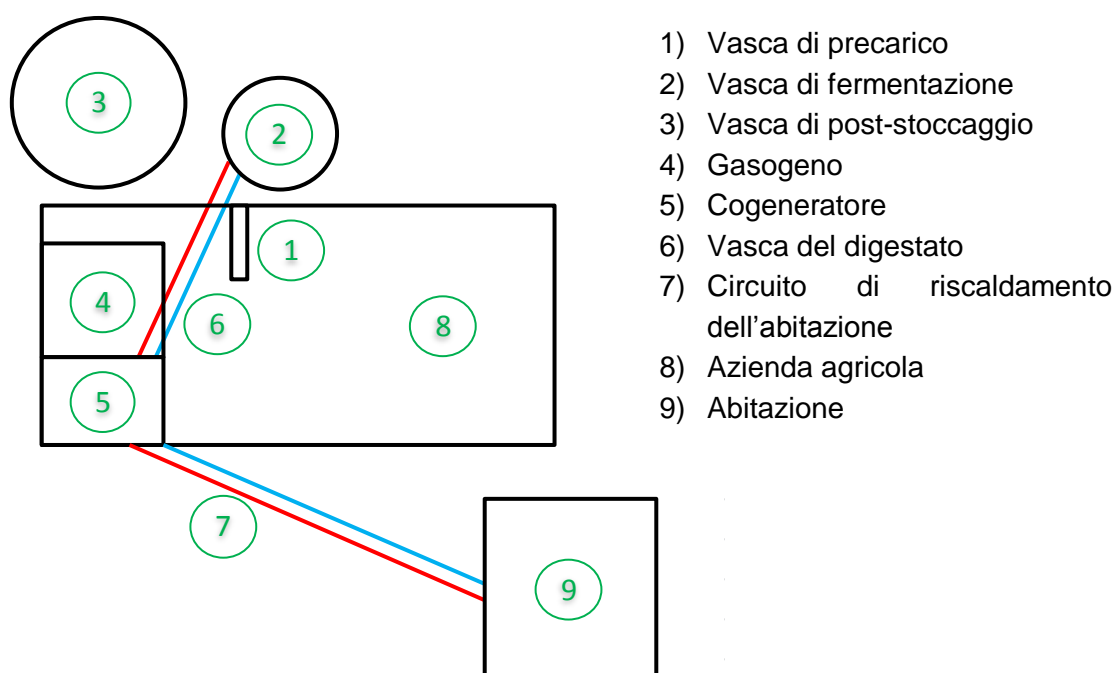


Figura 9: Schema dell'impianto a biogas agricolo di piccola taglia.

Nella seguente tabella sono riportate le dimensioni dei diversi componenti dell'impianto ed i principali dati tecnici.

	Parametro	U.d.M.	Valore
Digestore	volume utile	[m ³]	130
	forma costruttiva	-	cilindrica
	diametro x altezza	[m]	7 x 4
	temperatura	[°C]	38
	riscaldamento	-	riscaldamento a parete, 1 anello in acciaio inox
	isolamento	[cm]	10
	potenza miscelatori	[kW]	7,5
Stoccaggio finale	volume utile	[m ³]	490
	Forma costruttiva	-	cilindrica
	diametro x altezza	[m]	12,5 x 4
Gasogeno	volume	[m ³]	100
	tipologia di gasogeno	-	asciutto
	desolforatore	-	sì
Unità di cogenerazione	potenza elettrica	[kW _{el}]	18,5
	costruttore	-	Ford-Hochreiter
	tipologia	-	Motore a gas, ciclo Otto

Tabella 15: Caratteristiche tecniche dell'impianto a biogas agricolo di piccola taglia.

Come biomassa in ingresso sono utilizzati accanto ai liquami e al letame anche altri scarti organici, come ad esempio l'insilato di mais, le buccette di mela, lo sfalcio dei prati, resti di alimenti e grasso alimentare. Per i quantitativi precisi si rimanda al capitolo relativo al bilancio di massa. Per quanto riguarda il digestato, questo viene sparso nei campi e prati circostanti entro un raggio di 1 km. I quantitativi totali di digestato, comprensivi dell'acqua di diluizione, ammontano a 1.400 t/a e vengono sparsi nei terreni mediante un trattore dotato di serbatoio liquami (capacità di carico pari a 6,1 t). Il numero di viaggi ammonta a circa 230 all'anno.

3.2.2 Bilancio di massa

L'impianto a biogas di piccola taglia tratta principalmente liquami e letami provenienti dall'allevamento bovino dell'azienda agricola presso cui è stato realizzato. Un'ulteriore tipologia di fermenti è rappresentata dall'insilato di mais, disponibile tuttavia in quantità ridotte (confronta Tabella 16). I co-substrati costituiscono solo l'1,4% della biomassa in ingresso e contribuiscono pertanto solo in minima parte alla produzione di biogas, nonostante siano matrici dalla buona resa energetica (buccette di mela, grasso di alimenti).

Matrici	2009 [t/a]	2010 [t/a]	Media [t/a]	Percentuale [%]
Substrati				
Liquame bovino	931,0	940,0	935,5	95,4
Letame bovino	16,8	16,0	16,4	1,7
Insilato di mais GPS	14,4	16,0	15,2	1,5
Subtotale	962,2	972	967,1	98,6
Co-substrati				
Buccette di mela	12,1	8	10,1	1,0
Sfalcio di prati	1,6	1,2	1,4	0,14
Resti di alimenti	1,2	1,2	1,2	0,12
Grasso vecchio di alimenti	1,1	1,1	1,1	0,11
Subtotale	16,0	11,5	13,8	1,4
Totale	978,2	983,5	980,85	100

Tabella 16: Elenco dei substrati e co-substrati trattati nell'impianto a biogas di piccola taglia.

I prodotti in uscita dal processo di digestione sono costituiti dal biogas e dalla biomassa digerita. Questa viene successivamente diluita con acqua per favorire il processo di spargimento nei campi.

Il bilancio di massa della fase di valorizzazione del biogas viene svolto secondo le ipotesi illustrate al capitolo 3.1.1. In particolare, assumendo un tenore di metano del 55%, si può stimare che per la combustione non stechiometrica di 1 kg di biogas vengano richiesti 8,9 kg di aria.

	Ingresso [t/a]	Uscita [t/a]
Pretrattamenti e digestore		
Substrati in ingresso	967	
Co-substrati	14	
Biogas		52
Digestato		929
Totale	981	981
Cogeneratore		
Biogas	52	
Aria comburente	466	
Gas di scarico		518
Totale	518	518

Tabella 17: Bilancio di massa dell'impianto aziendale di piccola taglia.

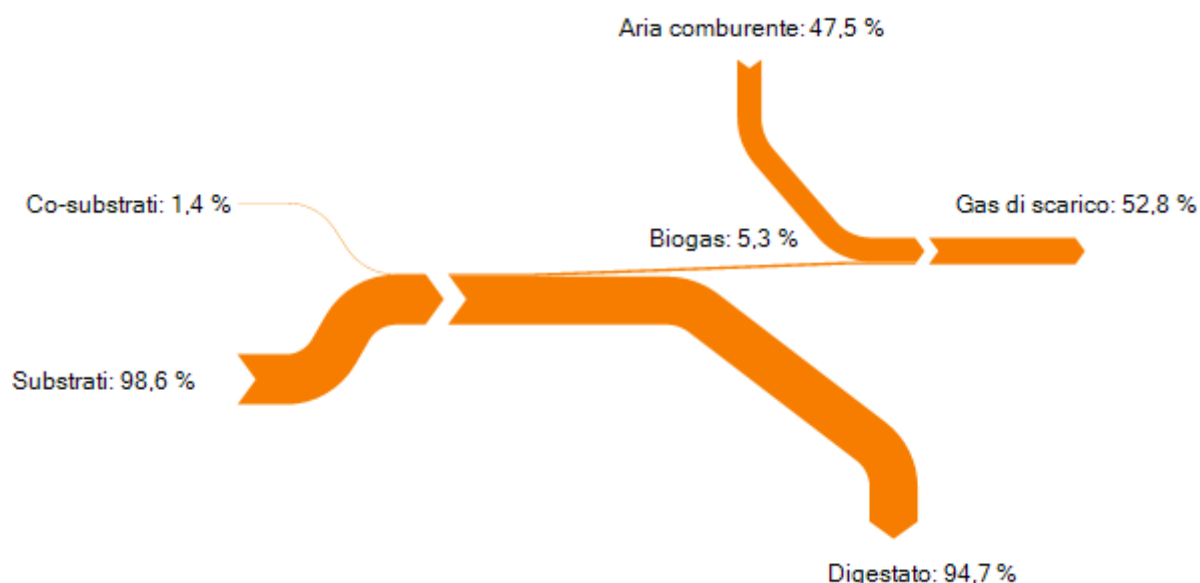


Figura 10: Diagramma di flusso delle materie in ingresso ed in uscita dall'impianto aziendale di piccola taglia. La dimensione delle frecce è proporzionale al flusso di massa della materia cui si riferisce, espressa in percentuale rispetto alla quantità media annua di biomassa fresca in ingresso (substrati + co-substrati=981 t/a).

3.2.3 Bilancio di energia

In Figura 11 è rappresentato in maniera schematica il bilancio energetico dell'impianto di piccola taglia, con i relativi flussi. Di seguito vengono analizzati più nel dettaglio i consumi di energia richiesti e prodotti dal processo.

Raccolta e trasporto della biomassa

L'impianto aziendale di piccola taglia è stato realizzato a servizio di una piccola azienda agricola. Ciò consente di valorizzare, come visto, quasi esclusivamente biomassa prodotta in loco. Pertanto il consumo energetico associato alla fase di approvvigionamento della biomassa è di fatto nullo (ed il consumo di combustibile necessario al trasporto di co-fermenti può essere trascurato).

Consumo energetico dell'impianto

Come si può ricavare dalla Tabella 19, i consumi elettrici medi dell'impianto ammontano a 4.400 kWh/a, dei quali circa il 55% è autoprodotta.

Ciò corrisponde ad un consumo energetico specifico di 4,5 kWh per tonnellata di biomassa trattata.

L'energia termica richiesta dal processo di digestione viene interamente fornita dal recupero termico del motore cogenerativo e ammonta a circa 55.000 kWh/a.

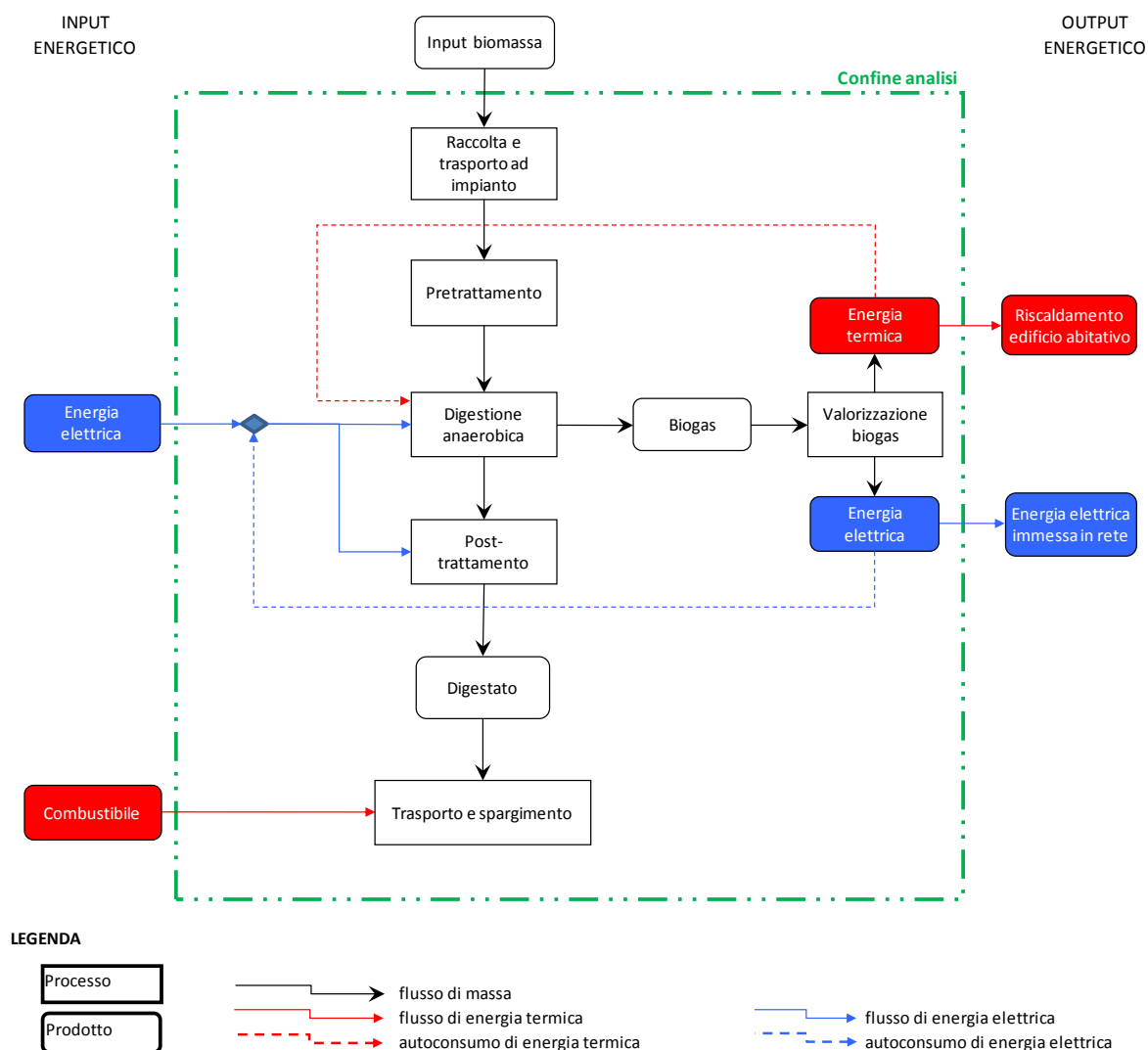


Figura 11: Schema dei flussi energetici dell'impianto aziendale di piccola taglia.

Trasporto e spargimento digestato

Nel caso dell'impianto aziendale di piccola taglia, il digestato in uscita dal reattore viene interamente impiegato come ammendante nei campi di proprietà dell'azienda stessa. Pertanto la voce di consumo energetico relativa a questa fase, comprende sia il trasporto che l'effettivo spargimento nei campi.

Nella tabella seguente vengono riassunti i parametri utilizzati per il calcolo.

Parametro	U.d.M.	Valore
Ore annue per il trasporto e spargimento	[h/a]	38
Consumo orario combustibile	[l/h]	10,5
Aumento percentuale di consumo imputabile alla fase di caricamento del trattore	[%]	30
Consumo combustibile annuo	[l/a]	1.877
Potere calorifico combustibile	[kWh/l]	9,85
Consumo energetico annuo	[kWh/a]	5.109

Tabella 18: Riassunto dei principali dati relativi al trasporto e spargimento del digestato prodotto nell'impianto agricolo di piccola taglia.

Produzione energetica

La produzione energetica dell'impianto agricolo di piccola taglia è ottenuta tramite un cogeneratore 18,5 kW nominali, esercito per circa 5.300 ore all'anno, per una potenza elettrica media di 13 kW (rendimento elettrico medio del 27,2%).

Gli autoconsumi rappresentano il 3,4% dell'energia elettrica prodotta, mentre la restante quota di energia elettrica viene immessa in rete e venduta. Dell'energia termica recuperata in cogenerazione oltre la metà è impiegata per mantenere i digestori alla temperatura richiesta dal processo, mentre il 46% è valorizzato per il riscaldamento delle abitazioni dell'azienda agricola.

In tale maniera, l'energia (elettrica e termica) effettivamente valorizzata ammonta al 67% dell'energia complessivamente contenuta nel biogas prodotto.

La restante quota non può essere valorizzata e viene direttamente dispersa nell'ambiente attraverso i gas di scarico ed il calore irradiato dall'unità di cogenerazione.

Parametro	U.d.M.	Valori
Potenza elettrica cogeneratore	KW	18,5
Biogas prodotto	m ³ /a	47.569
Contenuto di metano in biogas	%	56
Potere calorifico biogas	kWh/m ³	5,52
Energia nel biogas	kWh/a	256.873
Energia elettrica prodotta:	kWh/a	71.422
- autoconsumata	kWh/a	2.400
- immessa in rete	kWh/a	69.022
Rendimento elettrico	%	27,2
Energia termica prodotta:	kWh/a	102.504
- autoconsumata	kWh/a	55.411
- valorizzata esternamente	kWh/a	46.704
- dissipata	kWh/a	389
Energia termica non valorizzabile	kWh/a	84.519
Ore annue di esercizio	h/a	5.351

Tabella 19: Riassunto dei principali parametri relativi alla produzione energetica dell'impianto agricolo di piccola taglia.

Il bilancio energetico dell'impianto agricolo di piccola taglia è riportato in Tabella 20 e, in forma schematica, in Figura 12. L'intero consumo energetico per l'esercizio dell'impianto ammonta a 6 tep/a. La produzione energetica, invece, ammonta a 22,1 tep, con una produzione netta utile di 16,1 tep/a. Pertanto l'intero consumo energetico per l'esercizio dell'impianto rappresenta il 37,3% dei quantitativi di energia elettrica e calore prodotti dall'unità di cogenerazione.

Circa il 25% (4 tep/a) di questa produzione netta è impiegata per il riscaldamento dell'abitazione privata nei pressi dell'impianto.

Riassumendo si può osservare che il bilancio energetico di questo impianto a biogas è estremamente positivo, grazie sia all'efficiente gestione dello stesso, sia alla sua vicinanza con l'azienda agricola che lo gestisce ed alimenta, con conseguenti risparmi energetici per il trasporto e spargimento del digestato.

Descrizione	Energia per riscaldamento e trasporto		Energia elettrica	
	[MWh/a]	[tep/a]	[MWh/a]	[tep/a]
Consumo per raccolta e trasporto biomassa	0	0		
Consumo energetico impianto	-55,4	-4,8	-4,4	-0,8
Trasporto e spargimento digestato	-5,1	-0,4		
Produzione energetica autoconsumata	55,4	4,8	2,4	0,4
Produzione energetica utile	46,7	4,0	69,0	12,9
Totale	41,6	3,6	67	12,5
Produzioni non conteggiate a bilancio				
Produzione energetica dissipata	0,4	0,03		
Produzione energetica non recuperabile	84,5	7,3		

Tabella 20: Bilancio energetico dell'impianto a biogas agricolo di piccola taglia.

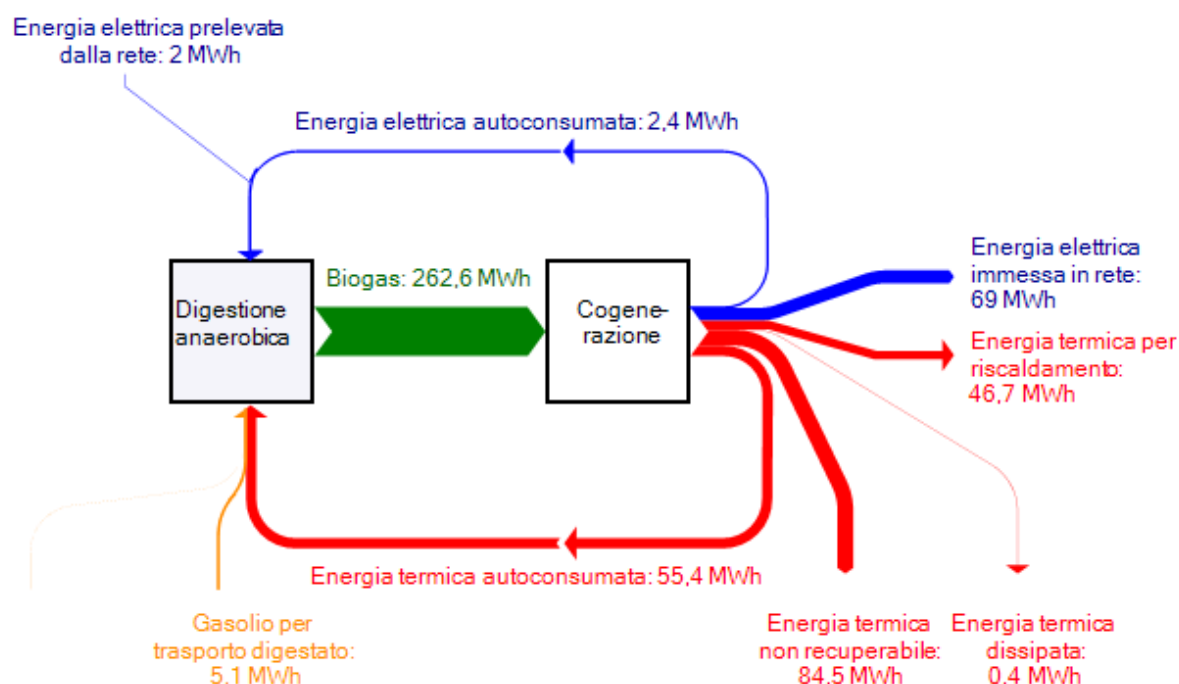


Figura 12: Bilancio dei flussi di energia nell'impianto agricolo di piccola taglia.

3.2.4 Bilancio ambientale

Il calcolo del bilancio ambientale è stato svolto sulla base delle ipotesi descritte al capitolo 3.1.3. Come già descritto, il bilancio deve tener conto da un lato delle emissioni prodotte dalla gestione dell'impianto a biogas, dall'altra delle emissioni evitate nel caso di una gestione tradizionale dei prodotti da allevamento (spargimento del letame e liquame nei campi).

Per l'impianto privato di piccola taglia sono state stimate le emissioni prodotte durante le fasi di processo riportate nella seguente figura.

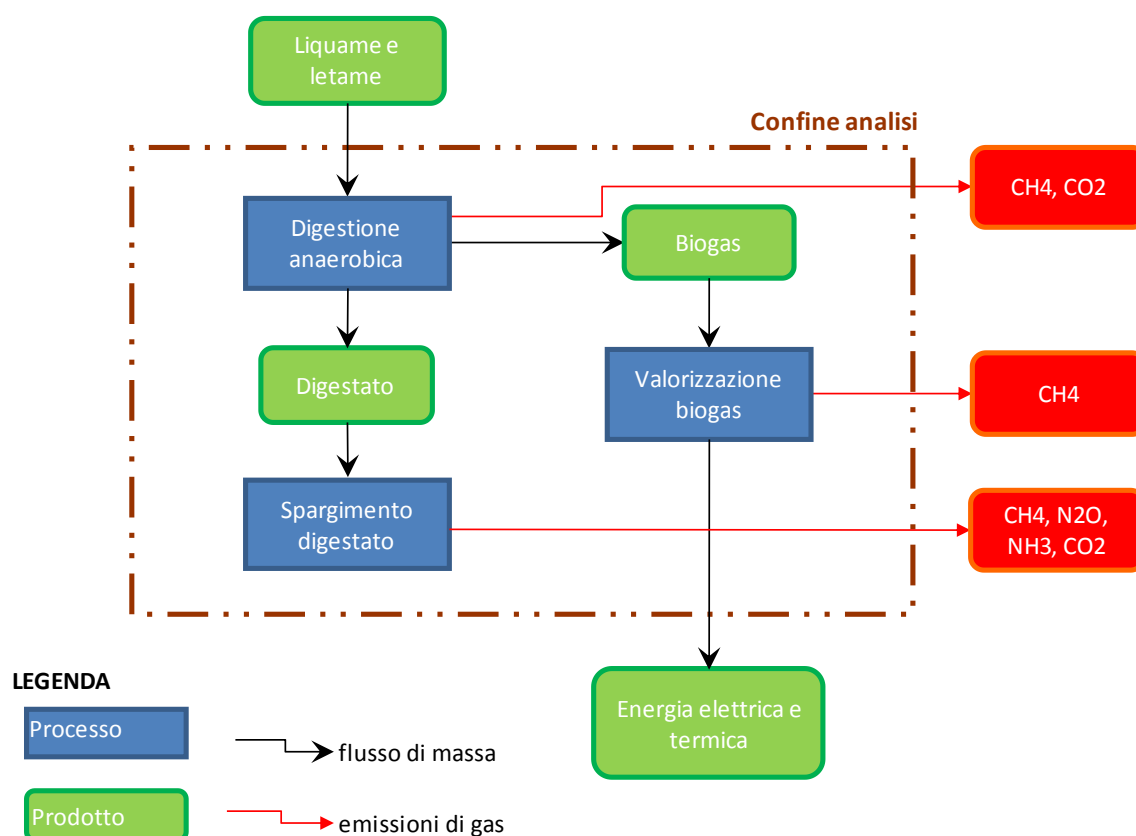


Figura 13: Emissioni generate durante la gestione dell'impianto a biogas agricolo di piccola taglia.

Tali emissioni sono principalmente da ricondursi alle seguenti fasi:

- costruzione dell'impianto;
- perdite di biogas dall'impianto;
- fabbisogno di energia elettrica dell'impianto;
- perdita di metano dall'unità di cogenerazione.

Le fasi del processo caratterizzate dall'assenza di emissioni o da quantitativi trascurabili sono invece lo stoccaggio presso i contadini ed il trasporto della sostanza fresca. Il trasporto della biomassa fresca in questo caso manca del tutto in quanto l'impianto sorge proprio presso l'azienda agricola.

Non sono considerate le emissioni di CO₂ di origine organica in quanto esse sono parte del ciclo naturale della CO₂.

Di seguito è descritto più nel dettaglio il calcolo delle emissioni durante le diverse fasi del processo.

Costruzione dell'impianto

Come punto di partenza per il calcolo delle emissioni connesse alla realizzazione dell'impianto si è utilizzato il parametro, descritto al capitolo 3.1.3.3 ottenuto con l'ausilio del software GEMIS. Giacché però in questo caso si ha a che fare con un impianto privato di piccola taglia, che ha necessitato di opere civili ridotte, è stato in questo caso assunto un fattore di emissione pari a $30 \text{ gCO}_2/\text{kWh}_{\text{el}}$.

Produzione del biogas

Si è assunto che l'1% della produzione totale, pari a $47.569 \text{ m}^3/\text{a}$ vada dispersa in atmosfera a causa di perdite nel gasogeno e lungo i circuiti.

Gestione dell'impianto

Per l'alimentazione delle pompe, del sistema di supervisione e controllo e di altre utenze elettriche all'interno dell'impianto è richiesta energia elettrica. Tale richiesta è soddisfatta attraverso autoproduzione o attraverso prelievo dalla rete. Per la quota parte di fabbisogno coperto mediante autoproduzione si considera che non vengano prodotte emissioni di gas climalteranti, a meno di quelle già considerate nelle altre fasi del processo. Per l'energia prelevata dalla rete sono conteggiate le emissioni generate per la produzione di tali quantitativi (2.000 kWh) secondo il mix elettrico nazionale.

Combustione del gas nell'unità di cogenerazione

Le emissioni prodotte nel corso della combustione del gas nei motori cogenerativi sono composte principalmente da: CO_2 , CO , NO_2 , SO_2 e CH_4 . Di questi gas, solo il metano e il biossido di carbonio contribuiscono all'effetto serra. Tuttavia, il biossido di carbonio, come già visto, è considerato neutrale in quanto, provenendo da biomassa, appartiene già al ciclo naturale del carbonio. L'unica emissione considerata è quella dovuta alle perdite di metano attraverso i gas di scarico del motore, le quali ammontano all'1,79% del consumo complessivo di biogas.

Stoccaggio e spargimento del digestato

Per il calcolo delle emissioni nella fase di stoccaggio e spargimento del digestato (complessivamente 929 t/a) nei campi e nei prati sono stati adottati i relativi coefficienti di emissione descritti al 3.1.3.3. In questa voce è compreso anche il trasporto per il successivo spargimento.

Nella seguente tabella sono riportati i risultati del calcolo delle emissioni prodotte nelle diverse fasi del processo di produzione e valorizzazione del biogas.

Fase del processo	Gas	Origine (e quantità)	Fattore di emissione	Emissioni di CO ₂ equivalente	
				totali [t CO ₂ /a]	specifiche [g CO ₂ /kWh _{el}]
Costruzione dell'impianto	CO ₂	fonte fossile	30 g CO ₂ -eq/kWh	2	30
Produzione del biogas	CH ₄	Biogas (47.569 m ³ /a)	1 % perdite	7	103
Esercizio dell'impianto	CO ₂	Energia elettrica (2.000 kWh/a)	440 g CO ₂ -eq/kWh	1	12
Combustione gas nel cogeneratore	CH ₄	Biogas (47.569 m ³ /a)	1,79 % perdite metano	13	184
Stoccaggio e spargimento digestato	CH ₄ , N ₂ O, NH ₃	digestato (929 t/a)	Vedi capitolo 3.1.3.3	42	585
Produzione di energia elettrica	CO ₂	Mix elettrico nazionale (69.000 kWh/a)	440 g CO ₂ -eq/kWh	-30	-425
Produzione di energia termica	CO ₂	Mix termico nazionale (46.700 kWh/a)	217 g CO ₂ -eq/kWh	-10	-142
Somma				25	347

Tabella 21: Riassunto delle emissioni e dei risparmi di gas climaalteranti, generati dalla gestione dell'impianto agricolo privato di piccola taglia.

Sistema di riferimento

Come è già stato descritto nel paragrafo „Metodologia di analisi“ nel bilancio delle emissioni devono essere considerate anche quelle emissioni che vengono risparmiate grazie all'esercizio dell'impianto.

Il sistema di riferimento in questo caso consiste nello stoccaggio dei liquami e del letame presso l'azienda agricola e nello spargimento diretto (inclusivo del trasporto) nei campi. Le relative emissioni mancate, che possono essere considerate come un credito di emissione per l'impianto a biogas, sono riassunte nella seguente tabella.

Fase del processo (sistema di riferimento)	Gas	Origine (e quantità)	Fattore di emissione	Emissioni di CO ₂ equivalente	
				totali [t CO ₂ /a]	specifiche [g CO ₂ /kWh _{el}]
Stoccaggio dai contadino e spargimento diretto digestato	CH ₄ , N ₂ O, NH ₃	Liquame e letame (952 t)	Vedi capitolo 3.1.3.3	98	1.370
Somma				98	1.370

Tabella 22: Riassunto delle emissioni e dei risparmi di gas climaalteranti, generati nel sistema di riferimento (stoccaggio e spargimento diretto dei liquami nei campi) per l'impianto privato di piccola taglia.

Bilancio

Il bilancio delle emissioni di gas ad effetto serra è rappresentato nel grafico seguente.

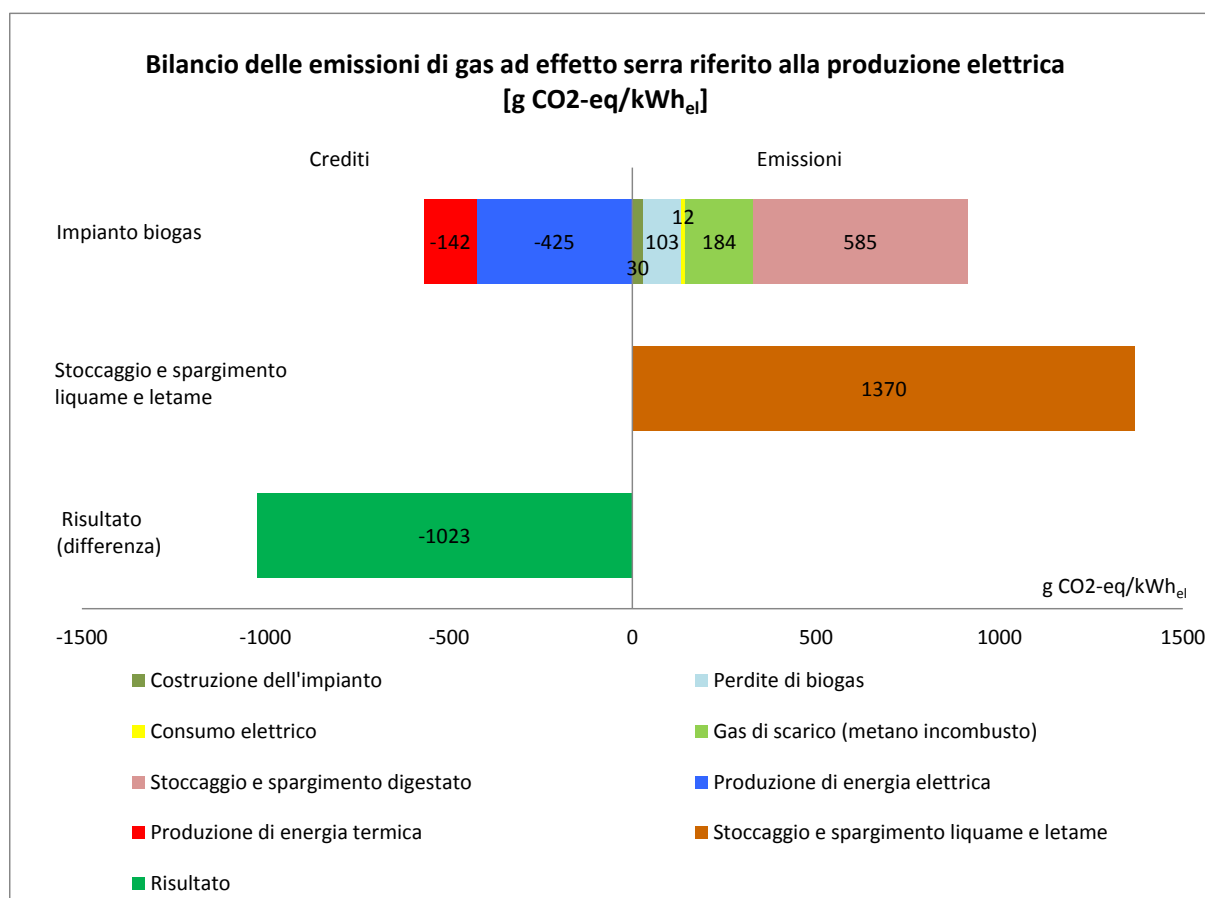


Figura 14: Rappresentazione grafica dei risultati del bilancio ambientale dell'impianto privato di piccola taglia (valori in g CO₂-eq/kWh_{el}).

Come si può osservare nel grafico e nei valori riportati nella tabella precedente, le emissioni di CO₂ equivalente prodotte dalla gestione dell'impianto a biogas ammontano complessivamente a 65 t CO₂-eq/a, le quali, riferite alla produzione elettrica, corrispondono a 914 g CO₂-eq/kWh_{el}. I crediti di emissione che possono essere riconosciuti all'impianto grazie alla produzione di energia elettrica e termica da fonte rinnovabile sono pari a 40 t CO₂-eq/a, ossia 567 g CO₂-eq/kWh_{el}. Dal bilancio devono inoltre essere sottratte le emissioni prodotte nel sistema di riferimento e che, grazie all'impianto a biogas, vengono risparmiate. Pertanto si giunge ad un bilancio globale di -73 t CO₂-eq/a, ovvero, se riferite all'energia elettrica prodotta, -1023 g CO₂-eq/kWh_{el}.

Per completezza e per consentire in seguito un confronto tra i risultati ottenuti nei diversi impianti nel grafico seguente sono riportate le emissioni riferite alle tonnellate di biomassa trattata anziché all'energia elettrica prodotta.

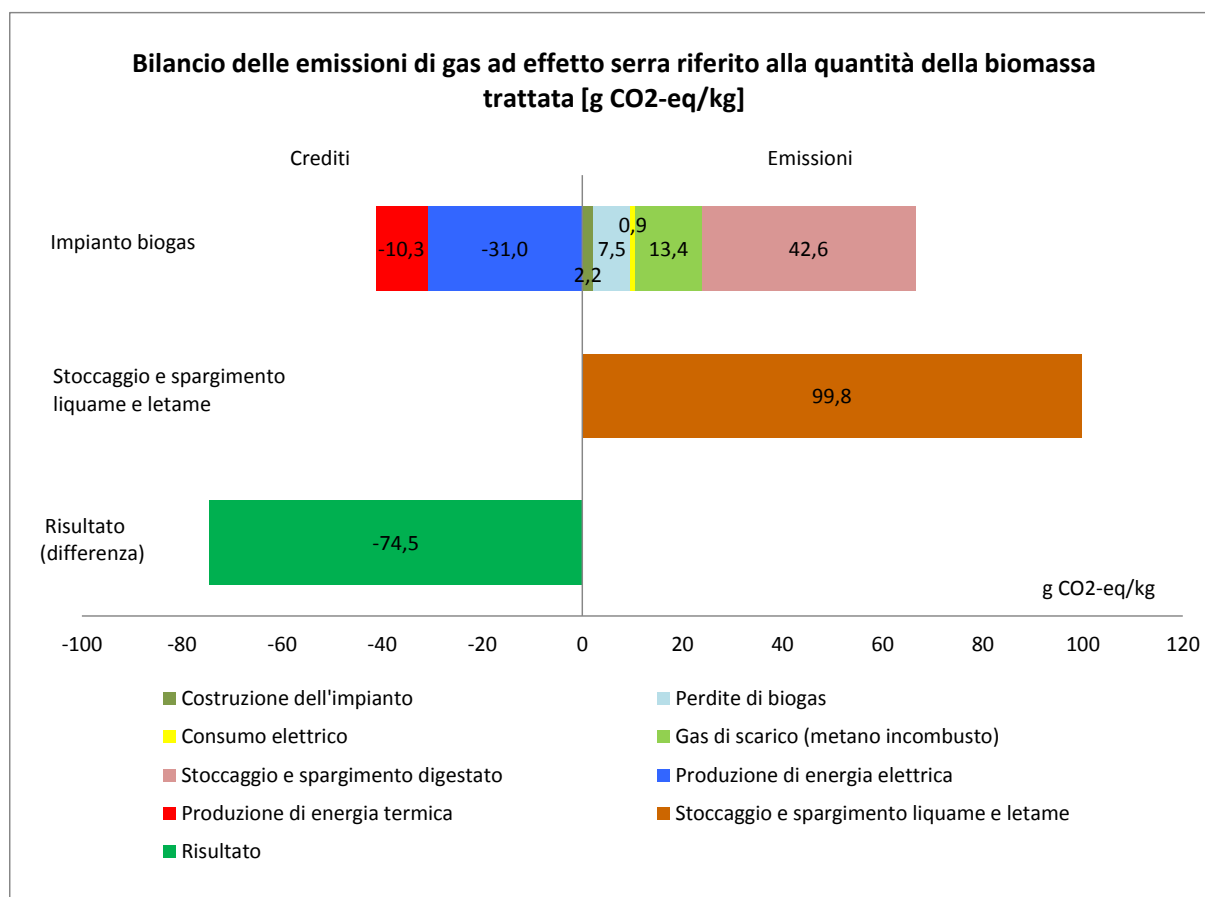


Figura 15: Rappresentazione grafica dei risultati del bilancio ambientale dell'impianto privato di piccola taglia (valori in g CO₂-eq su kg biomassa trattata)

In conclusione, il bilancio mostra che, grazie al risparmio di emissioni relative allo stoccaggio e spargimento diretto dei liquami non digeriti e a quelle relative alla produzione di energia elettrica secondo il mix elettrico nazionale, il saldo finale è positivo, il che significa che la realizzazione e gestione di tale impianto consente un effettivo risparmio di emissioni.

3.3 Impianto consortile di media taglia

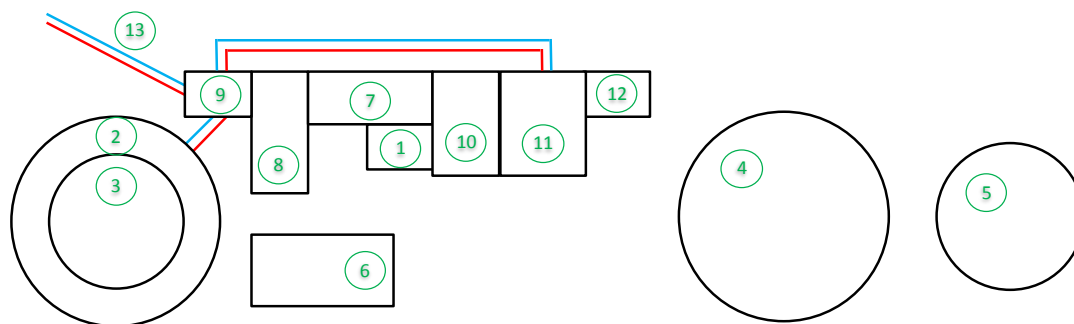
3.3.1 Descrizione dell'impianto

Si tratta di un impianto di media taglia, gestito da una cooperativa agricola. Realizzato nel 2005, contava nel 2010 un numero di associati pari a 48 aziende agricole. Queste aziende forniscono i liquami e letami prodotti per la valorizzazione nell'impianto a biogas. Attualmente l'impianto tratta principalmente le deiezioni di 779 UBA e in quantità ridotte utilizza anche cofermenti.

La cooperativa gestisce il servizio di trasporto della biomassa fresca dai contadini all'impianto e viceversa, il trasporto del digestato dall'impianto alle aziende agricole. Con l'ausilio di un'autobotte da 15 t, di proprietà della cooperativa, e di un altro mezzo di trasporto, preso a nolo da terzi, della capacità di 14 t, gli effluenti di allevamento sono raccolti presso le diverse aziende agricole e trasportati all'impianto. Qui i liquami sono stoccati in una vasca di precarico per alcuni giorni, quindi immessi nel digestore. La biomassa solida (letame) è stoccata separatamente, quindi aggiunta nel digestore. Il digestore è interrato ed è costituito da due vasche circolari concentriche.

Al termine del processo di digestione anaerobica la biomassa è introdotta in una vasca di post-stoccaggio, che raccoglie il gas che viene ancora prodotto. Infine il digestato è pompato in una vasca di stoccaggio finale, dalla quale viene prelevato per essere riportato ai contadini.

Il biogas prodotto è valorizzato in un'unità di cogenerazione per la produzione di energia elettrica e termica. La maggior parte dell'energia elettrica è immessa in rete, mentre una parte è impiegata per i consumi dell'impianto. Il calore recuperato è in parte utilizzato per garantire le temperature richieste dal processo di digestione (45°, processo termofilo), e per la restante parte immesso nella vicina rete di teleriscaldamento. La figura seguente mostra uno schema dell'impianto, con i diversi comparti descritti e la relativa dislocazione.



- | | |
|--|---|
| 1) Vasca di prestoccaggio | 8) Alimentazione |
| 2) Anello esterno del digestore | 9) Stazione di pompaggio |
| 3) Cilindro interno del digestore | 10) Quadri elettrici |
| 4) Vasca di post-stoccaggio con copertura e gasogeno | 11) Unità di cogenerazione (2 x 190 kW) |
| 5) Vasca di stoccaggio finale aperta | 12) Trasformatore |
| 6) Ulteriore vasca di stoccaggio | 13) Allaccio alla rete di teleriscaldamento |
| 7) Stoccaggio letame | |

Figura 16: Schema dell'impianto a biogas agricolo di media taglia.

Le dimensioni dei diversi comparti dell'impianto e i principali dati tecnici sono elencati nella tabella seguente.

	Parametro	U.d.M.	Valore
Vasca di pre-stoccaggio	tipo di vasca	-	chiusa
	volume	[m ³]	400
Digestore 1	volume utile	[m ³]	1786
	forma costruttiva	-	ad anello
	diametro x altezza	[m]	(26 – 16) x 6
	temperatura	[°C]	45
	riscaldamento	-	riscaldamento a parete
	isolamento	[cm]	10
	numero miscelatori		2 con motori ad immersione
	potenza miscelatori	[kW]	21
Digestore 2	volume utile	[m ³]	1105
	forma costruttiva	-	cilindrico
	diametro x altezza	[m]	16 x 6
	temperatura	[°C]	45
	riscaldamento	-	riscaldamento a parete
	isolamento	[cm]	10
	numero miscelatori		2 con motori ad immersione
	potenza miscelatori	[kW]	21
Stoccaggio finale	volume utile	[m ³]	2973
	forma costruttiva	-	cilindrico
	diametro x altezza	[m]	26 x 6
	temperatura	[°C]	a freddo
	tipo copertura		piana
Gasogeno	volume	[m ³]	1500
	tipologia di gasogeno	-	umido
	desolforatore	-	sì
Unità di cogenerazione	potenza elettrica	[kW _{el}]	2 x 190
	costruttore	-	IET MAN
	tipologia	-	Motore a gas, ciclo Otto

Tabella 23: Caratteristiche tecniche dell'impianto a biogas agricolo di media taglia.

3.3.2 Bilancio di massa

L'impianto agricolo consortile di media taglia tratta come visto principalmente liquami e letami conferiti dagli oltre 45 allevatori, soci della cooperativa. Per quanto riguarda i co-substrati, diverse sono state le prove svolte nel corso degli anni, per testare differenti tipologie di biomasse reperibili in Provincia di Bolzano. L'impianto nel corso del 2009 e 2010 ha trattato tuttavia una quantità di co-substrati ridotta in termini di massa (<4% sul totale). La pratica di integrare il carico base con cofermenti è assai diffusa tra i gestori di impianti a biogas, perché contribuisce ad aumentare la produzione energetica. Attualmente le disposizioni normative in Provincia di Bolzano impongono agli impianti agricoli l'impiego esclusivamente di co-substrati prodotti sul territorio altoatesino ed in quantità non superiore al 20% della quantità totale annua di biomassa trattata.

Matrici	2009 [t/a]	2010 [t/a]	Media [t/a]	Percentuale [%]
Substrati				
Liquame bovino	9.800	10.233	10.017	64,4
Letame bovino	4.900	5.117	5.008	32,2
Somma parziale	14.700	15.350	15.025	97
Co-substrati				
	540	540	540	3,5
Totale	15.240	15.890	15.565	100

Tabella 24: Elenco dei substrati e co-substrati trattati dall'impianto consortile di medie dimensioni negli anni di riferimento dell'analisi.

I prodotti in uscita dal processo di digestione sono costituiti dal biogas e dalla biomassa digerita. Il bilancio di massa della fase di valorizzazione del biogas viene svolto secondo le ipotesi illustrate al capitolo 3.1.1. In particolare, assumendo un tenore di metano del 54%, si può stimare che per la combustione non stechiometrica di 1 kg di biogas vengano richiesti 8,9 kg di aria.

	Ingresso [t/a]	Uscita [t/a]
Pretrattamenti e digestore		
Liquami	10.017	
Letami	5.008	
Cofermenti	540	
Biogas		946
Digestato		14.619
Somma	15.565	15.565
Cogeneratore		
Biogas	946	
Aria comburente	8.273	
Gas di scarico		9.219
Totale	9.219	9.219

Tabella 25: Bilancio di massa dell'impianto consortile di medie dimensioni.

In figura 17 sono rappresentati graficamente i flussi di massa dell'impianto a biogas in oggetto.

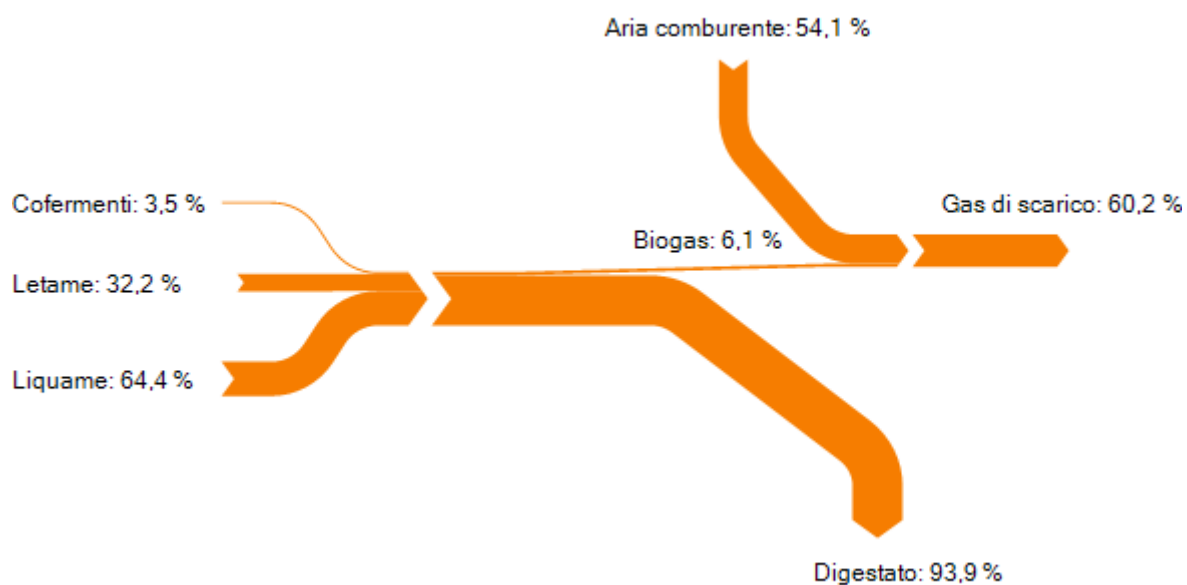


Figura 17: Diagramma di flusso delle materie in ingresso ed in uscita dall'impianto consortile di media taglia. La dimensione delle frecce è proporzionale al flusso di massa della materia cui si riferisce, espressa in percentuale rispetto alla biomassa fresca in ingresso (substrati + co-substrati=15.565 t/a).

3.3.3 Bilancio di energia

Nella figura seguente sono rappresentati in maniera schematica i flussi di energia connessi all'esercizio dell'impianto.

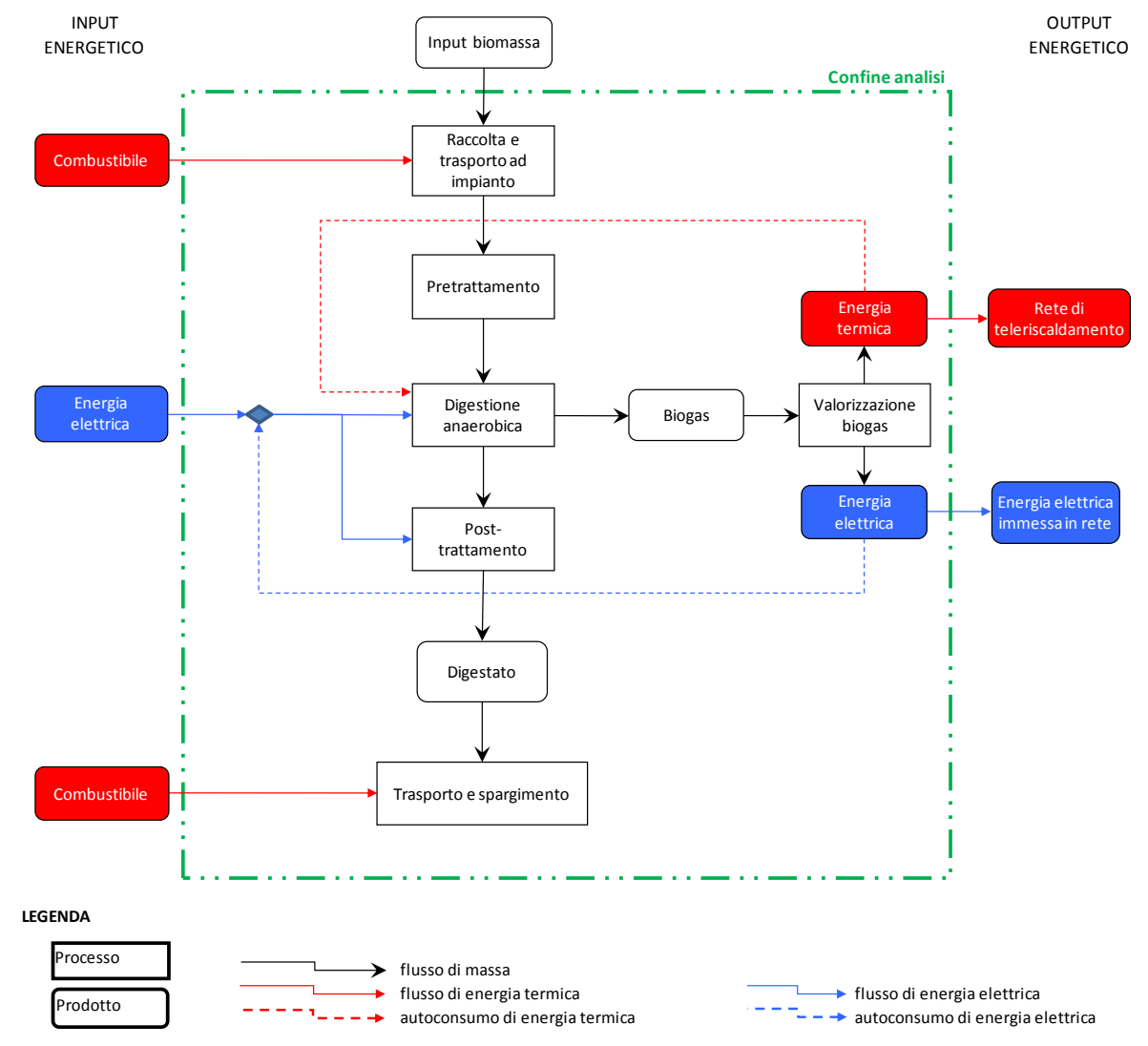


Figura 18: Schema dei flussi energetici dell'impianto consortile di media taglia.

Di seguito vengono analizzati più nel dettaglio i flussi di energia richiesti e prodotti dal processo.

Raccolta e trasporto della biomassa

Il prelievo della biomassa presso i soci ed il trasporto all'impianto consortile avviene ad opera e a spese della cooperativa, che si serve, come visto, di un'autobotte di proprietà per il trasporto dei liquami di allevamento e di un vettore esterno per il trasporto del letame.

Il trasporto del liquame avviene ad intervalli regolari, con un numero di viaggi annuo da parte dell'autobotte pari a 670. Per ottimizzare il numero di trasporti, prima di caricarsi di liquami freschi presso i contadini, l'autobotte trasporta e scarica il digesto in uscita dall'impianto.

Il vettore esterno per il prelievo del letame, invece, opera 1 giorno ogni 10, compiendo all'incirca 10-15 trasporti al giorno (350 all'anno).

Le distanze tra contadini e impianto sono comprese tra 700 m e 6.500 m, mentre ben due terzi delle 779 UBA che alimentano l'impianto si trovano all'interno di un raggio di 3,5 km dall'impianto.

La stima dei consumi di combustibile associati alla fase di raccolta dei substrati è stata svolta sulla base del numero di viaggi annui, del tragitto medio per viaggio e del consumo di combustibile dei mezzi (circa 3,5 litri ogni 10 km, aumentati del 20% per tenere conto del consumo connesso alle fasi di raccolta e scarico della biomassa).

Per quanto riguarda i cofermenti, essi vengono reperiti a distanze maggiori che non il substrato base. Vengono stimati circa 12.000 km all'anno per il trasporto dei quantitativi complessivi dei cofermenti all'impianto.

Consumo energetico impianto

Il consumo elettrico medio dell'impianto ammonta a 200.000 kWh, dei quali l'86,2% è autoprodotta e la restante quota (27.600 kWh) prelevata dalla rete elettrica nazionale.

Nella quota di energia elettrica autoprodotta (172.000 kWh/a) viene conteggiata:

- l'energia richiesta per i servizi secondari (illuminazione, computer, gru di sollevamento ecc.), pari a 5.200 kWh/a;
- l'energia richiesta per la gestione dell'impianto (pompe, miscelatori, sistemi di controllo e supervisione, ecc.), pari a 167.000 kWh/a;

Complessivamente, il consumo elettrico specifico per tonnellata di biomassa trattata ammonta a 12,8 kWh/t.

Il fabbisogno di energia termica, richiesto per mantenere il digestore in temperatura, ammonta a 760.000 kWh/a, i quali vengono recuperati dalle unità di cogenerazione.

Trasporto digestato

La biomassa digerita viene riconsegnata ai contadini per mezzo dell'autobotte di proprietà del consorzio. Complessivamente sono necessari circa 1.000 viaggi all'anno per trasportare la biomassa digerita ai soci. Questa viene infine sparsa nei campi con modalità differenti, ad opera dei diversi allevatori.

Produzione energetica

L'energia elettrica prodotta, al netto degli autoconsumi (circa l'11% del totale prodotto), viene immessa in rete. Una parte (22.000 kWh) dell'energia prodotta è destinata agli autoconsumi di centrale, non viene di fatto valorizzata a causa delle perdite connesse alla trasformazione dalla media alla bassa tensione.

Per quanto riguarda invece l'energia termica, le eccedenze rispetto all'autoconsumo dell'impianto sono pari al 61% dell'energia prodotta. Questo calore trova una piena valorizzazione grazie alla rete di teleriscaldamento del comune, che consente un impiego del calore recuperato dalle unità di cogenerazione anche nel periodo estivo.

Complessivamente si può stimare che dell'energia termica contenuta nel biogas, il 39% venga trasformato in energia elettrica, il 42% sia recuperato e valorizzato sotto forma di calore, mentre il restante 19% sia dissipato in atmosfera (attraverso i gas di scarico e l'irraggiamento prodotto dalle parti calde del generatore).

Parametro	U.d.M.	Valori
Potenza elettrica cogeneratore	kW	2x190
Biogas prodotto	m ³ /a	860.313
Contenuto di metano in biogas	%	56
Potere calorifico biogas	kWh/m ³	5,4
Energia termica nel biogas	kWh/a	4.645.692
Energia elettrica prodotta:	kWh/a	1.811.820
- autoconsumata	kWh/a	172.287
- immessa in rete	kWh/a	1.616.891

- non valorizzabile (perdite di trasformazione)	kWh/a	22.648
Rendimento elettrico	%	39,0
Energia termica prodotta:	kWh/a	1.951.191
- autoconsumata	kWh/a	760.751
- valorizzata esternamente	kWh/a	1.190.440
- dissipata	kWh/a	882.682
Rendimento termico	%	42,0
Energia termica non valorizzabile	kWh/a	882.682
Ore annue di esercizio	h/a	5.076

Tabella 26: Riassunto dei principali parametri relativi alla produzione energetica dell'impianto consortile di media taglia.

Il bilancio energetico dell'impianto a biogas è riportato in Tabella 27 e in Figura 19. A fronte di un consumo energetico complessivo di circa 1.110 tep per la gestione dell'impianto (comprese le fasi di trasporto delle sostanze da e verso l'impianto), vengono prodotti oltre 400 tep di energia utile, sottoforma di elettricità (75%) e calore (25%), valorizzato nelle abitazioni del comune grazie alla locale rete di teleriscaldamento.

Il fabbisogno energetico complessivo per la gestione dell'impianto è pari al 22% della produzione energetica (termica e elettrica) dell'unità di cogenerazione. Dei 108 tep di energia richiesti dalla gestione dell'impianto, ben 98 sono autoprodotti.

Descrizione	Energia per riscaldamento e trasporto		Energia elettrica	
	[MWh/a]	[tep/a]	[MWh/a]	[tep/a]
Consumo per raccolta e trasporto biomassa	-65,7	-5,7		
Consumo energetico impianto	-760,7	-65,4	-199,9	-37,4
Consumo per trasporto residui del processo	-24,3	-2,1		
Produzione energetica autoconsumata	760,7	65,4	172,3	32,2
Produzione energetica utile	1.145,6	98,5	1.616,9	302,4
Totale	1.055,6	90,7	1.589,3	297,2
Produzioni non conteggiate a bilancio				
Produzione energetica dissipata			22,7	4,2
Produzione energetica non recuperabile	882,7	75,9		

Tabella 27: Bilancio energetico dell'impianto consortile di media taglia.

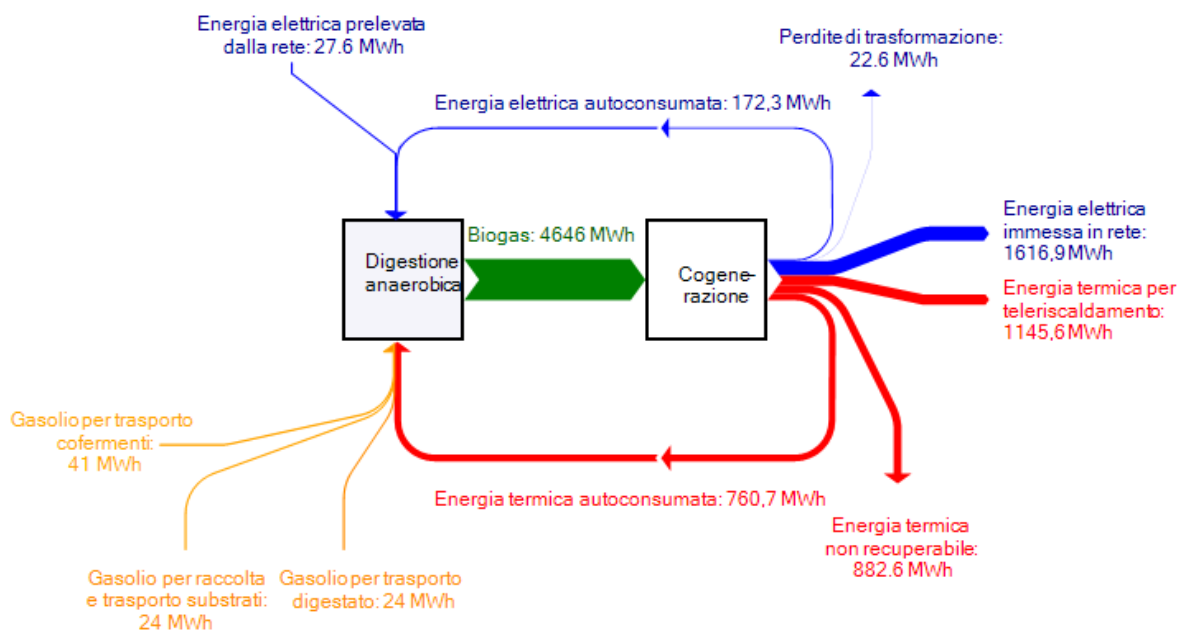


Figura 19: Bilancio dei flussi di energia nell'impianto agricolo di media taglia.

3.3.4 Bilancio ambientale

Il calcolo del bilancio ambientale è stato svolto sulla base delle ipotesi descritte al capitolo 3.1.3. Come già descritto, il bilancio deve tener conto da un lato delle emissioni prodotte dalla gestione dell'impianto a biogas, dall'altra delle emissioni evitate nel caso di una gestione tradizionale dei prodotti (spargimento del letame e liquame nei campi).

Per l'impianto consortile di piccola taglia sono state stimate le emissioni prodotte durante le fasi di processo riportate nella seguente figura.

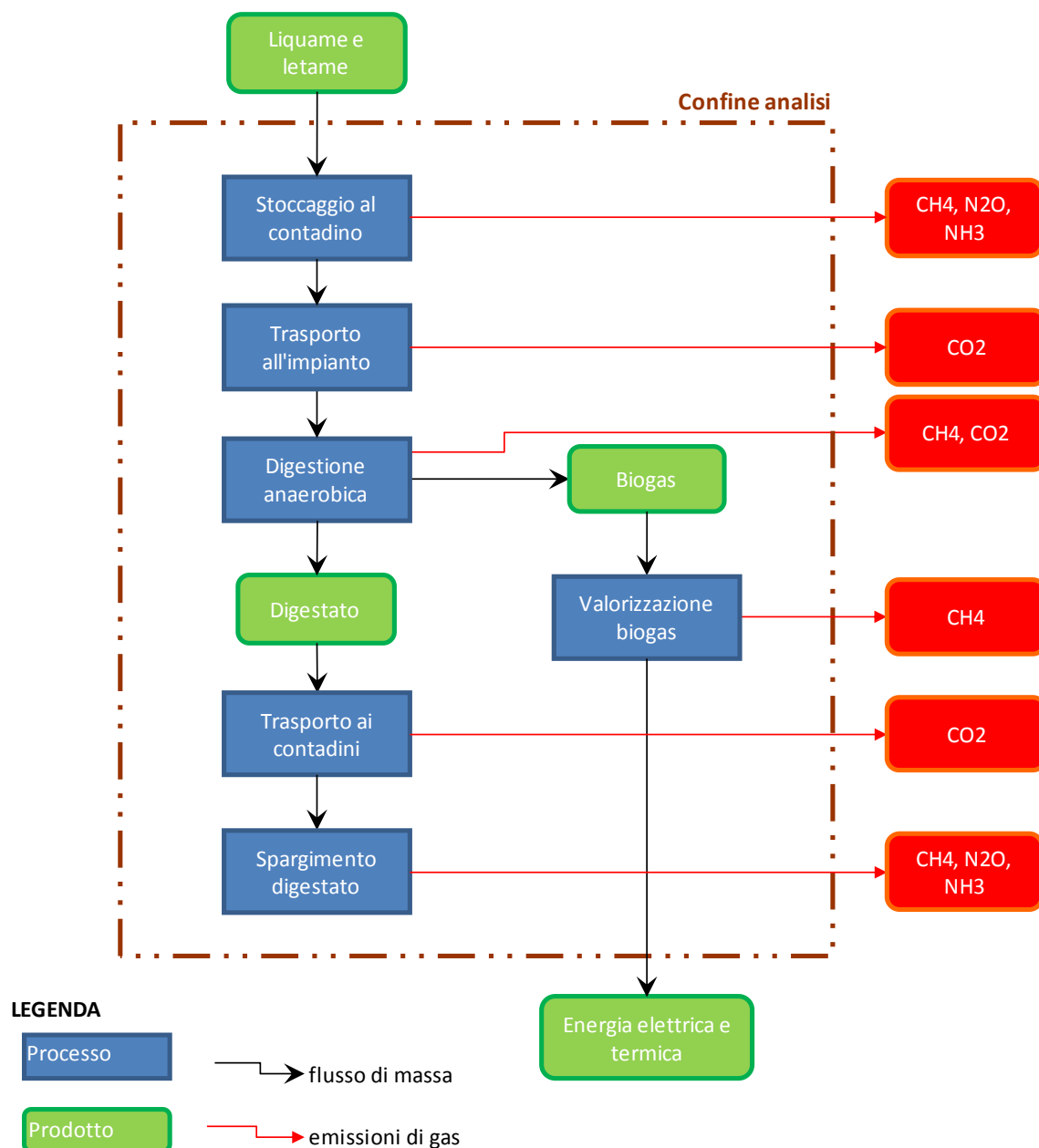


Figura 20: Diagramma di flusso del processo di digestione anaerobica dell'impianto a biogas agricolo di media taglia con indicazione della tipologia di emissioni associate alle diverse fasi.

Nei seguenti paragrafi sono descritte più nel dettaglio le diverse fasi del processo e stimate le relative emissioni di gas climaalteranti.

Non sono state invece conteggiate le emissioni di origine organica in quanto esse sono parte del ciclo naturale della CO₂.

Stoccaggio presso i contadini

Durante la fase di stoccaggio degli effluenti da allevamento presso i contadini sono prodotte emissioni di gas quali CH₄, N₂O e NH₃. Queste sono sostanzialmente dipendenti dalla tipologia di stoccaggio e dalla temperatura. Le emissioni sono state quantificate mediante i coefficienti riportati al paragrafo 3.1.3.3 e le assunzioni riassunte nella tabella seguente.

Parametro	U.d.M.	Valore
Quantitativi biomassa di scarto	[t/a]	15.025
Percentuale solidi volatili su biomassa fresca	[%]	7,5
Quantitativi solidi volatili	[t/a]	1.126,9
Tempo medio di residenza	[d]	8

Tabella 28: Ipotesi assunte per il calcolo delle emissioni durante la fase di stoccaggio presso i contadini.

Trasporto della sostanza fresca e del digestato

Il trasporto della sostanza fresca dai contadini all'impianto e viceversa, del digestato dall'impianto ai contadini è gestito dalla cooperativa nelle modalità descritte al paragrafo 3.3.1. I dati utilizzati per il calcolo delle emissioni nelle fasi di trasporto sono riassunti nella tabella seguente.

Mezzo di trasporto	Numero di viaggi all'anno	Distanza percorsa [km]	Consumo di combustibile [l]
Autobotte per liquami	682	8.500	3.570
Mezzo di trasporto esterno per letame	365	3.250	1.365
Trasporto cofermenti	22	12.000	4.200

Tabella 29: Valori assunti per il calcolo delle emissioni nelle fasi di trasporto.

Costruzione dell'impianto

Il calcolo delle emissioni connesse alla realizzazione dell'impianto è stato svolto sulla base delle ipotesi descritte al capitolo 3.1.3.3.

Produzione del biogas

Si è assunto che l'1% della produzione totale vada dispersa in atmosfera a causa di perdite nel gasogeno e lungo i circuiti.

Gestione dell'impianto

Per l'alimentazione delle pompe, del sistema di supervisione e controllo e di altre utenze elettriche all'interno dell'impianto è richiesta energia elettrica. Tale richiesta è soddisfatta attraverso autoproduzione o attraverso prelievo dalla rete. Per la quota parte di fabbisogno coperto mediante autoproduzione si considera che non vengano prodotte emissioni di gas climalteranti, a meno di quelle già considerate nelle altre fasi del processo. Per l'energia prelevata dalla rete sono conteggiate le emissioni generate per la produzione di tali quantitativi (27.600 kWh) secondo il mix elettrico nazionale.

Combustione del gas nell'unità di cogenerazione

Le emissioni prodotte nel corso della combustione del gas nei motori cogenerativi sono composte principalmente da: CO₂, CO, NO₂, SO₂ e CH₄. Di questi gas, solo il metano e il biossido di carbonio contribuiscono all'effetto serra; tuttavia, il biossido di carbonio, come già visto, è considerato neutrale in quanto, provenendo da biomassa, appartiene già al ciclo naturale del carbonio. L'unica emissione considerata è quella dovuta alle perdite di metano attraverso i gas di scarico del motore, le quali ammontano all'1,79% del consumo complessivo di biogas.

Stoccaggio e spargimento del digestato

Per il calcolo delle emissioni nella fase di stoccaggio e spargimento del digestato (complessivamente 14.619 t/a) nei campi e nei prati sono stati adottati i coefficienti di emissione descritti al paragrafo 3.1.3.3. In questa voce è considerato compreso anche il trasporto per il successivo spargimento.

Nella seguente tabella sono riportati i risultati del calcolo delle emissioni prodotte nelle diverse fasi del processo di produzione e valorizzazione del biogas.

Fase del processo	Gas	Origine (e quantità)	Fattore di emissione	Emissioni di CO ₂ equivalente	
				totali [t CO ₂ /a]	specifiche [g CO ₂ /kWh _{el}]
Stoccaggio presso i contadini	CH ₄ , N ₂ O, NH ₃	Liquame e letame (15.025 t/a)	Vedi capitolo 3.1.3.3	423	234
Trasporto della biomassa fresca e del digestato	CO ₂	Combustibile fossile (9.135 l/a)	2,62 kg CO ₂ /l	24	13
Costruzione dell'impianto	CO ₂	Combustibile fossile	42 g CO ₂ -eq/kWh	76	42
Produzione del biogas	CH ₄	Biogas (860.313 m ³ /a)	1 % perdite	132	73
Esercizio dell'impianto	CO ₂	Energia elettrica (27.600 kWh/a)	440 g CO ₂ -eq/kWh	12	7
Combustione gas nel cogeneratore	CH ₄	Biogas (860.313 m ³ /a)	1,79 % perdite di metano	233	129
Stoccaggio e spargimento digestato	CH ₄ , N ₂ O, NH ₃	Digestato (14.619 t/a)	Vedi capitolo 3.1.3.3	658	363
Produzione di energia elettrica	CO ₂	Mix elettrico nazionale (1.616.891 kWh/a)	440 g CO ₂ -eq/kWh	-711	-393
Produzione di energia termica	CO ₂	Mix termico nazionale (1.145.600 kWh/a)	217 g CO ₂ -eq/kWh	-249	-137
Somma				598	331

Tabella 30: Riassunto delle emissioni e dei risparmi di gas climaalteranti, generati dalla gestione dell'impianto agricolo consortile di media taglia.

Sistema di riferimento

Analogamente a quanto già descritto per l'impianto precedente, il sistema di riferimento in questo caso consiste nello stoccaggio dei liquami e del letame presso i contadini e nello spargimento diretto (inclusivo del trasporto) nei campi. Le relative emissioni mancate, che

possono essere considerate come un credito di emissione per l'impianto a biogas, sono riassunte nella seguente tabella.

Fase del processo (sistema di riferimento)	Gas	Origine (e quantità)	Fattore di emissione	Emissioni di CO ₂ equivalente	
				totali [t CO ₂ /a]	specifiche [g CO ₂ /kWh _{el}]
Stoccaggio presso contadino e spargimento diretto digestato	CH ₄ , N ₂ O, NH ₃	Liquame e letame 14.619 t/a	Vedi capitolo 3.1.3.3	1.504	830
Somma				1.504	830

Tabella 31: Riassunto delle emissioni e dei risparmi di gas climaalteranti, generati nel sistema di riferimento (stoccaggio e spargimento diretto dei liquami nei campi) per l'impianto consortile di media taglia.

Bilancio

Il bilancio delle emissioni climaalteranti è raffigurato nel grafico seguente.

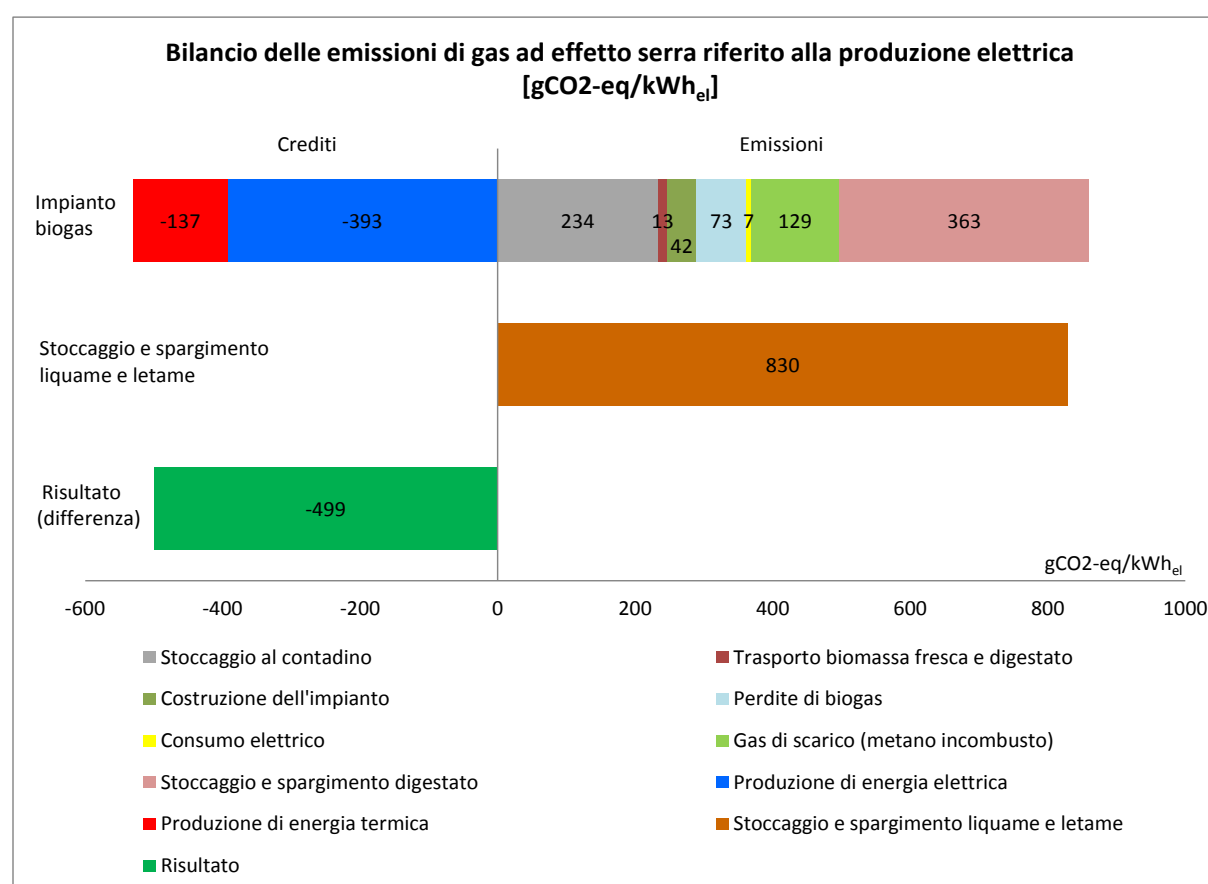


Figura 21: Rappresentazione grafica dei risultati del bilancio ambientale dell'impianto consortile di media taglia (valori in g CO₂-eq/kWh_{el}).

Come si può osservare nel grafico e nei valori riportati nella tabella precedente, le emissioni di CO₂ equivalente prodotte dalla gestione dell'impianto a biogas ammontano

complessivamente a 1.558 t CO₂-eq/a, le quali, riferite alla produzione elettrica, corrispondono a 861g CO₂-eq/kWh_{el}. Sottraendo a tali emissioni i crediti conseguenti alla produzione di energia elettrica e termica da fonte rinnovabile si giunge ad un valore di 598 t CO₂-eq/a, ossia 331 g CO₂-eq/kWh_{el}. Considerando inoltre le emissioni prodotte nel sistema di riferimento e risparmiate grazie all'esercizio dell'impianto a biogas, si giunge ad un bilancio globale di -906 t CO₂-eq/a, ovvero, riferendoli all'energia elettrica prodotta, -499 g CO₂-eq/kWh_{el}.

Per completezza e per consentire in seguito un confronto tra i risultati ottenuti nei diversi impianti nel grafico seguente sono riportate le emissioni riferite alle tonnellate di biomassa trattata anziché all'energia elettrica prodotta.

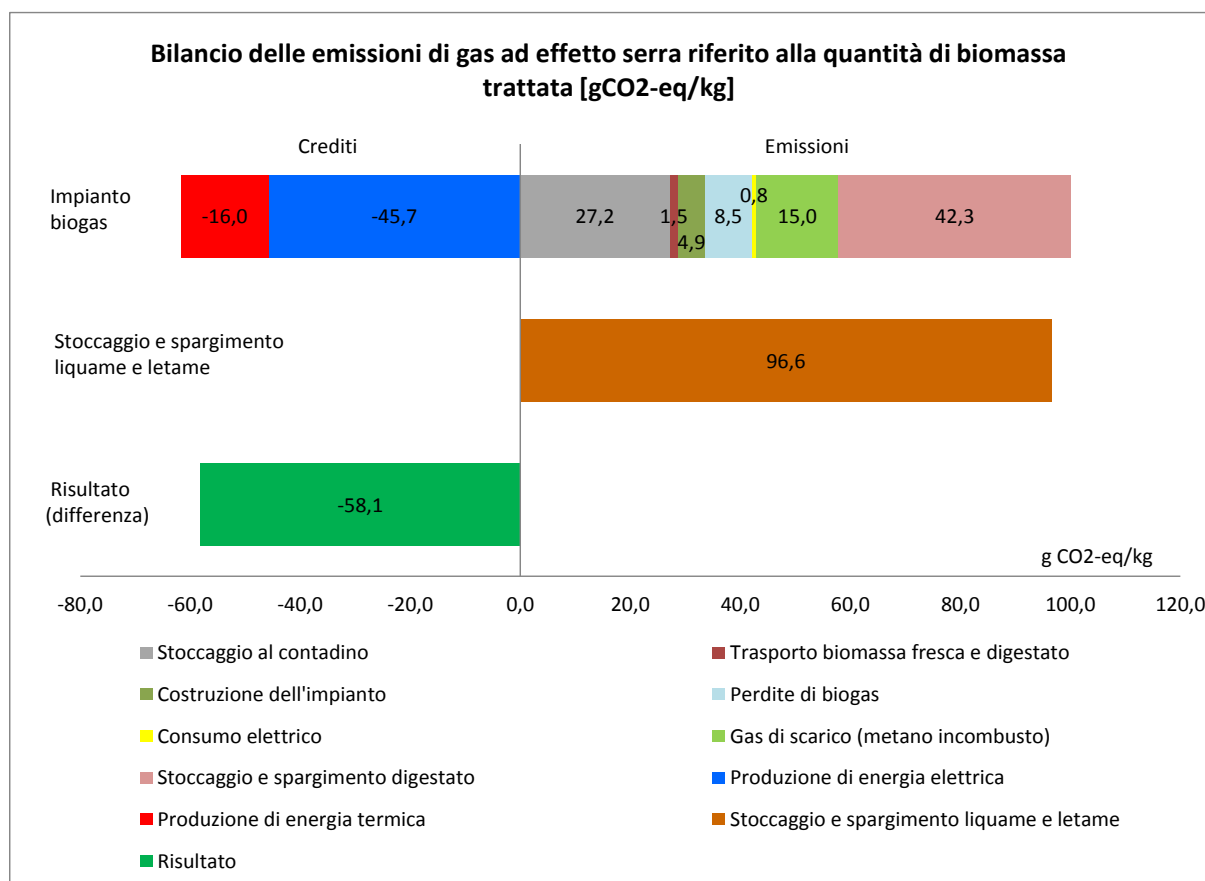


Figura 22: Rappresentazione grafica dei risultati del bilancio ambientale dell'impianto consortile di media taglia (valori in g CO₂-eq/kg di biomassa trattata).

In conclusione, il bilancio mostra anche in questo caso un saldo finale positivo, in particolare grazie al risparmio di emissioni conseguenti ad una diversa gestione dei liquami rispetto alla modalità tradizionale (stoccaggio e spargimento diretto nei campi). Il 40% dei risparmi complessivi delle emissioni è inoltre dovuto alla produzione di energia elettrica e calore da fonte rinnovabile, rispetto allo scenario di produzione tradizionale.

3.4 Impianto a FORSU

3.4.1 Descrizione dell'impianto

L'impianto a biogas di Lana tratta i rifiuti organici provenienti dalla raccolta differenziata dei rifiuti solidi urbani (il cosiddetto "umido" o FORSU). Realizzato nel 2006 su volontà della pubblica amministrazione, è stato inserito all'interno del piano provinciale di gestione dei rifiuti.

Si tratta di un impianto ad umido, capace di valorizzare ad oggi circa 12.000 tonnellate di rifiuti organici provenienti dalla raccolta differenziata in 37 comuni dell'Alto Adige, corrispondenti all'incirca al 40% dell'intera produzione provinciale.

L'impianto è gestito dall'azienda Eco-Center di Bolzano. I positivi risultati ottenuti fino ad ora hanno portato la Provincia a pianificare il raddoppio della capacità dell'impianto nei prossimi anni.

Dal punto di vista tecnico, la Figura 23 illustra lo schema del processo di lavorazione della biomassa.

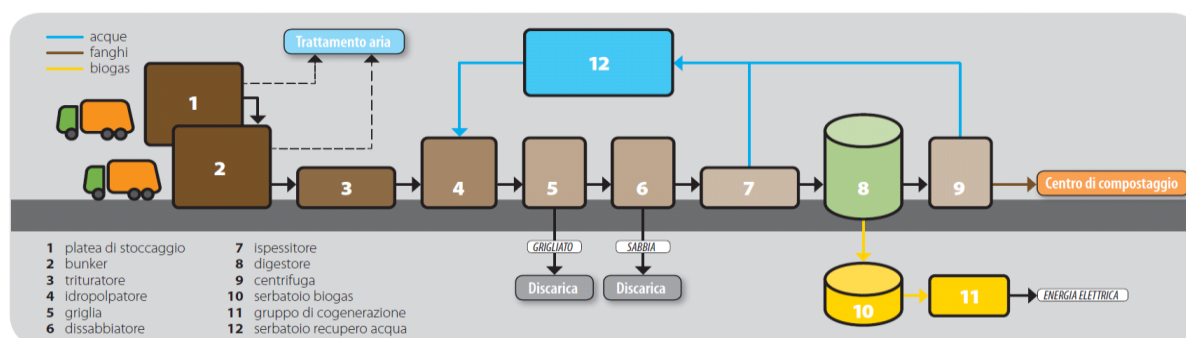


Figura 23: Schema delle fasi di processo dell'impianto di digestione anaerobica della frazione organica dei rifiuti provenienti dalla raccolta differenziata, ubicato a Lana (Eco-center, 2010).

Gli automezzi scaricano il rifiuto organico sulla platea di stoccaggio (1) o direttamente nel bunker (2). Il vano che accoglie le zone di stoccaggio e di lavorazione è mantenuto in depressione in modo da evitare la fuoriuscita di odori. L'aria aspirata da esso viene trattata in un biofiltro.

Tramite coclea il rifiuto organico passa prima in un trituratore (3) e poi nell'idropolpatore (4) dove viene miscelato con acqua, con un rapporto di 7 t di acqua ogni 2,6 t di rifiuto. La miscela in uscita dall'idropolpatore assume un tenore di sostanza secca pari al 4%.

La griglia (5) trattiene eventuali impurità come sacchetti di plastica, stoffa e legno, mentre il dissabbiatore (6) separa i materiali più pesanti di dimensioni ridotte come ossa, gusci d'uovo e conchiglie. In media il grigliato e l'inerte separato dal dissabbiatore ammontano al 10% della biomassa immessa nell'impianto. La massa avviata al processo di fermentazione anaerobica viene quindi concentrata nell'ispessitore (7) e poi inviata nel digestore (8) dove permane per minimo 16 giorni. La flora batterica presente nel digestore decompone la parte organica del rifiuto sviluppando biogas con circa il 60% di contenuto di metano. Il biogas viene captato e raccolto nel serbatoio biogas (10) e tramite 2 gruppi di cogenerazione (11) viene prodotta energia elettrica.

Dal digestore la biomassa digerita passa alla fase di disidratazione che avviene tramite una centrifuga (9). Il fango così prodotto è infine stoccato in container e conferito ad un impianto di compostaggio per la produzione di compost.

La Tabella 32 riassume i principali dati tecnici dell'impianto.

Parametro	Valori
Rifiuto trattato	FORSU
Quantità trattata	12.206 t
Residui di processo:	3.307 t
- fanghi	1.962 t
- grigliato	647 t
- sabbia	698 t
Comuni serviti	34
Entrata in servizio	2006
Personale impiegato	7
Digestore	volume 1.600 m ³ , sostanza secca al 4%, abbattimento sostanza solida volatile al 70%
Rapporto FORSU acqua di processo	7 t di acqua per 2,6 t di FORSU
Tenore di sostanza secca nella biomassa:	
- in ingresso	15 %
- dopo idropolpatore	4 %
- dopo ispessimento	11 %
- dopo digestione	4 %
- dopo disidratazione fanghi	25 %
Potenza elettrica cogeneratori	334 KW (cog.1) e 536 KW (cog.2)

Tabella 32: Principali parametri di processo dell'impianto di Lana.



Figura 24: Foto dell'impianto di trattamento della FORSU di Lana.

Per quanto riguarda la fase di raccolta e conferimento della FORSU, in allegato sono riportati i nomi dei comuni che conferiscono i propri rifiuti organici all'impianto di Lana, con indicazione dei quantitativi annui conferiti, del percorso medio compiuto dai mezzi di trasporto, del numero complessivo di viaggi all'anno e della capacità di trasporto. Di seguito

viene riportata una tabella riassuntiva con i principali valori medi e cumulativi, impiegati per il calcolo dei bilanci energetico-ambientali dell'impianto.

Parametro	U.d.M.	Valore
Quantità annua	[t/a]	12.207
N° comuni conferenti		34
Lunghezza media del percorso di raccolta e trasporto	[km]	68,2
Numero di viaggi all'anno		3070
Distanza annua totale	[km]	209.359
Consumo medio combustibile	[km/l]	2,53
Consumo totale combustibile	[l/a]	82.808

Tabella 33: Riassunto dei principali dati relativi alla raccolta e al trasporto della FORSU all'impianto di Lana.

I residui di processo sono costituiti da grigliato e sabbia, che vengono separati dalla biomassa in ingresso alla fase di digestione, e dalla biomassa digerita e disidratata. I primi vengono conferiti in discarica, ad una distanza di 30 km dall'impianto, mentre i fanghi di digestione sono trasportati a mezzo autoarticolato nel comune di Valeggio sul Mincio (Bs), distante ben 170 km dall'impianto di Lana, dove subiscono un ulteriore processo di stabilizzazione mediante fermentazione aerobica.

Parametro	U.d.M.	Tipologia residuo		
		Fanghi da digestione	Grigliato	Sabbia
Quantità annua	[t/a]	1.962	647	698
Impianto di destinazione		compostaggio	discarica	discarica
Comune di destinazione		Valeggio (Bs)	Vadena (Bz)	Vadena (Bz)
Distanza impianto di Lana – luogo di destinazione	[km]	170	30	30
Mezzo di trasporto		autoarticolato	containers	containers
Numero viaggi annui		80	70	70
Consumo specifico combustibile	[Km/l]	3	4	4
Consumo annuo combustibile	[l/a]	4.533	525	525

Tabella 34: Riassunto dei principali dati relativi al trasporto dei residui di processo dall'impianto di Lana ai rispettivi impianti di smaltimento.

3.4.2 Bilancio di massa

L'analisi del bilancio di massa dell'impianto di Lana viene applicata all'intero ciclo di trattamento della biomassa, dalle fasi di pre-trattamento, alla digestione, alla valorizzazione del biogas prodotto, fino allo stoccaggio dei residui di processo per il successivo smaltimento.

La biomassa conferita in impianto, circa 12.200 t/a, subisce dapprima una selezione nel corso della quale vengono separate alcune frazioni, quali:

- biomassa da conferire direttamente in discarica (808 t/a);
- biomassa da conferire ad altri impianti di trattamento (1.174 t/a);
- biomassa da conferire a depuratori (690 t/a).

La FORSU risultante, pari circa a 9.500 t/a, è quella effettivamente trattata dall'impianto a biogas. Questa biomassa viene inizialmente sottoposta, come visto, ad un pre-trattamento che ha lo scopo di separare le sostanze inerti (grigliato e sabbia) dalla matrice digeribile, e di portare quest'ultima nelle condizioni richieste dal processo di digestione (SS 11%), attraverso un'iniziale idropolpazione e un successivo ispessimento. Nel bilancio di massa del processo viene pertanto conteggiato anche l'apporto di acqua: questa, recuperata dall'ispessitore e dalla centrifuga per i fanghi, viene ricircolata più volte all'interno del processo, prima di essere scaricata in fognatura.

La biomassa digerita, dopo un processo di centrifugazione, che aumenta il tenore di secco fino al 25%, viene stoccata in apposito container per successivo trasporto.

Il biogas prodotto, a meno delle perdite che si possono verificare lungo la rete e nel gasometro, viene impiegato come combustibile in cogeneratori per la produzione di energia elettrica e termica. Il processo di combustione necessita di aria comburente, che viene perciò conteggiata tra gli elementi in ingresso nel sistema, secondo la metodologia presentata al capitolo 3.1.1.

Considerando un tenore di metano del 60% la combustione di 1 kg di biogas necessita di 9,7 kg di aria. Output del processo di combustione del biogas sono i gas di scarico prodotti dal generatore, pari alla somma della massa d'aria comburente e della massa di biogas combusto.

Nella Tabella 35 vengono riportati i quantitativi delle sostanze coinvolte nel processo. I dati relativi alla biomassa in ingresso ed ai residui di produzione si riferiscono al 2009, anno che può essere considerato rappresentativo delle condizioni ottimali di esercizio.

La Figura 25 propone una rappresentazione schematica del bilancio di massa dell'impianto, nella quale si può apprezzare il peso relativo delle diverse materie che compongono il bilancio (lo spessore delle rispettive frecce è proporzionale al flusso di massa).

Come si può notare il processo richiede un considerevole consumo di acqua, che viene impiegata nell'idropolpatore, in un rapporto di 7 a 2,5 rispetto alla biomassa in ingresso. Di contro, i residui solidi del processo (fanghi, sabbia e grigliato), rappresentano il 33% della biomassa trattata. Parte della biomassa in ingresso viene quindi smaltita come acqua reflua del processo, mentre circa il 15% è convertito in biogas.

	Ingresso [t/a]	Uscita [t/a]
Pretrattamenti		
FORSU conferita all'impianto	12.206	
FORSU in discarica		808
FORSU ad altri impianti		1.174
FORSU lavorata per depuratori		690

FORSU per la produzione di biogas		9.534
Somma	12.206	12.206
Digestore		
FORSU per la produzione di biogas	9.534	
Acqua di ricircolo	2.912	2.912
Acqua di reintegro	23.688	
Fanghi		1.962
Grigliato		647
Sabbia		698
Biogas		1.469
Acqua reflua		28.447
Somma	36.134	36.134
Cogeneratore		
Biogas	1.469	
Aria comburente	12.540	
Gas di scarico		14.009
Somma	14.009	14.009

Tabella 35: Bilancio di massa dell'impianto a FORSU di Lana.

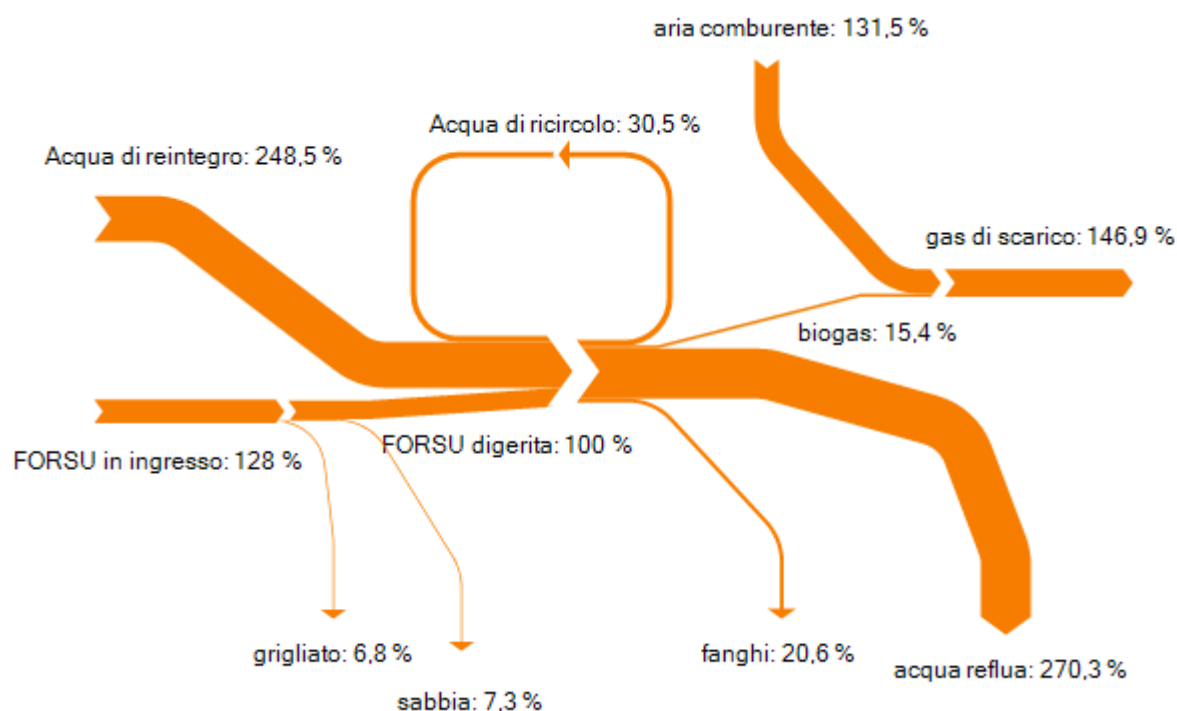


Figura 25: Diagramma di flusso delle materie in ingresso ed in uscita dall'impianto di Lana. La dimensione delle frecce è proporzionale alla massa della materia cui si riferisce, espressa in percentuale sulla quantità di FORSU in ingresso.

3.4.3 Bilancio energetico

I confini del sistema preso a riferimento per il bilancio energetico dell'impianto sono rappresentati dalla fase di raccolta della FORSU nei comuni di provenienza e dal trasporto dei residui di processo nei centri di smaltimento.

La Figura 26 rappresenta in maniera schematica il sistema di riferimento, con indicazione qualitativa dei consumi energetici connessi alle diverse fasi.

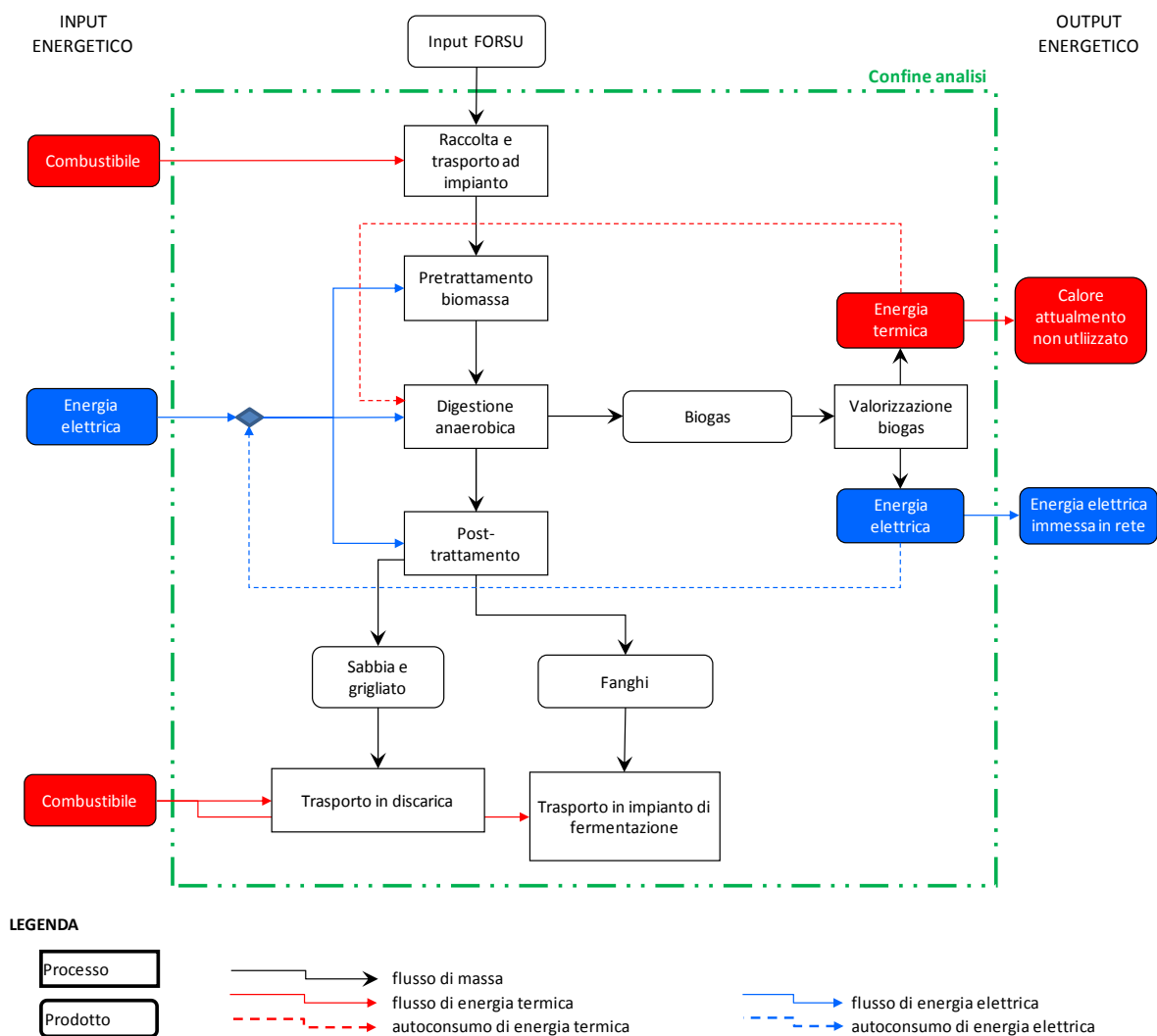


Figura 26: Schema dei flussi energetici dell'impianto a FORSU di Lana.

Di seguito vengono analizzati più nel dettaglio i flussi di energia richiesti e prodotti dal processo.

Raccolta e trasporto della FORSU

In allegato vengono riportati i diversi comuni che conferiscono l'umido della raccolta differenziata presso l'impianto di Lana. La raccolta ed il trasporto vengono realizzati tramite camion della nettezza urbana che, a seconda delle dimensioni, dichiarano un consumo di combustibile compreso tra i 3,5 e i 2 km con 1 litro di gasolio. Sulla base di questo dato, del tragitto medio percorso dai camion e dal numero annuo di trasporti, è stato possibile quantificare il consumo complessivo di gasolio richiesto per il trasporto della materia prima.

Assumendo un potere calorifico del gasolio di 9,85 kWh/l, risulta un consumo energetico di 815 MWh/a.

Consumo energetico impianto

Non essendo possibile determinare i diversi consumi elettrici associati alle varie fasi del processo, si sono dovuti considerare i consumi elettrici complessivi dell'impianto. Questi sono dati dalla somma dell'energia elettrica prelevata dalla rete e dall'energia prodotta ed autoconsumata e che ammonta a 1.318.090 kWh/a (confronta Tabella 36).

Per quanto riguarda i consumi di energia termica, l'impianto necessita di calore per il processo in quanto la fauna batterica deve essere mantenuta in un ambiente mesofilo ad una temperatura di 37°C. Una parte (500.000 kWh) del calore recuperato dai cogeneratori alimentati a biogas viene quindi autoconsumata per il processo (confronta Tabella 38). Ciononostante, in inverno si rende necessario integrare il calore prodotto dai cogeneratori mediante caldaia a gasolio, con un consumo di combustibile stimato in 500 l/a. Tale consumo cresce a 8.000 l/a nel caso in cui si renda necessario riavviare l'intero processo dopo periodi di fermo impianto dovuti ad interventi di manutenzione. Pertanto si è considerato un valore medio cautelativo di 4.500 l/a.

Infine, il consumo energetico complessivo dell'impianto si completa con il gasolio richiesto per alimentare la pala gommata e il carrello elevatore impiegati per la movimentazione della biomassa (4.000 litri all'anno).

Parametro	U.d.M.	Valori
Consumo di energia elettrica:	kWh/a	1.318.090
- autoconsumata	kWh/a	1.183.590
- prelevata dalla rete	kWh/a	134.750
Consumo di energia termica:	kWh/a	500.000
- autoconsumata	kWh/a	500.000
Consumo di gasolio:	l/a	8.500
- per caldaia	l/a	4.500
- per pala meccanica e carrello elevatore	l/a	4.000

Tabella 36: Riassunto dei principali parametri relativi alla produzione energetica dell'impianto a FORSU di Lana.

Trasporto residui del processo

Anche il trasporto dei residui di processo nei luoghi di smaltimento finale comporta un consumo di energia termica, sottoforma di combustibile.

Come riportato nella seguente tabella, lo smaltimento dei fanghi residuali del processo di digestione comporta elevati consumi energetici in quanto attualmente vengono trasportati fuori regione nel comune di Valeggio (Bs), distante ben 170 km dall'impianto di Lana.

Tipologia di residuo	U.d.M.	Fanghi da digestione	Grigliato	Sabbia
Produzione annua	[t/a]	1.962	647	698
Consumo annuo di combustibile	[l/a]	4.533	525	525
Consumo energetico annuo	[kWh/a]	44.653	5.171	5.171
Consumo energetico specifico per tonnellata di residuo	[kWh/t]	23	8	7
Consumo energetico complessivo	[kWh/a]	54.996		

Tabella 37: Riassunto dei principali dati relativi al trasporto dei residui di processo dall'impianto di Lana agli impianti di smaltimento finale.

Produzione energetica

La produzione energetica dell'impianto di Lana è garantita da 2 cogeneratori di potenza elettrica pari a 334 e 536 kW. Questi sono eserciti 7800 ore all'anno, con un rendimento elettrico medio del 32,4%.

Gli autoconsumi rappresentano il 47% dell'energia elettrica prodotta, mentre la restante quota di energia elettrica viene immessa in rete e venduta. Dell'energia termica recuperata in cogenerazione viene impiegata solo una piccola parte (il 18% circa) per mantenere i digestori alla temperatura richiesta dal processo. Il surplus di calore non trova attualmente valorizzazione ed è dissipato in atmosfera.

Complessivamente si può quindi stimare che dell'energia termica contenuta nel biogas:

- il 32,4% viene convertito in energia elettrica;
- il 35,4% viene recuperato e reso disponibile sotto forma di acqua calda alla temperatura di 90°C. Di questa quantità di calore solo il 18% viene effettivamente valorizzato per il processo, mentre il resto è dissipato in atmosfera;
- il 32,2% viene direttamente disperso nell'ambiente attraverso i gas di scarico ed il calore irradiato dalle unità di cogenerazione.

Parametro	U.d.M.	Valori
Potenza elettrica cogeneratori	KW	334 + 536
Biogas prodotto	m ³ /a	1.335.000
Contenuto di metano in biogas	%	60
Potere calorifico biogas	kWh/m ³	5,7
Energia termica nel biogas	kWh/a	7.647.214
Energia elettrica prodotta:	kWh/a	2.482.899
- autoconsumata	kWh/a	1.183.590
- immessa in rete	kWh/a	1.434.059
Rendimento elettrico	%	32,4
Energia termica prodotta:	kWh/a	2.700.000
autoconsumata	kWh/a	500.000
dissipata	kWh/a	2.200.000
Energia termica non valorizzabile	kWh/a	2.464.000
Ore annue di esercizio	h/a	7.805

Tabella 38: Riassunto dei principali parametri relativi alla produzione energetica dell'impianto a FORSU di Lana.

In conclusione, a fronte dell'energia elettrica utile, ovvero quella immessa in rete, la filiera di raccolta, trasporto lavorazione del rifiuto organico per la successiva produzione e valorizzazione del biogas necessita di una serie di consumi energetici che, in un bilancio complessivo, vanno a diminuire l'utile energetico netto dell'operazione.

In Tabella 39 è riportato il bilancio energetico dell'impianto. Esprimendo i quantitativi di energia termica in termini di tonnellate equivalenti di petrolio, secondo la metodologia illustrata al capitolo 3.1.2, risulta che l'utile energetico, derivante dall'impiego della FORSU per la produzione di quasi 490 tep di energia elettrica, ammonta a 160 tep all'anno, al netto di tutti i consumi energetici connessi alle diverse fasi di cui si compone il processo di trasporto e lavorazione della biomassa. In particolare, il fabbisogno energetico complessivo per la sola gestione dell'impianto rappresenta oltre il 60% della produzione elettrica lorda dell'impianto.

Infine la Figura 27 rappresenta in maniera schematica i flussi energetici dell'impianto, mantenendo la distinzione tra le diverse forme di energia e con una proporzionalità tra spessore delle frecce e flusso energetico in MWh.

Descrizione	Energia per riscaldamento e trasporto		Energia elettrica	
	[kWh/a]	[tep/a]	[kWh/a]	[tep/a]
Consumo per raccolta e trasporto FORSU	-815.657	-70,1		
Consumo energetico impianto	-583.725	-50,2	-1.318.340	-246,53
Consumo per trasporto residui del processo	-54.996	-4,7		
Produzione energetica autoconsumata	500.000	43	1.183.590	221,33
Produzione energetica utile			1.434.059	268,17
Totale	-954.378	-82,1	1.299.309	243
Produzioni non conteggiate a bilancio				
Produzione energetica dissipata	2.200.000	189,2		
Produzione energetica non recuperabile	2.464.315	211,9		

Tabella 39: Bilancio energetico dall'impianto a FORSU di Lana.

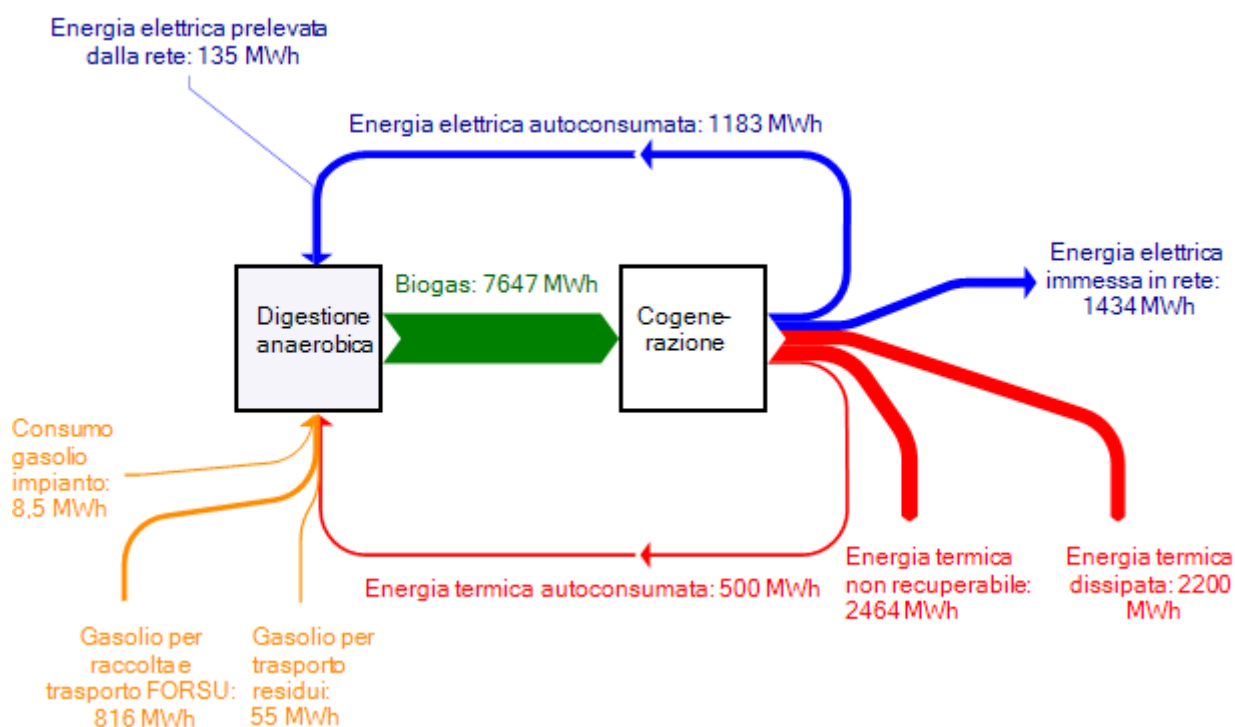


Figura 27: Bilancio dei flussi di energia nell'impianto a FORSU di Lana.

3.4.4 Bilancio ambientale

L'analisi dei punti di emissione di gas climaalterante ha richiesto preliminarmente anche in questo caso la definizione del sistema di riferimento entro cui confinare l'analisi.

Come illustrato nella Figura 28 i limiti del sistema sono i medesimi di quelli individuati per l'analisi energetica e coincidono con la fase iniziale di raccolta e trasporto della biomassa fresca (proveniente dalla raccolta differenziata) e con la fase finale di trasporto dei residui di processo negli impianti di smaltimento.

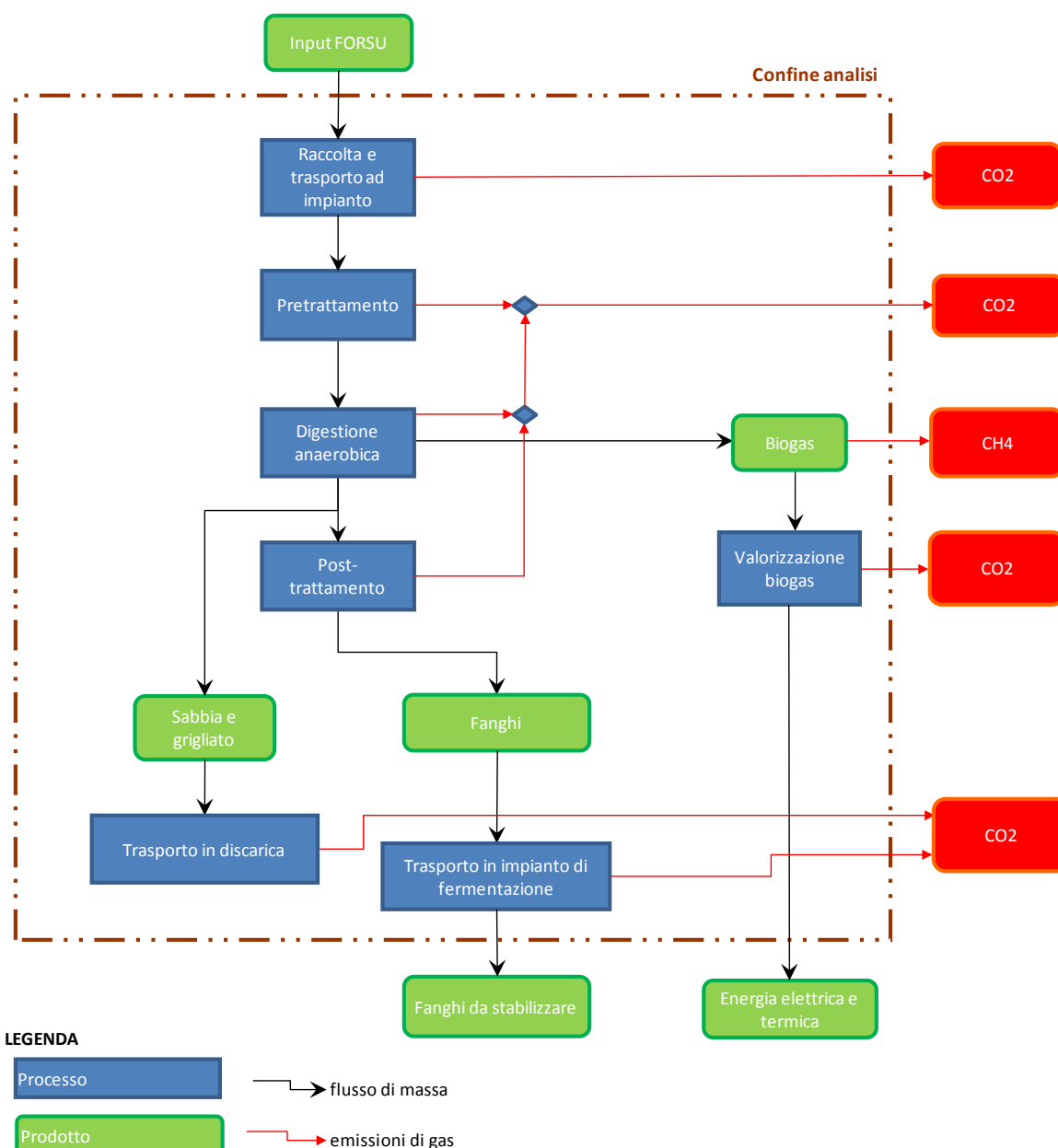


Figura 28: Diagramma di flusso del processo di digestione anaerobica della FORSU nell'impianto di Lana con indicazione della tipologia di emissioni associate alle diverse fasi.

Di seguito vengono analizzate nel dettaglio le diverse fasi illustrate nello schema, con una quantificazione delle emissioni di gas ad effetto serra connesse a ciascuna di esse.

Raccolta e trasporto della FORSU

Nel processo di raccolta della FORSU le emissioni sono quelle prodotte dai camion utilizzati. La stima delle emissioni associate alla combustione del gasolio nei motori dei camion di trasporto è stata svolta sulla base dei coefficienti di emissione di Tabella 10.

Stoccaggio della FORSU

Nella fase di stoccaggio della biomassa, prima dell'avvio del processo di digestione anaerobica, si può ipotizzare che si verifichino dei processi di decomposizione della sostanza organica, in parte di tipo aerobico, in parte di tipo anaerobico.

Sulla base dei dati a disposizione non è stato possibile stimare quanta CO₂ equivalente venga prodotta nel corso di tale fase. In ogni caso si può ragionevolmente assumere che il suo contributo nel bilancio totale dell'impianto sia ininfluenza.

Costruzione dell'impianto

Per il calcolo delle emissioni connesse alla realizzazione di un impianto a biogas per il trattamento della FORSU non sono state trovate specifiche indicazioni in letteratura. Per questo sono stati assunti i medesimi fattori di emissione utilizzati per gli impianti a biogas agricoli, e descritti al capitolo 3.1.3.3.

Gestione impianto

Le emissioni associate alle diverse fasi di lavorazione della biomassa in ingresso e di preparazione per il processo di digestione anaerobica, descritte al paragrafo 3.4.1, sono riconducibili principalmente al consumo di energia elettrica. Tuttavia, dal momento che non è possibile suddividere il fabbisogno energetico complessivo dell'impianto nei diversi comparti di cui si compone il processo di digestione, tali emissioni sono conteggiate in un'unica voce.

L'impianto consuma, come già visto, 1.318.090 kWh di energia elettrica, di cui, 1.183.590 kWh autoprodotti e 134.750 kWh prelevati dalla rete.

Le emissioni dell'energia prelevata dalla rete sono state stimate con il fattore di emissione introdotto al capitolo 3.1.3, mentre l'energia elettrica autoprodotta ha un fattore di emissione nullo in quanto proveniente da una fonte energetica rinnovabile.

Il consumo termico dell'impianto ammonta a 583.725 kWh, di cui 500.000 kWh autoprodotti dall'impianto stesso e pertanto a bilancio nullo di CO₂, e 83.725 kWh prodotti dalla combustione di gasolio.

Valorizzazione del biogas in cogenerazione

Il biogas prodotto viene impiegato integralmente per la produzione di energia elettrica e termica mediante combustione in 2 cogeneratori.

Le emissioni di CO₂ al camino prodotte dalla combustione di biogas possono essere considerate ad effetto nullo per quanto riguarda il loro contributo ai processi climaalteranti, dal momento che provengono da una fonte energetica rinnovabile, quale l'umido della raccolta differenziata.

Invece, eventuali perdite di biogas dal gasogeno o la presenza di metano nei gas di scarico emessi al camino, hanno un contributo non nullo all'effetto serra, come visto al paragrafo 3.1.3.. In mancanza di dati di misura, si è ipotizzato, sulla base di dati di letteratura (confronta paragrafo 3.1.3), una perdita di biogas dal gasogeno pari all'1% della produzione annua. Riguardo alle perdite di metano incombusto nei gas di scarico, in considerazione della taglia delle unità di cogenerazione e della presenza di un catalizzatore nella linea fumi si può assumere che vi sia un tenore di 0,5 gCH₄/Nm³ riferito alla portata di gas di scarico. Tale valore corrisponde all'incirca ad una perdita dello 0,8% del metano in ingresso al cogeneratore.

Trasporto dei residui di processo ai rispettivi siti di smaltimento

Con il trasporto dei residui di processo si completa il ciclo di trattamento della biomassa. Le emissioni prodotte sono state anche in questo caso stimate sulla base del consumo annuo complessivo di gasolio e del fattore di emissione riportato in Tabella 10.

Tra i residui del processo viene considerata anche l'acqua reflua, la quale deve essere trattata in un vicino impianto di depurazione. Eventuali emissioni di gas climaalteranti riferibili a questa fase del processo non sono state conteggiate.

In Tabella 40 sono riassunti i coefficienti impiegati per la stima delle emissioni di gas climaalteranti prodotte durante il ciclo di vita dell'impianto, con una quantificazione delle tonnellate di CO₂ equivalente emesse annualmente dall'impianto.

Fase del processo	Gas	Origine (e quantità)	Fattore di emissione	Emissioni di CO ₂ equivalente	
				totali [t CO ₂ /a]	specifiche [g CO ₂ /kWh _{el}]
Raccolta e trasporto FORSU	CO ₂	Gasolio (82.808 l/a)	2,62 kg CO ₂ /l	217	87
Costruzione dell'impianto	CO ₂	Combustibile fossile	42 g CO ₂ -eq/kWh	104	42
Produzione del biogas	CH ₄	Biogas (1.335.000 m ³ /a)	1 % perdite	220	89
Esercizio dell'impianto	CO ₂	Energia elettrica (134.750 kWh/a)	440 g CO ₂ /kWh	59	33
	CO ₂	Gasolio (8.500 l/a)	2,62 kg CO ₂ /l	22	
Combustione gas nel cogeneratore	CH ₄	Biogas (1.335.000 m ³ /a)	0,8 % perdite di metano	176	71
Trasporto dei fanghi a Valeggio	CO ₂	Gasolio (4.533 l/a)	2,62 kg CO ₂ /l	12	6
Trasporto in discarica dei residui di processo	CO ₂	Gasolio (1.050 l/a)	2,62 kg CO ₂ /l	3	
Produzione di energia elettrica	CO ₂	Energia elettrica (1.434.059 kWh/a)	440 g CO ₂ /kWh	-631	-254
Somma				182	74

Tabella 40: Riassunto delle emissioni e dei risparmi di gas climaalteranti generati dalla gestione dell'impianto a FORSU di Lana.

Sistema di riferimento

Quale sistema comparativo rispetto al quale paragonare i risultati dei bilanci energetici ed ambientali dell'impianto di Lana, viene preso a riferimento un sistema di gestione tradizionale del rifiuto organico, basato sulla raccolta differenziata e sul conferimento in più impianti di compostaggio.

Il compostaggio consiste nella decomposizione controllata dei rifiuti organici ad opera di microrganismi che attraverso un processo di digestione aerobica degradano la sostanza organica trasformandola in un prodotto biologicamente stabile, ricco di sostanze humiche (il compost appunto). Dal punto di vista impiantistico gli impianti di compostaggio sono caratterizzati da una minore complessità rispetto agli impianti di digestione anaerobica ad umido. Sono composti essenzialmente da un comparto di miscelazione e conferimento e da un comparto di maturazione. Nel primo la FORSU in ingresso viene lavorata e sottoposta ad alcuni trattamenti (vagliatura e deferrizzazione), finalizzati a separare le sostanze non idonee al processo di compostaggio. Nel comparto di maturazione la biomassa viene disposta in trincee o cumuli e periodicamente rivoltata, così da mantenere le condizioni ideali di aerazione. Un sistema di ventilazione garantisce il ricambio dell'aria esausta dal comparto di miscelazione e conferimento e la sua depurazione mediante biofiltri.

La permanenza della FORSU nei diversi comparti ammonta indicativamente a 15 giorni nel comparto iniziale e a 30 giorni nel comparto di bioossidazione.

Come evidenziato nella Figura 29 il sistema comparativo considerato nell'analisi ha inizio col medesimo stadio iniziale dell'impianto di Lana, ovvero la fase di raccolta e trasporto della FORSU.

Considerando i comuni che compongono il bacino di raccolta della FORSU conferita all'impianto di Lana, si sono individuati per ciascuno di essi gli impianti di compostaggio più vicini. I consumi associati alla fase di trasporto sono stati quindi calcolati con i medesimi parametri riportati nella Tabella 33 ma con un differente valore della distanza percorsa annualmente.

Per quanto concerne le emissioni di gas climaalteranti connesse alla costruzione di un impianto di compostaggio, non è stato possibile reperire a riguardo dati in letteratura. È stato quindi ipotizzato che per la realizzazione di un impianto di compostaggio vengano emessi dei quantitativi pari alla metà rispetto a quelli emessi per la costruzione di un impianti a biogas di pari capacità.

Considerata la maggiore semplicità impiantistica alla base del processo, i consumi energetici legati al compostaggio della biomassa risultano minori rispetto a quelli tipici di un impianto a biogas ad umido e sono dovuti principalmente all'alimentazione dei sistemi di ventilazione controllata dei comparti di ossidazione. Complessivamente, i consumi energetici si riassumono in:

- consumo di gasolio per alimentazione delle pale meccaniche utilizzate per la movimentazione della biomassa;
- consumi elettrici per l'alimentazione dei servizi di centrale (impianto per vagliatura della biomassa, sistema di illuminazione, sistema di ventilazione, ufficio amministrativo, pesa, ecc).

Nel corso dell'analisi comparativa si sono considerati i consumi energetici specifici riportati nella tabella seguente. Confrontati tali valori con i consumi elettrici specifici dell'impianto di Lana (vedi Tabella 38) il processo di compostaggio richiede 5 volte meno energia elettrica per tonnellata di rifiuto trattato.

Parametro	U.d.M.	Valori
Consumo specifico di energia elettrica per tonnellata di FORSU trattata	kWh/t	20
Consumo specifico di gasolio per tonnellata di FORSU trattata	l/t	0,6

Tabella 41: Consumi energetici specifici assunti per l'esercizio di un impianto di compostaggio (fonte: TIS).

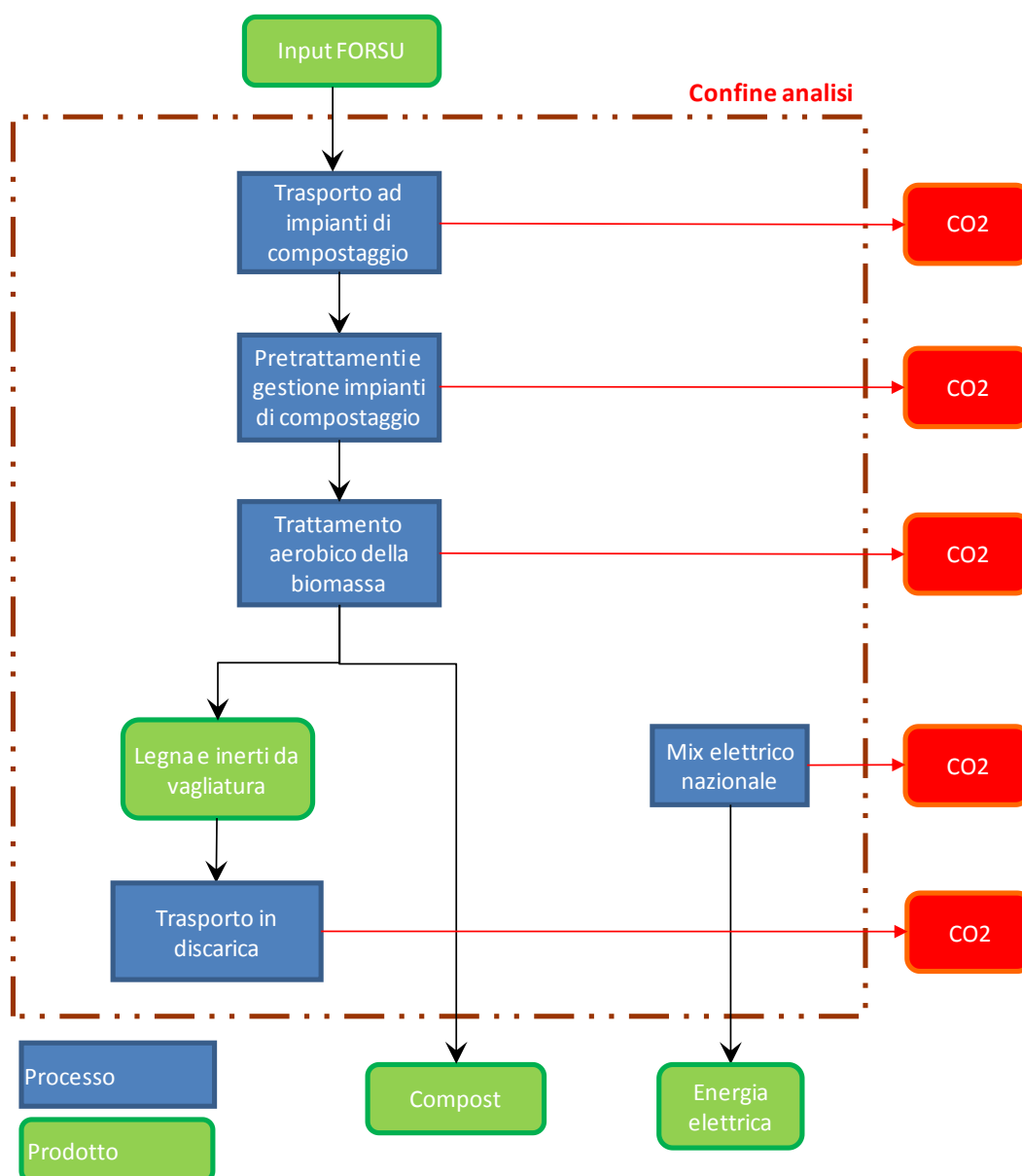


Figura 29: Diagramma di flusso del sistema di riferimento per la gestione tradizionale della FORSU, mediante impianto di compostaggio.

I prodotti in uscita dall'impianto di compostaggio sono costituiti dal compost e dai residui del trattamento iniziale di vagliatura della FORSU (principalmente legna, elementi ferrosi, plastica).

Il compost può essere considerato come un prodotto dotato di un suo mercato. Generalmente è impiegato come prodotto ammendante in agricoltura o come materiale inerte per impieghi nel settore edile (rinterri). La fase di trasporto del compost al sito di impiego finale non rientra nei confini del sistema comparativo.

I residui della vagliatura della FORSU sono considerati invece rifiuto. Per quanto nella realtà una parte di questi residui trovano una successiva valorizzazione (specialmente gli elementi ferrosi), nello studio si è ipotizzato che vengano indistintamente conferiti in discarica. In questo caso il trasporto al sito di destinazione è stato considerato all'interno del sistema comparativo.

La stima dei consumi associati alla fase di trasporto è stata nuovamente prodotta attraverso i medesimi parametri illustrati al paragrafo precedente. Come luogo di smaltimento sono state individuate le discariche comunali più prossime a ciascun sito di compostaggio.

Infine, dal momento che l'impianto di Lana produce una certa quantità di energia elettrica, nel sistema comparativo è stato ipotizzato di produrre la medesima quantità in maniera convenzionale, ovvero secondo il mix energetico nazionale.

Nella seguente tabella sono state calcolate le emissioni che verrebbero prodotte nel caso di smaltimento della medesima quantità di FORSU trattata nell'impianto di Lana in maniera tradizionale attraverso un impianto di compostaggio.

Fase del processo	Gas	Origine (e quantità)	Fattore di emissione	Emissioni di CO ₂ equivalente	
				totali [t CO ₂ /a]	specifiche [g CO ₂ /kWh _{el}]
Trasporto all'impianto di compostaggio	CO ₂	Gasolio (73.713 l/a)	2,62 kg CO ₂ /l	193	78
Costruzione dell'impianto di compostaggio	CO ₂	Combustibili fossile	Metà delle emissioni per costruzione impianto biogas	52	21
Gestione dell'impianto di compostaggio	CO ₂	Energia elettrica (279.568 kWh/a)	440 g CO ₂ /kWh	96	46
		Gasolio (7.086 l/a)	2,62 kg CO ₂ /l	19	
Digestione aerobica FORSU	CO ₂	FORSU (9.500 t/a)	Clima-neutrale	0	0
Trasporto residui in discarica	CO ₂	Gasolio (1.238 l/a)	2,62 kg CO ₂ /l	3	1
Somma				363	146

¹ riferiti alla produzione elettrica dell'impianto a biogas da FORSU

Tabella 42: Riassunto delle emissioni di gas climalteranti, generate nel sistema di riferimento (compostaggio) per il trattamento della FORSU valorizzata energeticamente nell'impianto di Lana.

Come si evince dalle precedenti tabelle e dal grafico seguente, le emissioni di CO₂ equivalente prodotte durante la gestione dell'impianto di Lana (328 gCO₂-eq/kWh_{el}) sono maggiori rispetto a quelle associabili alla gestione di un impianto di compostaggio (146 gCO₂-eq/kWh_{el}). Tuttavia, il risparmio di emissioni (254 gCO₂-eq/kWh_{el}) connesso alla produzione ed immissione in rete di energia elettrica da fonte rinnovabile anziché da fonte tradizionale, consente di compensare ampiamente le maggiori emissioni generate nella gestione del processo di digestione anaerobica. Il saldo finale (73 gCO₂-eq/kWh_{el}) risulta quindi inferiore rispetto a quello di un impianto di compostaggio di analoga capacità di trattamento.

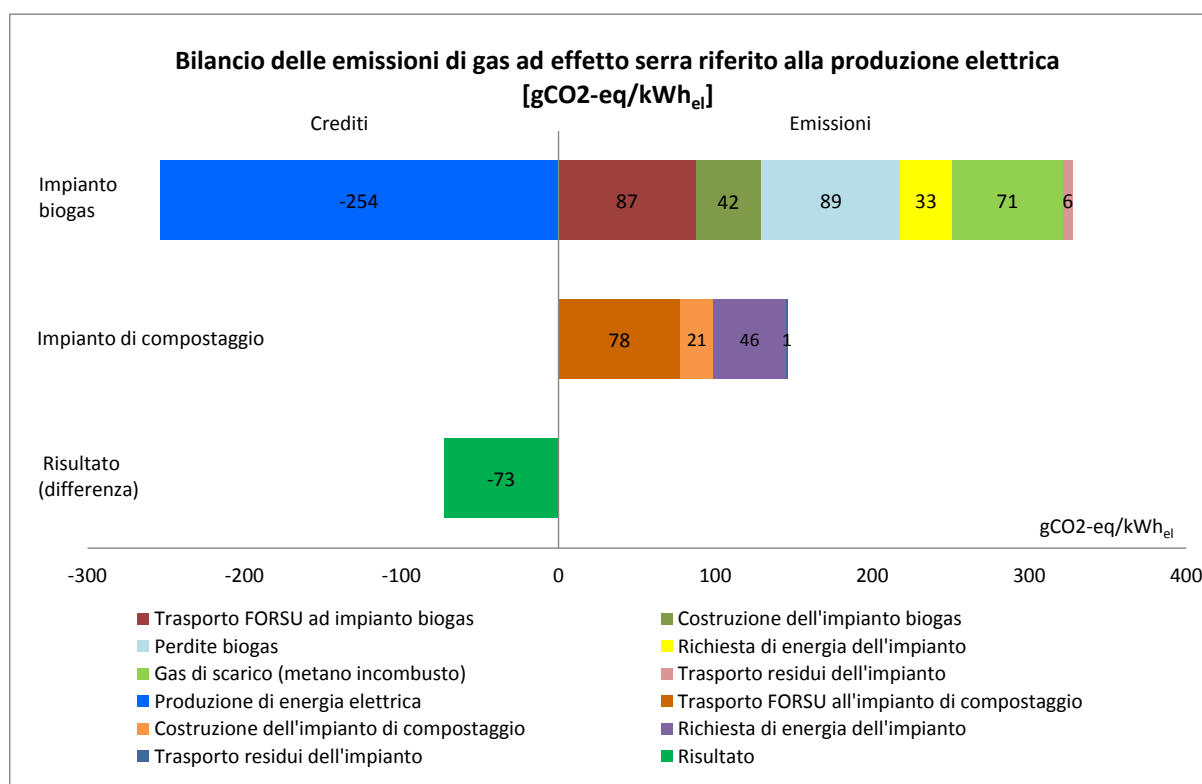


Figura 30: Rappresentazione grafica dei risultati del bilancio ambientale dell'impianto a FORSU di Lana (valori in g CO₂-eq/kWh_{el}).

Volendo esprimere i risultati in riferimento ai quantitativi di biomassa trattata, si ottiene un risparmio di 18,8 kg di CO₂ – equivalente per tonnellata di biomassa trattata.

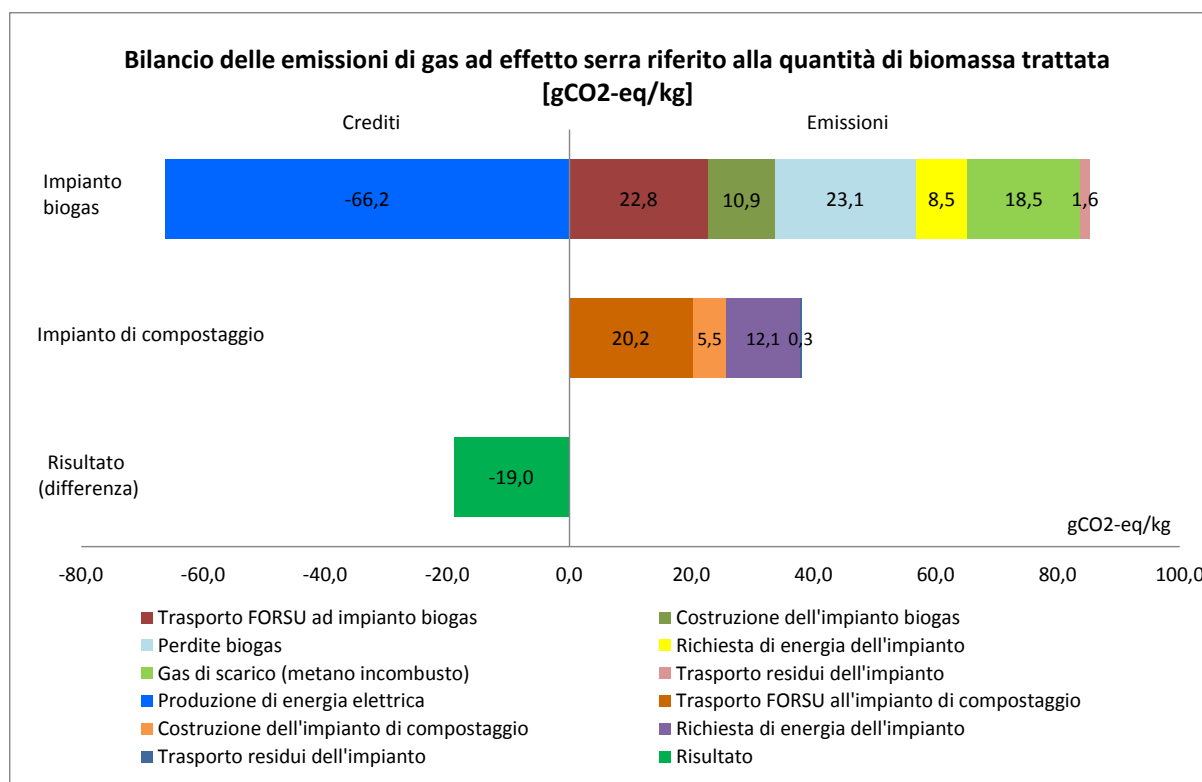


Figura 31: Rappresentazione grafica dei risultati del bilancio ambientale dell'impianto a FORSU di Lana (valori in g CO₂-eq per kg di biomassa trattata).

Dall'analisi dei grafici precedenti si possono inoltre proporre delle ulteriori considerazioni. Il trasporto della FORSU dai comuni conferenti all'impianto di Lana incide in maniera non trascurabile sul bilancio ambientale dell'impianto. Ciò a conferma dell'importanza di curare nella fase di pianificazione degli impianti, la localizzazione del sito, che sia baricentrica rispetto alla provenienza della biomassa, così da minimizzare le emissioni in fase di trasporto.

Inoltre se non si conteggiasse il contributo positivo dato dalla produzione di energia elettrica, la gestione di un impianto a biogas comporta, come visto, maggiori emissioni rispetto alla gestione di un impianto di compostaggio. Pertanto, a differenza di quanto avviene per gli impianti agricoli, l'impianto a FORSU genera un effettivo vantaggio ambientale rispetto alla gestione tradizionale del rifiuto organico esclusivamente in funzione del "credito di emissione" riconosciuto all'immissione in rete di energia elettrica, ed eventualmente termica, prodotta da fonte rinnovabile.

3.5 Conclusioni

L'analisi energetica ed ambientale condotta ha mostrato che ciascuno dei tre impianti analizzati dichiara bilanci positivi, con alcune particolarità, che vengono di seguito commentate.

La Tabella 43 mostra in maniera riassuntiva un confronto tra i risultati, espressi in valore specifico, dell'**analisi energetica** dei tre impianti.

Parametro	U.d.M.	Impianto privato di piccola taglia	Impianto consortile di media taglia	Impianto a FORSU
Quantitativi di biomassa trattata	[t/a]	981	15.565	9.534
Produzione specifica di biogas per t di biomassa	[m ³ /t]	48,5	55,3	140,0
Consumo elettrico dell'impianto per t di biomassa	[kWh/t]	4,5	12,8	138,3
Consumo elettrico dell'impianto riferito alla produzione elettrica	[%]	6	11	50,4
Consumo termico dell'impianto riferito alla produzione termica	[%]	54	40	18,5
Consumo di energia per il trasporto riferito alla produzione netta di energia ¹	[%]	2,5	2	46,5
Produzione netta di energia riguardante riscaldamento e trasporto	[tep/1000t]	3,67	5,85	-8,61
Produzione netta di energia elettrica	[tep/1000t]	12,74	19,08	25,49
Produzione netta di energia	[tep/1000t]	16,41	24,93	16,88
¹ per trasporto si intende: <ul style="list-style-type: none"> - per l'impianto privato di piccola taglia, il trasporto per lo spargimento del digestato nei campi; - per l'impianto consortile di media taglia, il trasporto della sostanza fresca dal contadino all'impianto a biogas e ritorno; - per l'impianto di Lana, il trasporto della FORSU all'impianto e dei residui di processo ai rispettivi siti di smaltimento. 				

Tabella 43: Riassunto dei risultati dell'analisi energetica.

Per quanto riguarda la produzione di biogas, entrambi gli impianti agricoli dichiarano una produzione specifica maggiore rispetto ai dati reperibili in letteratura, relativi alla sola digestione di liquami bovini (20 – 30 m³ di biogas per t di biomassa fresca) e letame bovino (40 – 50 m³ di biogas per t di biomassa fresca). Nel caso dell'impianto privato di piccola taglia, ciò è da ricondursi in parte al fatto che la biomassa venga digerita fresca, senza pre-stoccaggio, in parte all'utilizzo di co-fermenti. Invece per l'impianto consortile di media taglia, ciò è da ricondursi esclusivamente all'impiego di co-fermenti. La produzione di biogas senza l'utilizzo dei cofermenti scenderebbe ad un valore di circa 28 m³/t e che perciò rientrerebbe nei dati di letteratura.

Un confronto con l'impianto a FORSU è più difficile in quanto la letteratura fornisce dati molto variabili (50 – 480 m³ di biogas per t di biomassa fresca), in funzione della tipologia di

rifiuto organico. Il dato ottenuto nell'impianto di Lana appare in ogni caso del tutto plausibile e indicativo di una buona efficienza del processo.

Entrambi gli impianti agricoli mostrano un bilancio positivo rispetto alla produzione termica. Grazie alla possibilità di valorizzare in una rete di teleriscaldamento il calore recuperabile in cogenerazione, una parte dell'energia impiegata per la gestione dell'impianto (soprattutto combustibile per il trasporto della biomassa) può essere in tal modo compensata.

Da questo punto di vista, per l'impianto a FORSU l'energia termica spesa nella fase di trasporto non può essere compensata, in quanto non avviene la valorizzazione dell'energia termica recuperabile dalla cogenerazione.

Per entrambi gli impianti agricoli, il consumo energetico per il trasporto della biomassa è contenuto rispetto alla produzione energetica complessiva. Per l'impianto privato di piccola taglia il consumo per il trasporto consiste nel trasporto del digestato nei campi, ed ammonta al 2,5% della produzione netta di energia. Di contro, per l'impianto consortile di media taglia il consumo energetico per trasporto ammonta al 2% della produzione netta di energia, dove per trasporto si intende il conferimento della biomassa dai contadini all'impianto e ritorno. Tuttavia, in questo caso lo spargimento dei campi non viene considerato, sicché il confronto tra i due valori di consumo specifico è solo in parte giustificato.

Analogamente, per l'impianto a FORSU si intende per trasporto il conferimento dei rifiuti organici all'impianto ed il trasporto dei residui di produzione ai rispettivi siti di smaltimento. Per quest'impianto il consumo energetico per trasporto corrisponde al 46,5% della produzione netta di energia dell'impianto. Se l'impianto potesse valorizzare l'energia termica recuperata, tale valore scenderebbe al 21,4%.

Il bilancio elettrico dell'impianto a FORSU è invece positivo e nettamente maggiore di quello degli impianti agricoli, se riferito alla biomassa trattata. Ciò è da ricondursi essenzialmente alla maggiore produzione specifica di biogas che contraddistingue la biomassa in ingresso; la FORSU produce infatti 3 volte più biogas rispetto agli effluenti da allevamento.

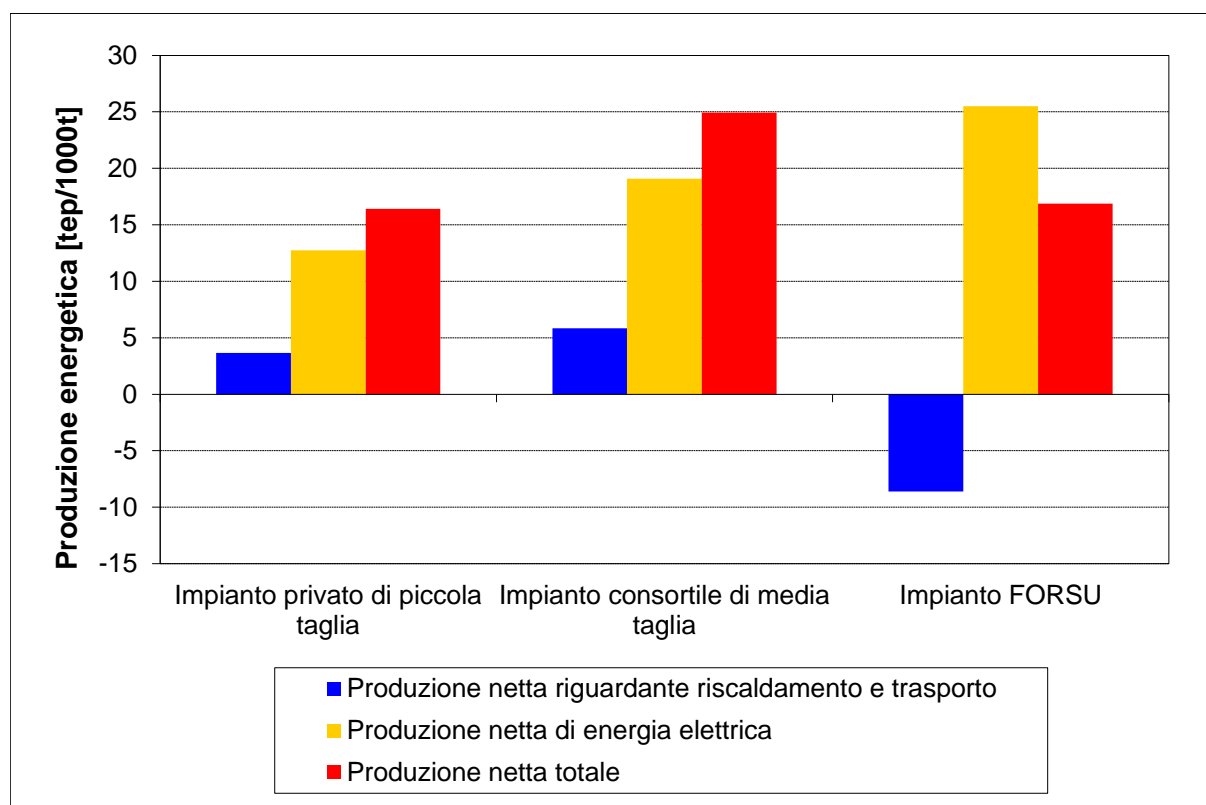


Figura 32: Confronto tra i bilanci energetici degli impianti a biogas analizzati.

L'impianto che dichiara il migliore bilancio energetico complessivo (termico + elettrico), riferito alla biomassa trattata, è l'impianto agricolo di media taglia, il quale può contare su di un'elevata produzione energetica, un consumo elettrico contenuto e una piena valorizzazione del calore recuperabile. A questo riguardo bisogna tuttavia ricordare che tale impianto impiega cofermenti, i quali sono responsabili per il 43% dell'intera produzione di biogas.

In conclusione, si può osservare che, dal punto di vista energetico, gli impianti a biogas analizzati dimostrano dei bilanci positivi, ovvero che mettono a disposizione molta più energia di quanta non ne richiedano per il loro esercizio. La valorizzazione del calore, pur essendo ampiamente auspicabile e utile per il miglioramento energetico (ed economico) dell'impianto, non è tuttavia una condizione indispensabile per la sostenibilità energetica.

Per quanto riguarda il **bilancio ambientale**, può essere parimenti fatto un confronto tra gli impianti analizzati. La seguente tabella ed il seguente grafico propongono un riassunto dei risultati ottenuti.

Parametro	U.d.M.	Impianto privato di piccola taglia	Impianto consortile di media taglia	Impianto a FORSU
Quantitativi di biomassa trattata	[t/a]	981	15.565	9.534
Emissioni complessive durante l'esercizio dell'impianto	[gCO ₂ -eq/kg]	66,6	98,9	85,6
Crediti per la produzione di energia elettrica e termica	[gCO ₂ -eq/kg]	41,3	61,7	66,2
Emissioni complessive nello scenario di gestione tradizionale della biomassa	[gCO ₂ -eq/kg]	99,8	95,2	38,1
Bilancio finale dell'emissione di gas ad effetto serra	[gCO ₂ -eq/kg]	-74,5	-58,0	-18,8

Tabella 44: Riassunto dei risultati del bilancio ambientale.

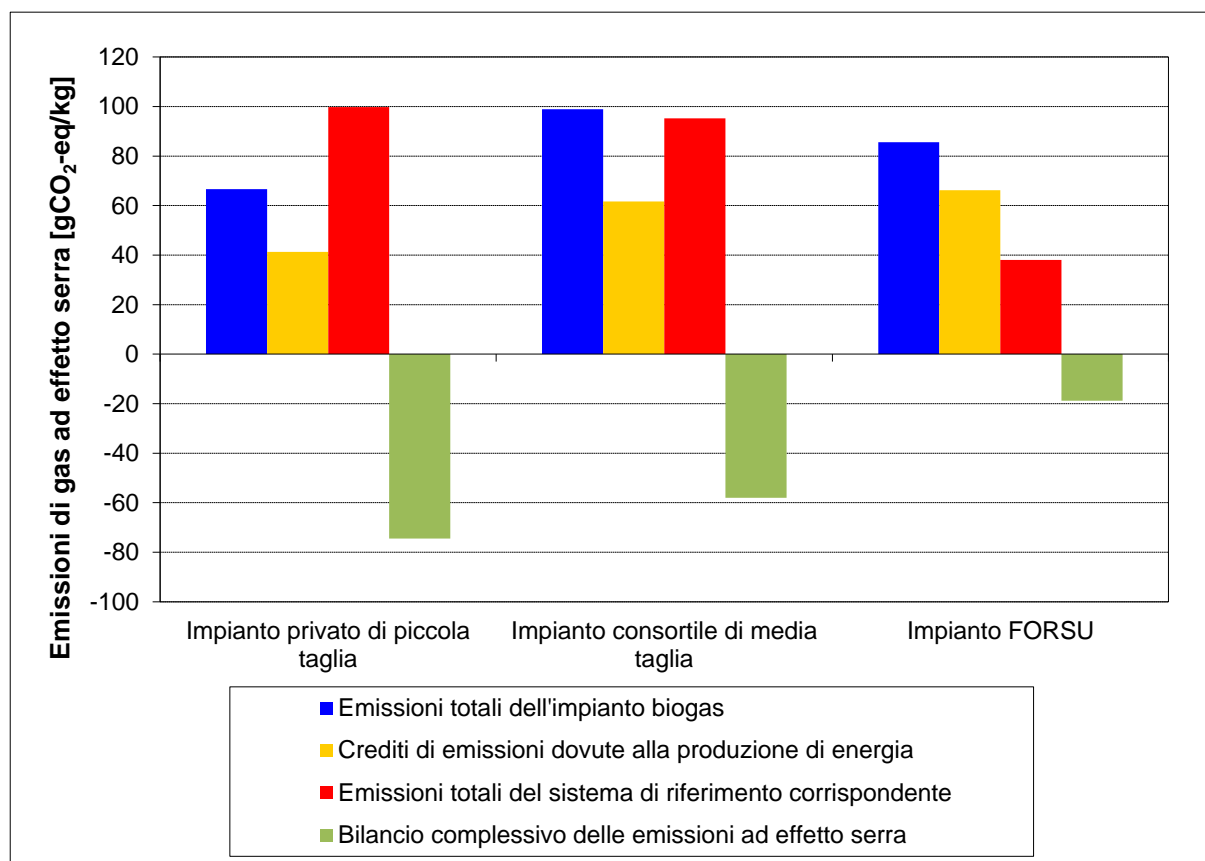


Figura 33: Confronto tra i bilanci ambientali degli impianti a biogas analizzati.

Considerando i risultati in valori specifici, riferiti cioè alle tonnellate di biomassa trattata, il bilancio ambientale dell'impianto privato di piccola taglia risulta il migliore. Ciò è da ricondursi in parte al fatto che per questo impianto sono nulle le emissioni in fase di pre-stoccaggio e di trasporto della biomassa fresca. Per l'impianto consortile di media taglia, invece, vi sono sì maggiori crediti di emissione conseguenti alla maggiore produzione di energia elettrica e termica, ma il fatto che gli effluenti da allevamento vengano stoccati presso i contadini per più giorni porta a delle emissioni di gas ad effetto serra (soprattutto metano) che penalizzano il bilancio.

Per l'impianto a FORSU il bilancio ambientale è positivo, anche se di poco, grazie ai crediti generati dalla produzione di energia elettrica. D'altronde l'impianto è caratterizzato da un processo relativamente energivoro, che porta all'emissione di ingenti quantitativi di gas ad effetto serra, in misura ben maggiore rispetto ad uno scenario tradizionale di compostaggio della FORSU. Da questo punto di vista, un eventuale valorizzazione del calore sarebbe particolarmente utile, in quanto consentirebbe un miglioramento del saldo ambientale finale.

4 Analisi economica di impianti a biogas in Alto Adige

4.1 Metodologia di analisi

Scopo della presente analisi è il confronto dei principali parametri economici relativi alla gestione di alcuni impianti a biogas in Alto Adige, alimentati da effluenti di allevamento. In particolare, l'analisi si prefigge di identificare gli aspetti che influenzano maggiormente l'economicità delle iniziative nel settore del biogas in Provincia di Bolzano.

Dapprima è stata svolta una raccolta di dati, attraverso interviste con i gestori degli impianti prescelti, che ha permesso di ottenere informazioni tecniche relativamente alla tecnologia degli impianti ed ai dati di produzione. Le informazioni raccolte di ambito economico riguardano i costi di investimento, la tipologia di finanziamento adottata in fase di realizzazione iniziale, i costi e le entrate in fase di esercizio. Tali dati si riferiscono agli anni 2009 e 2010. Per l'analisi sono stati utilizzati i dati medi relativi ai due anni. In presenza di dati incompleti, i valori mancanti sono stati desunti da dati di letteratura.

I dati raccolti sono stati quindi elaborati e presentati in maniera tale da poter svolgere un confronto tra i parametri economici di esercizio dei diversi impianti. In aggiunta è stata svolta un'analisi di sensitività allo scopo di comprendere più nel dettaglio quanto alcuni parametri possano influenzare il comportamento economico degli impianti.

Per garantire l'anonimato degli impianti sottoposti ad analisi, i risultati sono riportati in termini di valori specifici, ottenuti attraverso divisione per la potenza elettrica installata o per quantitativo medio annuo di biomassa trattata.

4.2 Impianti analizzati

Come anticipato al capitolo 2.4, l'analisi economica è stata condotta su 4 impianti a biogas agricoli, scelti con l'obiettivo di indagare degli esempi che fossero rappresentativi delle diverse taglie di impianti presenti nel panorama provinciale degli impianti a biogas.

In Tabella 45 sono riassunte le più importanti caratteristiche degli impianti analizzati. Ogni impianto tratta principalmente liquame e letame da allevamento bovino, ma si differenziano per forma di gestione (un impianto privato e tre impianti consortili), taglia (quantità di biomassa trattata, potenza elettrica installata e dimensioni dell'impianto), modalità di valorizzazione del calore recuperato, ecc.

Nonostante la maggior parte della biomassa trattata sia costituita da effluenti da allevamento, gli impianti impiegano anche co-fermenti, che consentono in alcuni casi un notevole aumento della produzione di biogas. Secondo la Legge Provinciale N° 6 del 2008, negli impianti a biogas agricoli dell'Alto Adige è ammesso il co-trattamento di scarti vegetali e di rifiuti organici, a condizione che provengano dal territorio provinciale e non superino il 20% in peso della biomassa in ingresso.

Denominazione	Impianto privato di piccola taglia	Impianto consortile di piccola taglia	Impianto consortile di media taglia	Impianto consortile di medio-grande taglia
Numero identificativo	1	2	3	4
Informazioni generali				
Forma di gestione	privata	consortile		
Taglia di impianto	piccola	piccola	media	medio-grande
Unità Bovine Adulte	< 100	100 ÷ 500	500 ÷ 1.000	1.000 ÷ 1.500
Distanza allevatore conferente -impianto	0 km	2÷4 km	0,7÷6,5 km	< 12 km
Dati tecnici				
Potenza elettrica	<50 kW	50 ÷ 150 kW	150 ÷ 500 kW	500 ÷ 1.000 kW
Valorizzazione del calore	allacciamento di utenze a breve raggio ¹	rete di tele-riscaldamento	rete di tele-riscaldamento	rete di tele-riscaldamento
Tipologia di vasca di pre-stoccaggio	aperta	chiusa	chiusa	chiusa
Tipologia costruttiva digestore	sottoterra	sottoterra	sottoterra	in parte interrata, isolata
Tipologia costruttiva vasca di poststoccaggio	-	sottoterra	in parte interrata	in parte interrata, isolata
Dati di esercizio (Valori medi 2009-2010)				
Quantitativi di biomassa trattata:	<1.000 t/a	1.000 ÷ 10.000 t/a	10.000 ÷ 20.000 t/a	> 20.000 t/a
- fermenti	98,6%	99,9%	96,5%	88,2%
- co-fermenti	1,4%	0,1%	3,5%	11,8%
Contributo dei co-fermenti alla produzione di biogas	10÷15%	<5%	40÷45%	30÷40%
Biogas prodotto ²	48,5 m ³ /t	33,2 m ³ /t	55,3 m ³ /t	59,7 m ³ /t
Energia elettrica prodotta ²	71 kWh/t	57 kWh/t	116 kWh/t	123 kWh/t
Autoconsumo elettrico	24%	11%	10%	12%
Energia termica recuperata ²	82 kWh/t	95 kWh/t	125 kWh/t	136 kWh/t
Energia termica immessa in rete	46%	54%	61%	2%
Note:				
¹ riscaldamento dell'abitazione del gestore dell'impianto				
² per tonnellata di biomassa trattata				

Tabella 45: Principali dati caratteristici degli impianti a biogas agricoli sottoposti ad analisi economica.

4.3 Risultati dell'analisi economica

4.3.1 Costi di investimento

I costi di investimento, espressi in riferimento alla potenza elettrica installata, sono riportati in Tabella 46, suddivisi per voce di costo.

A questo riguardo si deve premettere che gli impianti sono stati realizzati in diversi anni, all'interno di un arco di 10 anni, cosa che non rende pienamente giustificato un confronto tra i costi specifici di investimento di ciascun impianto.

Infatti, l'inflazione ad esempio agisce in termini di un aumento con il tempo del costo specifico di investimento. Di contro, il progressivo diffondersi della tecnologia negli ultimi anni ha portato ad una diminuzione dei costi specifici.

Tenendo quindi presenti tali aspetti, si è provato in ogni caso ad indagare i costi di investimento per verificare se questi rispondano ad un qualche fattore di scala. Nel caso degli impianti considerati l'esito è stato negativo, ovvero il costo specifico di investimento non diminuisce con il crescere della taglia di impianto.

Le differenze nei costi di investimento sono piuttosto da ricondursi alle specifiche prerogative di ogni singolo impianto. Ad esempio, per quegli impianti per i quali si è reso necessario costruire fermentatori e vasche di stoccaggio interrate, i costi di scavo hanno svolto un ruolo importante, arrivando a coprire dal 13 al 20% del costo totale di realizzazione.

Analogamente i costi per le opere civili rappresentano una buona parte dell'onere iniziale, variando tra il 24 e il 45% dei costi totali di investimento.

In generale i costi specifici di realizzazione per impianti a biogas sul territorio altoatesino variano da 4.300 ad oltre 10.000 €/kW.

Voce di costo ¹	Impianto privato di piccola taglia		Impianto consortile di piccola taglia		Impianto consortile di media taglia		Impianto consortile di medio-grande taglia	
	[€/kW]	[%]	[€/kW]	[%]	[€/kW]	[%]	[€/kW]	[%]
Lavori di scavo	216	5,0	2.266	21,0	763	13,2	79	1,1
Opere edili	1.622	37,3	3.333	30,9	1.474	25,5	3.135	44,4
Opere elettromeccaniche	1.189	27,4	3.317	30,8	1.474	25,5	1.958	27,7
Unità di cogenerazione	703	16,2	923	8,6	697	12,1	1.091	15,4
Allacciamento elettrico	73	1,7	296	2,7	421	7,3	69	1,0
Allacciamento termico	432	10,0	101	0,9	211	3,6	0	0
Monitoraggio	0	0	0	0	0	0	23	0,3
Progettazione e direzione lavori	108	2,5	546	5,1	132	2,3	155	2,2
Mezzo di trasporto della biomassa fresca	0	0	0	0	0	0	0	0
Mezzo di	0	0	0	0	92	1,6	0	0

trasporto digestato								
Acquisto terreno	0	0	0	0	513	8,9	0	0
Altro	0	0	0	0	0	0	557	7,9
Totale investimento	4.343	100	10.781	100	5.776,3	100	7.065,1	100

¹ Lavori di scavo: predisposizione area cantiere, sbancamenti, scavi in roccia, ...
 Opere civili: vasca stoccaggio liquami, digestore, vasca stoccaggio digestato, locale tecnico, ...
 Opere elettromeccaniche: circuiti termo-idraulici, pompe, sistema di supervisione, ...
 Unità di cogenerazione: completa con linea fumi, scambiatore di calore, ...
 Allacciamento elettrico: completo di TRAFO e quadri di comando

Tabella 46: Costi specifici di investimento per ciascuno dei 4 impianti analizzati, con suddivisione nelle principali voci di costo.

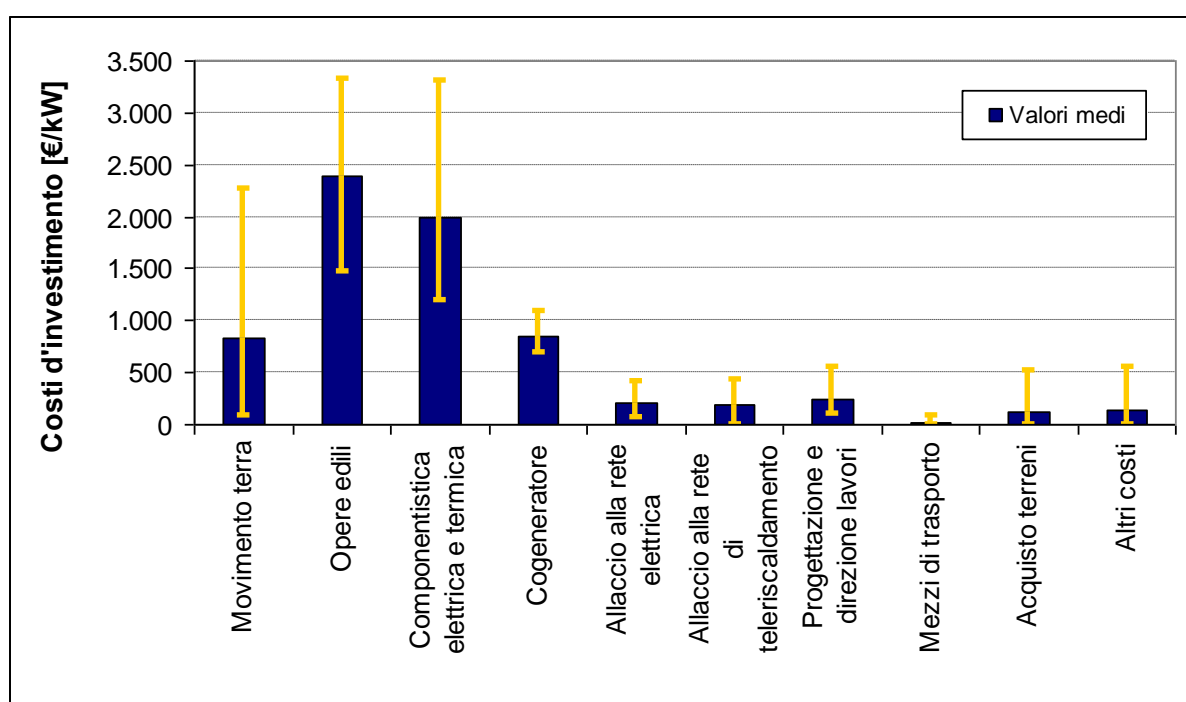


Figura 34: Voci di costo per la realizzazione dei quattro impianti analizzati, con indicazione del valore medio specifico e dell'oscillazione.

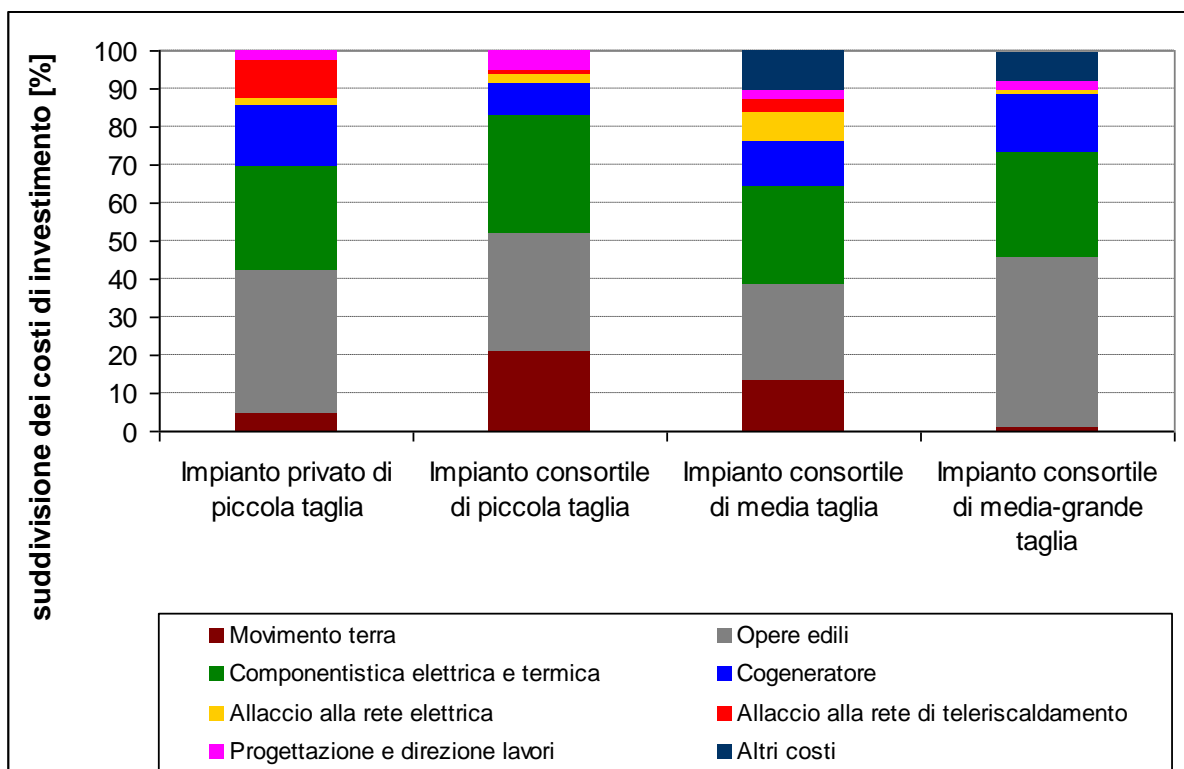


Figura 35: Suddivisione percentuale dei costi di realizzazione dei quattro impianti a biogas analizzati.

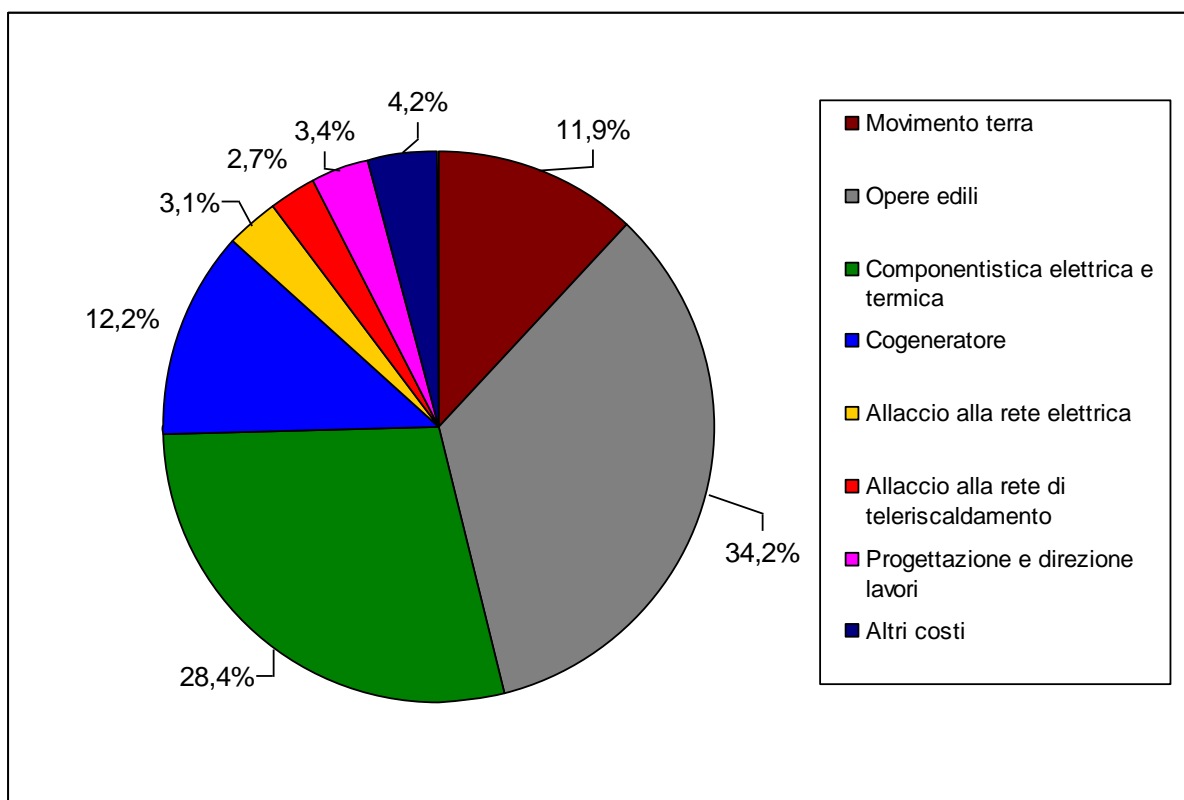


Figura 36: Suddivisione in percentuale delle voci di costo per la realizzazione degli impianti a biogas analizzati (media tra i valori dei quattro impianti).

4.3.2 Modalità di finanziamento

Da 1993 in Provincia di Bolzano, nell'ambito della normativa provinciale per il risparmio energetico, vengono incentivate iniziative che favoriscono un uso più sostenibile dell'energia. Tra queste iniziative rientrava, fino al 2010, anche la realizzazione di impianti a biogas, per la quale poteva essere riconosciuto un contributo provinciale fino al 30% dei costi sostenuti per l'acquisto delle opere elettromeccaniche.

Oltre a ciò gli impianti a biogas ricevono un contributo da parte della ripartizione agricoltura, fino al 50% dei costi per le opere edili.

In media, gli impianti analizzati hanno ricevuto un contributo pubblico pari a 34,6% dei totali costi di investimento. L'80% di tale somma è stato erogato direttamente dalla Provincia mentre la restante parte da altri fondi pubblici (finanziamento comunale, fondi di mutualità).

La quota rimanente dei costi di realizzazione è stata coperta principalmente (in media il 50% del costo totale di investimento) mediante credito bancario, come mostrato in Figura 37. La durata del mutuo risultata in media pari a 15 anni. Gli interessi dipendono fortemente dalla tipologia di contratto (a tasso fisso o variabile) e dall'anno nel quale è stato stipulato. Il tasso di interesse negli impianti analizzati varia dal 3,1 al 6%.

	U.d.M.	Impianto privato di piccola taglia	Impianto consortile			Media
			di piccola taglia	di media taglia	di medio-grande taglia	
Modalità di finanziamento						
Incentivo pubblico	[%] ¹	43,6	27,3	29,0	38,7	34,6
Capitale proprio	[%] ¹	43,6	5,9	3,1	7,8	15,1
Capitale bancario:	[%] ¹	12,9	66,8	67,9	53,4	50,3
- tasso di interesse	[%]	6	2,79	4	2,8	3,9
- durata mutuo	[a]	15	15	12	17	14,8
¹ % sui costi complessivi di realizzazione						
Incentivo pubblico						
Provincia:	[%] ²	100	100	70,1	52	80,5
- Ufficio Risparmio Energetico	[%] ²	100	43,3	26,1	N.D.	42,3
- Ripartizione Agricoltura	[%] ²	0	56,7	44,0	N.D.	25,2
Comune	[%] ²	0	0	12,6	0	3,1
Fondi di mutualità	[%] ²	0	0	17,3	10,4	6,9
Altro	[%] ²	0	0	0	37,6	9,4
² % riferito alla percentuale totale di finanziamento pubblico						

Tabella 47: Modalità di finanziamento dei quattro impianti a biogas analizzati.

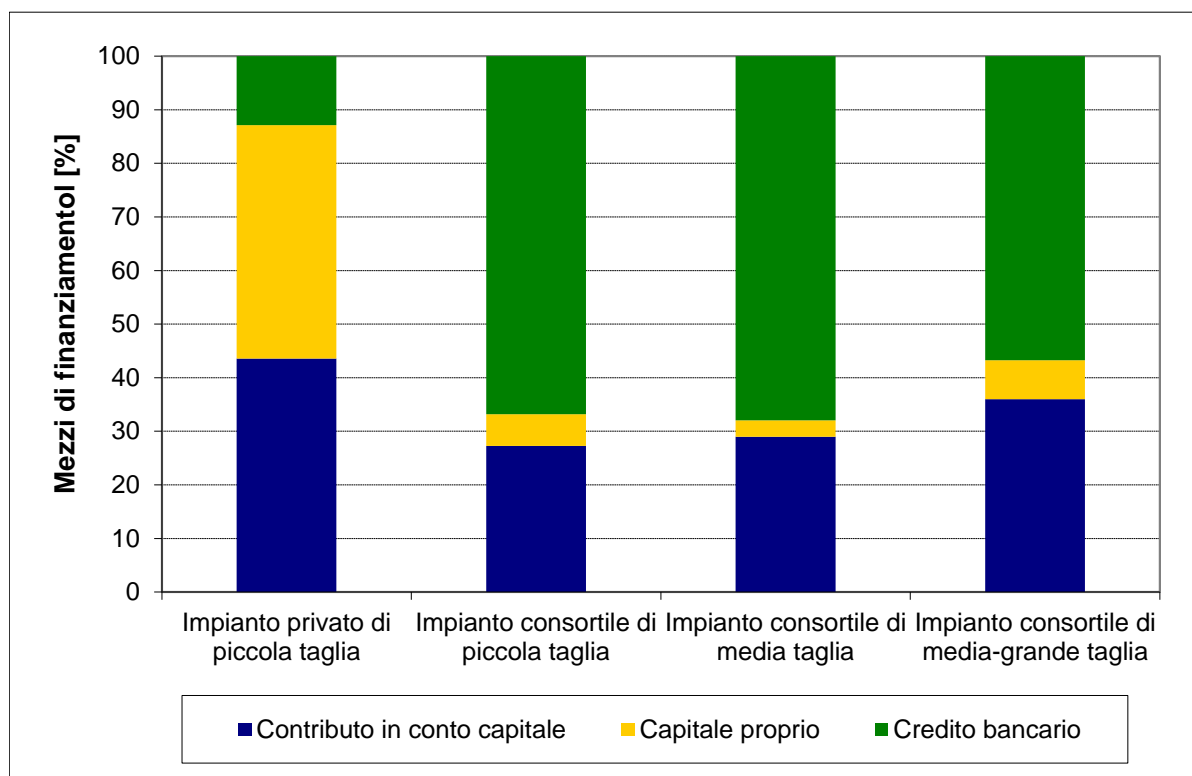


Figura 37: Ripartizione in percentuale dei mezzi di finanziamento per i quattro impianti a biogas analizzati.

4.3.3 Costi di esercizio

Come si può notare da Tabella 48 e dai grafici seguenti, i costi annui di esercizio variano fortemente da un impianto all'altro, in funzione delle specifiche caratteristiche di ciascuno. Nella presente analisi i costi di esercizio sono stati distinti in costi legati al capitale, costi legati al consumo e costi legati alla gestione. Di seguito vengono proposte delle considerazioni riassuntive per ciascuna delle voci che compongono i costi annui di esercizio.

Costi legati al capitale

Sotto questa voce si intendono i costi di finanziamento, i costi per le riparazioni e per la manutenzione degli impianti. Questi ammontano in genere tra il 30 e il 50% dei costi annui di esercizio. I costi di finanziamento dipendono dalla percentuale di finanziamento bancario, dai tassi di interesse e dalla durata del periodo di finanziamento. La manutenzione ordinaria e le riparazioni rappresentano insieme mediamente quasi il 10% dei costi complessivi.

Costi legati al consumo

Tale voce di costo è costituita principalmente dai costi per l'acquisto dei co-fermenti, dai costi per il trasporto della biomassa e dai costi energetici per l'esercizio dell'impianto, relativamente alla quota di energia che non può essere coperta con l'autoconsumo.

Nel caso degli impianti analizzati in questo studio la biomassa trattata è costituita per oltre il 90% da effluenti da allevamento (liquame e letame). Gli impianti più grandi (3 ed 4) hanno in aggiunta acquistato co-fermenti negli anni 2009 e 2010, che hanno svolto un ruolo importante per la produzione di biogas (confronta Tabella 45). I costi per l'acquisto dei co-fermenti ammontano in questi due impianti al 20 e fino ad oltre il 25% dei costi annui complessivi. Tuttavia se si confrontano questi costi con quella quota di entrate derivante dal

surplus di produzione energetica ottenuto grazie ai cofermenti, si comprende come i costi per l'acquisto siano pienamente giustificati.

Sotto la voce „costi di trasporto“ si intendono sia costi per il trasporto dei substrati freschi e dei co-substrati dal sito di produzione all'impianto, sia i costi per il conferimento del digestato di ritorno ai contadini.

Questa voce di costo è funzione del numero di soci, della distanza dei contadini dall'impianto e dal mezzo di trasporto utilizzato.

L'impianto 1 paga esclusivamente per il trasporto del liquame digerito nei campi, dal momento che la sostanza fresca viene prodotta in loco (l'impianto sorge presso l'azienda agricola).

Per l'impianto 2 i costi di trasporto non ricadono nel bilancio dell'impianto, poiché in questo caso il trasporto è a carico dei contadini. Dal momento che le aziende agricole conferenti distano da 2 a 4 km dall'impianto, i costi di trasporto della sostanza fresca e del digestato sono piuttosto contenuti. In ogni caso, tali costi sono stati stimati e considerati ugualmente nei calcoli, per consentire di compiere un confronto omogeneo con gli altri impianti.

Per l'impianto 3 e 4 il trasporto della biomassa fresca e digerita è gestito dalla cooperativa. Nel caso dell'impianto 3 il servizio è in parte svolto autonomamente con l'ausilio di un'autobotte di proprietà, in parte affidato a terzi. Tali costi ammontano complessivamente a circa 3 € per tonnellata di biomassa (fresca o digerita). Dividendo tale ammontare per la distanza annua percorsa, si ottiene un costo al kilometro di 3,32 €.

Per quanto riguarda l'autoconsumo dell'impianto a biogas, ciascun impianto deve prelevare una determinata quantità di energia elettrica dalla rete. I relativi costi variano da impianto ad impianto. Ad esempio, l'impianto 4 immette in rete la totale produzione energetica, in quanto riceve la Tariffa Onnicomprensiva sull'energia immessa. Di conseguenza, la quota di autoconsumi è relativamente bassa, mentre elevata la quota di energia prelevata dalla rete.

Il contrario vale per l'impianto 3, per il quale gli incentivi (certificati verdi) sono riconosciuti sulla produzione elettrica e non sulla quota di energia immessa in rete. In questo caso è quindi più conveniente coprire la maggior parte del fabbisogno elettrico con l'autoproduzione, anziché mediante prelievo dalla rete.

Per tonnellata di biomassa trattata sono necessari da 2 a 10 kWh all'anno di energia elettrica, il che corrisponde ad un costo variabile tra i 0,30 e i 2 € a tonnellata di biomassa.

Per gli impianti 2 e 4 inoltre, l'energia termica recuperata dal cogeneratore non è sufficiente, in determinati periodi invernali, a garantire le temperature necessarie per il corretto esercizio del digestore. Pertanto è richiesta un'energia aggiuntiva, che in entrambi i casi è fornita dalla rete di teleriscaldamento. Pertanto tali impianti si comportano nei confronti della rete di teleriscaldamento sia come produttori che come consumatori di energia. Il fabbisogno di energia termica aggiuntiva può anche essere maggiore del 15% dell'energia termica complessivamente recuperabile. Per mancanza di specifiche misure a riguardo, i costi per l'acquisto dell'energia nel caso dell'impianto 2 sono stati ipotizzati.

Costi legati alla gestione

Sotto la voce costi di gestione, si intendono i costi riconducibili all'esercizio operativo dell'impianto. Ad eccezione dell'impianto privato di piccola taglia, gli altri impianti necessitano di personale (uno o due persone impiegate) che sovrintenda al funzionamento dell'impianto. Il valore medio di tale voce di costo rappresenta l'8% dei costi annui di esercizio.

Altri costi di gestione, come il costo per consulenti esterni (ad esempio il commercialista), il costo dell'assicurazione ed eventuali costi di affitto e noleggio, ammontano in media al 5 % dei costi annui complessivi.

	Impianto ¹				Media	
	1	2	3	4		
	[€/t] ²	[€/t] ²	[€/t] ²	[€/t] ²	[€/t] ²	[%]
Costi legati al capitale	1,60	7,73	11,17	12,63	8,28	48,0
Costi di finanziamento:	1,09	6,81	10,21	7,60	6,43	37,3
- rata capitale media	0,70	5,50	7,98	4,88	4,77	27,7
- rata interessi media	0,38	1,31	2,22	1,32	1,31	7,6
Riparazioni	0,41	0	0	2,75	0,79	4,6
Manutenzioni	0,10	0,92	0,96	2,28	1,07	6,2
Costi legati al consumo	1,92	2,59	8,99	15,44	6,50	37,7
Acquisto dei co-fermenti	0,86	0	5,07	8,34	3,40	19,7
Trasporto biomassa:	0,45	1,76	3,02	2,92	2,04	11,8
- trasporto di fermenti e co-fermenti	0	1,76	3,02	2,92	2,04	11,8
- smaltimento digestato	0,45					
Olio motore ³	0,27	0	0,61	0	0,22	1,3
Prelievo di energia elettrica dalla rete	0,35	0,35	0,29	1,94	0,84	4,9
Prelievo di energia termica dalla rete di telerisc.	0	0,47	0	2,24	0,68	3,9
Costi legati alla gestione	0,37	3,89	2,89	2,70	2,46	14,3
Personale	0	2,11	2,15	2,16	1,61	9,3
Consulenti esterni	0,27	0,26	0,19	0,18	0,23	1,3
Assicurazione	0,10	0,99	0,55	0,22	0,46	2,7
Affitto, noleggi	0	0,53	0	0	0,13	0,8
Analisi substrato	0	0	0	0,15	0,04	0,2
Costi di esercizio	3,88	14,21	23,05	30,77	17,24	100

¹ per la descrizione degli impianti confronta Tabella 45
² costi di esercizio in € per biomassa trattata
³ se il costo è nullo, significa che è compreso nel costo di manutenzione ordinaria

Tabella 48: Costi di esercizio per i quattro impianti a biogas analizzati.

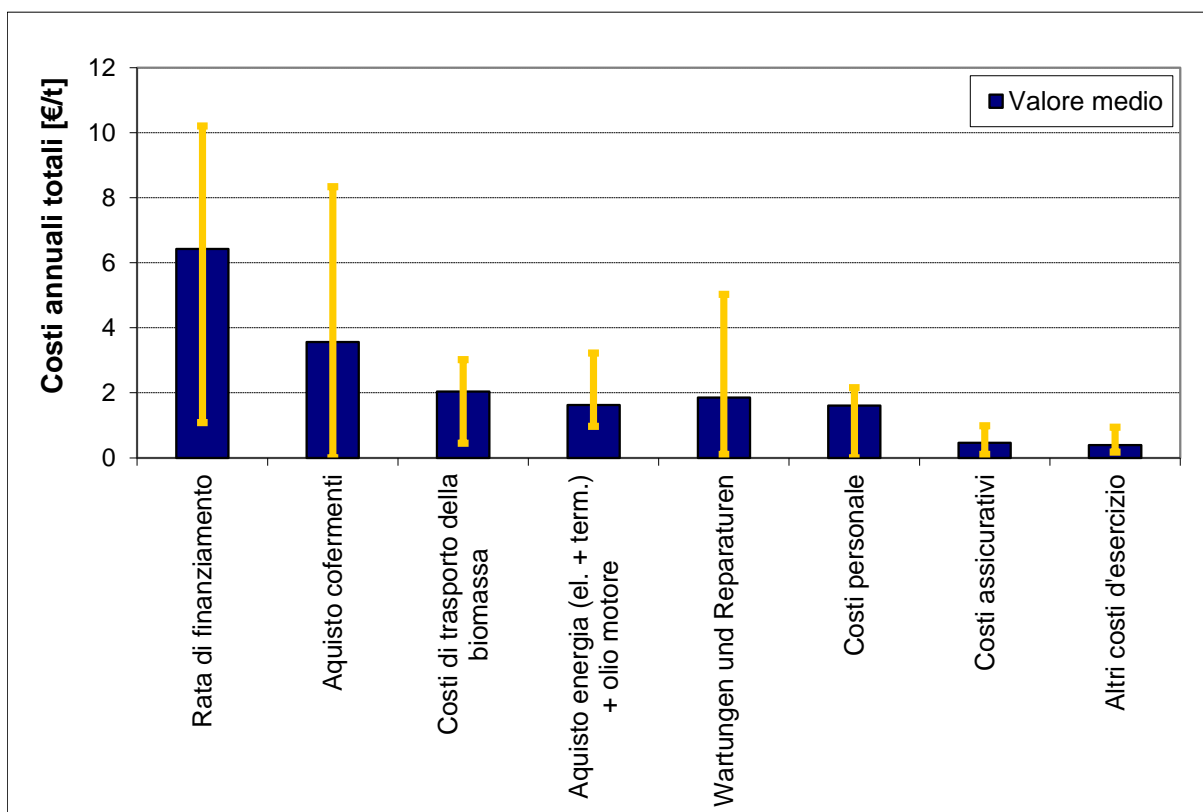


Figura 38: Valori medi dei costi annui di esercizio per i quattro impianti a biogas analizzati, espressi in € per tonnellata di biomassa trattata.

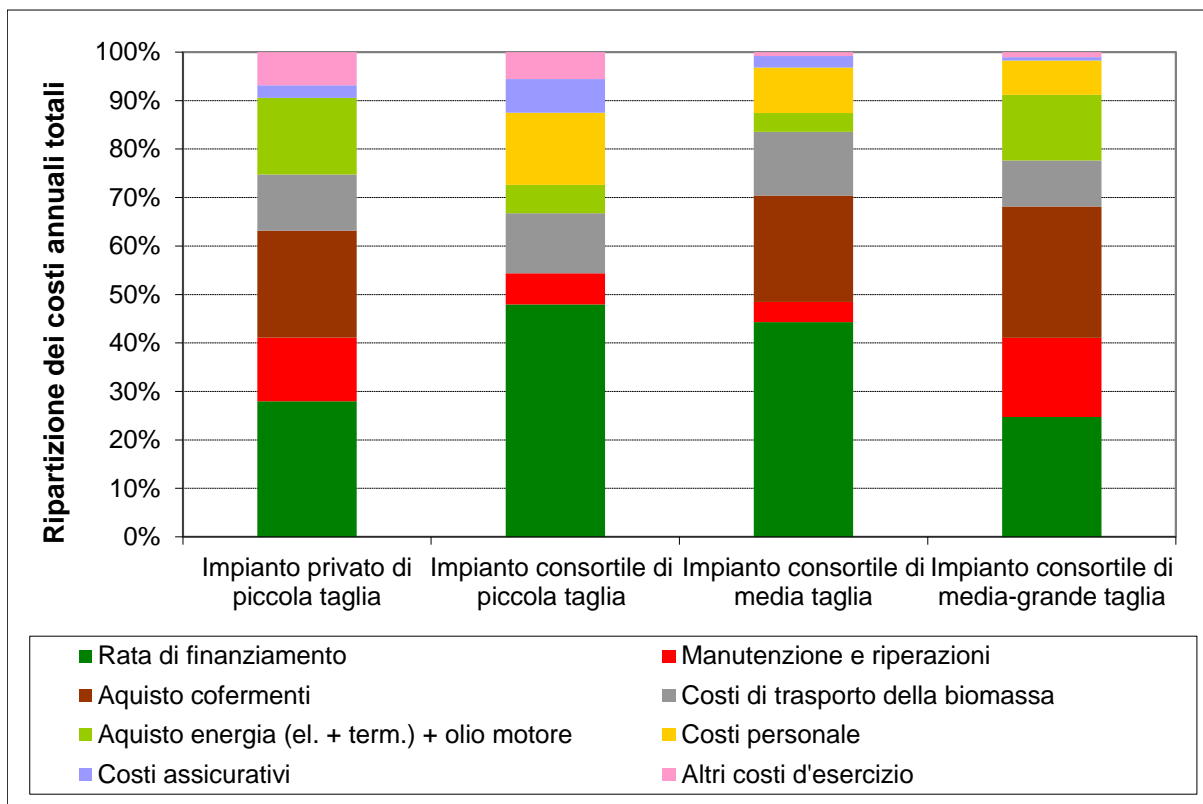


Figura 39: Suddivisione percentuale dei costi annui di esercizio per i quattro impianti a biogas analizzati.

4.3.4 Entrate

Le entrate degli impianti consistono nella valorizzazione dell'energia elettrica e termica, e nell'incentivazione riconosciuta dal GSE sull'energia elettrica prodotta. La Tabella 49 riassume i valori delle entrate per i diversi impianti.

L'energia elettrica prodotta è valorizzata in diversa maniera, a seconda dell'anno di entrata in esercizio dell'impianto. Ad eccezione dell'impianto privato di piccola taglia, gli altri ricevono un'incentivazione da parte del GSE in forma di Certificati Verdi o di Tariffa Onnicomprensiva.

Agli impianti consortili di piccola e di medio-grande taglia è riconosciuta una tariffa del valore di 28 €cent/kWh per l'energia immessa in rete. Tale tariffa comprende sia la quota di incentivazione sia la quota di vendita dell'energia, donde il nome "onnicomprensiva".

L'impianto consortile di media taglia riceve invece dei certificati verdi sulla quantità di energia prodotta. L'energia prodotta e non istantaneamente valorizzata viene immessa in rete e venduta per un prezzo stabilito per gli impianti a fonte rinnovabile nell'ambito della disciplina di ritiro dedicato dell'energia e che prende il nome di "prezzo minimo garantito".

Anche l'impianto privato di piccole dimensioni vende l'energia nell'ambito del ritiro dedicato, al "prezzo minimo garantito", mentre, come detto, non riceve più alcuna forma di incentivazione in quanto già concluso il periodo di incentivazione a suo tempo previsto dalla normativa.

Le entrate dalla valorizzazione dell'energia termica variano fortemente da caso a caso. L'impianto di piccola taglia utilizza l'energia termica recuperata per il riscaldamento dell'abitazione privata nei pressi dell'azienda agricola. Le entrate prodotte da questa modalità di valorizzazione termica possono essere considerate come delle entrate implicite, derivanti dal risparmio di combustibile fossile tradizionale. Gli altri impianti immettono in reti di teleriscaldamento l'energia termica non richiesta per il processo di digestione, cedendola ad un prezzo variabile tra 4 e 7 €cent/kWh.

	U.d.M.	Impianto privato di piccola taglia	Impianto consortile		
			di piccola taglia	di media taglia	di medio-grande taglia
Energia elettrica					
Energia elettrica prodotta	[kWh/t] ¹	71	57	116	123
Energia elettrica immessa in rete	[kWh/t] ¹	54	51	104	108
Meccanismo di incentivazione		-	TO	CV	TO
Valore Tariffa Onnicomprensiva / Certificati Verdi	[€cent/kWh]		28	8,50	28
Prezzo di vendita dell'energia	[€cent/kWh]	10,8	-	8,64	-
Entrate annue dalla valorizzazione energetica	[€/t] ¹	5,8	14,3	18,9	30,4
- incentivazione	[€/t] ¹	0	14,3	9,9	30,4
- vendita in rete	[€/t] ¹	5,8	0	9,0	0
Energia termica					
Energia termica prodotta	[kWh/t] ¹	82	95	125	136
Energia termica immessa in rete	[kWh/t] ¹	36	51	76	3

Tipologia di valorizzazione		utenze a breve raggio ²	rete di tele-risc.	rete di tele-risc.	rete di tele-risc.
Prezzo di valorizzazione	[€cent/kWh]	4	6,90	4,50	4,00 ⁴
Entrate annue da valorizzazione termica	[€/t] ¹	1,4	3,5	3,4	0,1
Entrate annue totali	[€/t]¹	7,3	17,8	22,3	30,6

¹ per tonnellata di biomassa trattata
² riscaldamento della casa privata del gestore dell'impianto
³ valori riferiti all'anno 2010 e non alla media 2009-2010
⁴ valore cautelativo, ipotizzato

Tabella 49: Entrate dalla valorizzazione dell'energia per i quattro impianti a biogas analizzati.

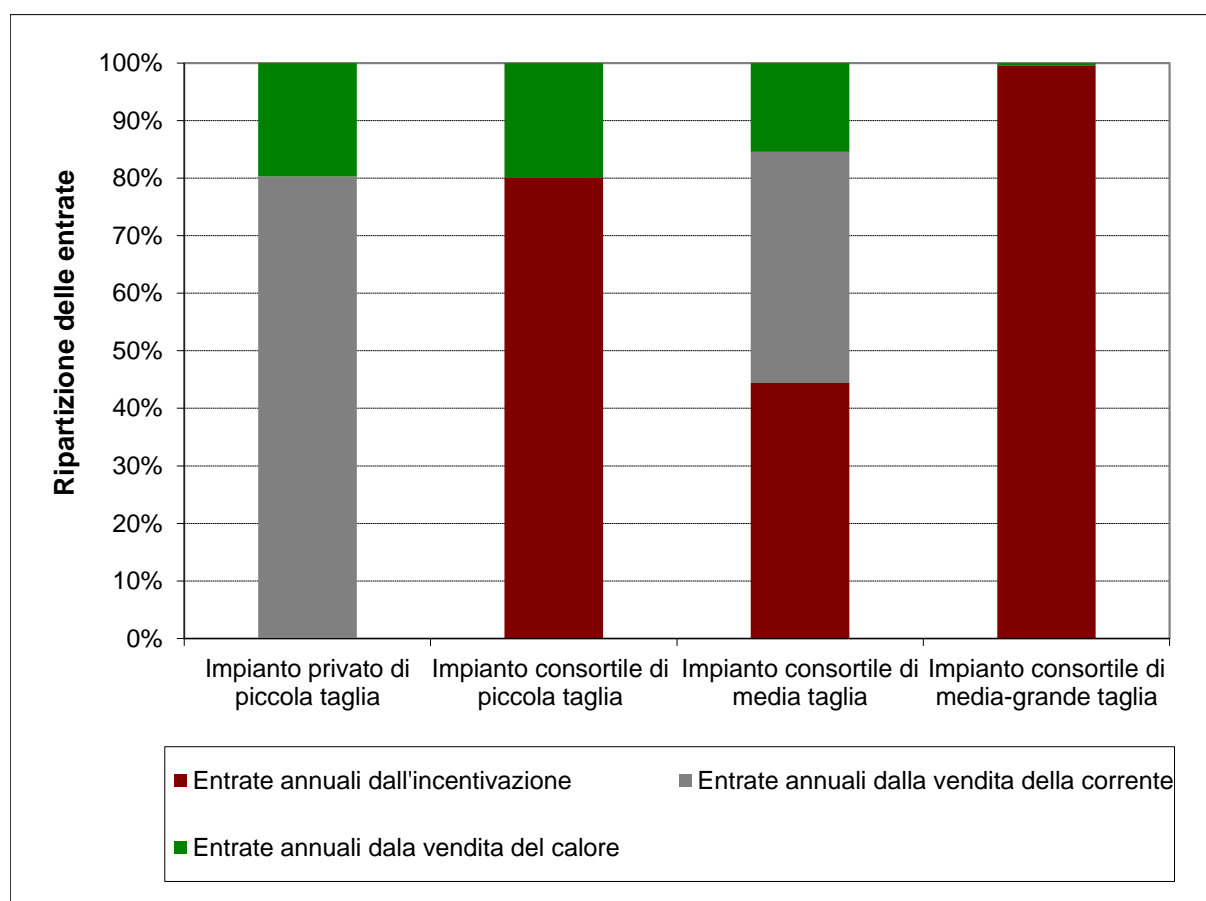


Figura 40: Ripartizione percentuale delle tipologie di entrate derivanti dalla valorizzazione energetica per i quattro impianti a biogas analizzati.

4.3.5 Flusso di cassa netto

Il calcolo del bilancio economico degli impianti mostra (confronta Figura 41) che solo due impianti su quattro hanno dichiarato un flusso di cassa netto annuo positivo negli anni di gestione considerati (2009-2010). Gli impianti più grandi hanno più difficoltà a coprire i costi di gestione annui con i proventi derivanti dalla valorizzazione energetica. I motivi a riguardo sono da ricondursi a diversi fattori.

Dal grafico di Figura 41 emerge inoltre che i costi di finanziamento hanno un'influenza decisiva sul bilancio complessivo. L'impianto n° 3 da questo punto di vista è quello che paga più di tutti per il rimborso del credito bancario. Anche i costi per l'acquisto ed il trasporto della biomassa rappresentano, come visto, una buona parte dei annui costi di esercizio per gli impianti di taglia maggiore.

Nel caso dell'impianto n° 3, inoltre, va sottolineato che le entrate annue dalla valorizzazione energetica sono minori in termini specifici rispetto a quelle degli altri impianti, a causa del diverso meccanismo di incentivazione di cui beneficia (Certificati Verdi anziché Tariffa Onnicomprensiva). L'importanza del valore della tariffa incentivante per la sostenibilità economica degli impianti viene analizzata più nel dettaglio nel capitolo seguente.

Infine si osserva che per gli impianti 1, 2 e 3 le entrate dalla valorizzazione del calore hanno un'importanza non trascurabile nel bilancio complessivo dell'impianto.

	U.d.M	Impianto privato di piccola taglia	Impianto consortile			Media
			di piccola taglia	di media taglia	di medio-grande taglia	
Costi di esercizio						
Finanziamento	[€/t] ¹	-1,1	-6,8	-10,2	-7,6	-6,4
Acquisto co-fermenti	[€/t] ¹	-0,9	-0,0	-5,1	-8,3	-3,4
Trasporto biomassa	[€/t] ¹	-0,4	-1,8	-3,0	-2,9	-2,0
Energia elettrica dalla rete + olio motore	[€/t] ¹	-0,6	-0,8	-0,9	-4,2	-1,7
Riparazioni e manutenzione	[€/t] ¹	-0,5	-0,9	-1,0	-5,0	-1,9
Personale impiegato	[€/t] ¹	0	-2,1	-2,2	-2,2	-1,6
Altri costi di amministrazione	[€/t] ¹	-0,4	-1,8	-0,7	-0,5	-0,9
Entrate						
Valorizzazione dell'energia elettrica	[€/t] ¹	5,8	14,3	18,9	30,4	17,4
Valorizzazione dell'energia termica	[€/t] ¹	1,4	3,5	3,4	0,1	1,9
Flusso di cassa netto	[€/t]¹	3,4	3,6	-0,7	-0,2	1,3
¹ per tonnellata di biomassa trattata						

Tabella 50: Riassunto dei flussi di cassa specifici per i quattro impianti a biogas analizzati.

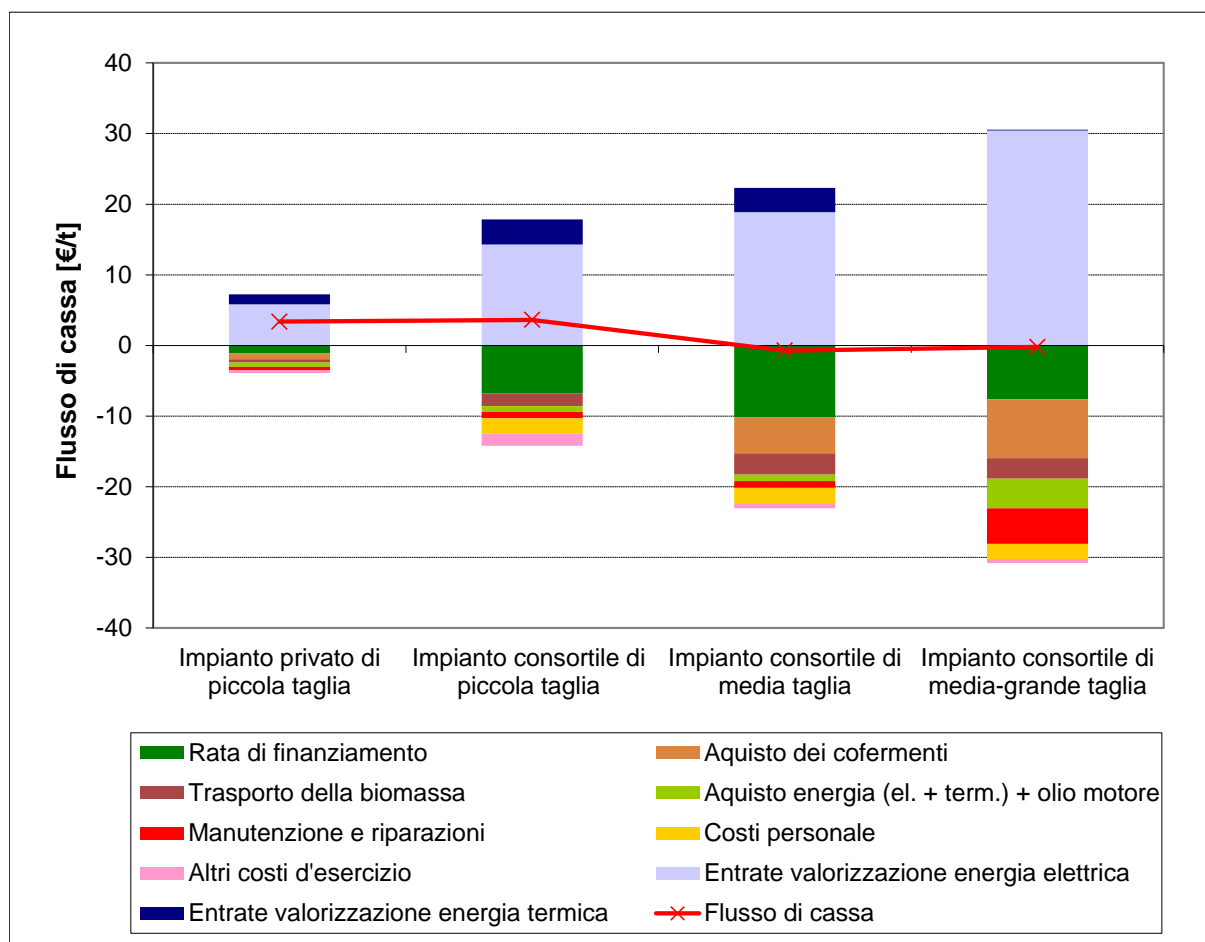


Figura 41: Flusso di cassa netto annuo dei quattro impianti a biogas analizzati.

4.3.6 Analisi di sensitività

Sulla base dei risultati dell'analisi economica è stata condotta un'analisi di sensitività con lo scopo di indagare la dipendenza del flusso di cassa netto annuo da alcuni parametri economici. Tra i più importati parametri in grado di influenzare l'economicità di un impianto sono stati identificati i seguenti:

- entrate:
 - valore della tariffa incentivante;
 - prezzo di vendita del calore;
- costi di esercizio:
 - assenza di co-fermenti;
- modalità di finanziamento:
 - variazione del contributo provinciale.

4.3.6.1 Variazione della tariffa incentivante

La tipologia del meccanismo di incentivazione e il valore della tariffa incentivante giocano chiaramente un ruolo determinante nella definizione della sostenibilità economica di un impianto a biogas.

Gli impianti analizzati sono soggetti, come già commentato, a diversi meccanismi di incentivazione (Certificati Verdi, Tariffa Onnicomprensiva e assenza di incentivazione per l'impianto privato di piccola taglia) a seconda dell'anno di entrata in esercizio. La Tabella 51 e la Figura 42 mostrano come cambierebbe il flusso di cassa netto annuo in caso in cui gli impianti venissero tutti incentivati con il meccanismo della Tariffa Onnicomprensiva (calcolato rispetto all'energia immessa in rete), per differenti valori di tariffa.

	U.d.M.	Impianto privato di piccola taglia	Impianto consortile		
			di piccola taglia	media taglia	di medio-grande taglia
Attuale modalità di valorizzazione dell'energia elettrica					
Meccanismo di incentivazione		-	TO	CV	TO
Valore Tariffa Onnicomprensiva / Certificato Verde	[€cent/kWh]		28	8,50	28
Prezzo di vendita energia elettrica	[€cent/kWh]	10,8	-	8,64	-
Flusso di cassa netto annuo	[€/t] ¹	3,4	3,6	-0,7	-0,2
Flusso di cassa netto annuo per incentivazione con Tariffa Onnicomprensiva (TO)					
TO = 18 €cent/kWh	[€/t] ¹	7,3	-1,5	1,3	-11,1
TO = 22 €cent/kWh	[€/t] ¹	9,4	0,6	6,0	-6,7
TO = 25 €cent/kWh	[€/t] ¹	11,0	2,1	9,5	-3,5
TO = 28 €cent/kWh	[€/t] ¹	12,6	3,6	13,0	-0,2
Valore di TO corrispondente ad un flusso di cassa nullo	[€cent/kWh]	5	21	19	29
¹ € per tonnellata di biomassa trattata					

Tabella 51: Confronto tra il flusso di cassa netto attuale e quello risultante da una valorizzazione dell'energia elettrica con diverso valore di Tariffa Onnicomprensiva (TO).

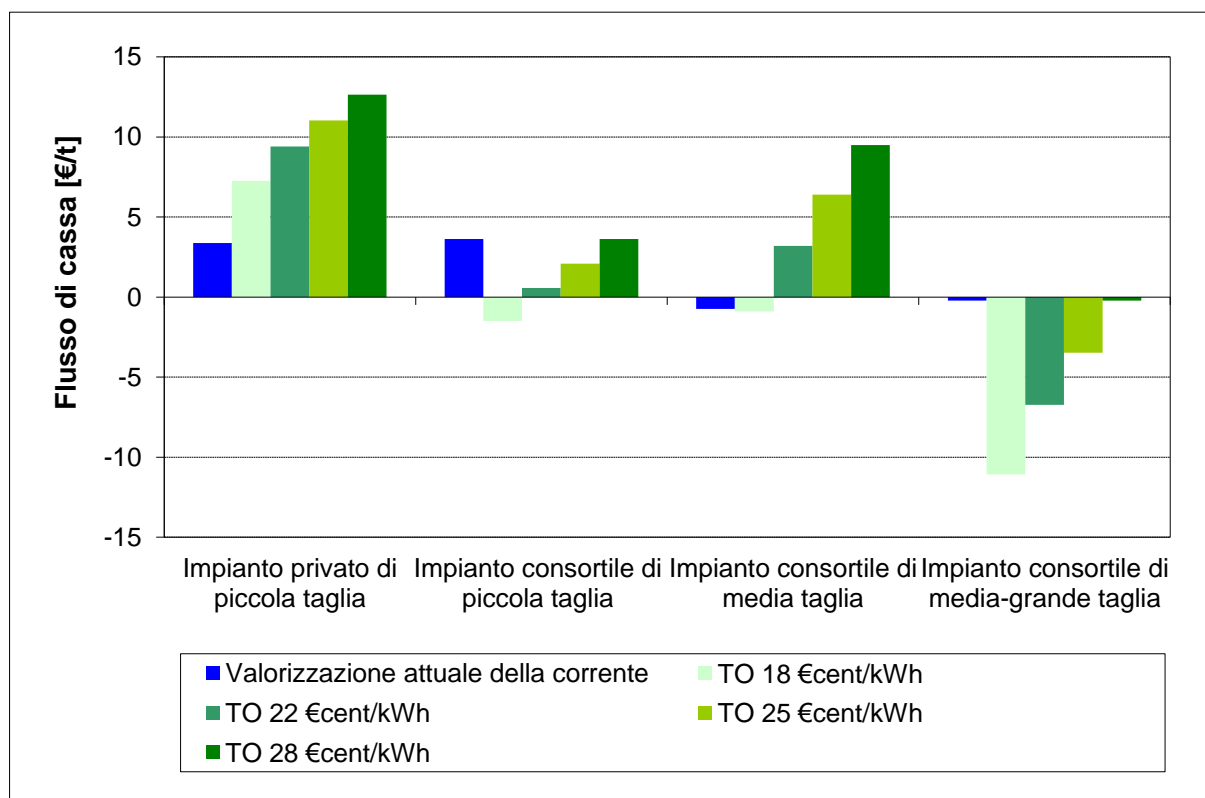


Figura 42: Influenza di una variazione del valore della Tariffa Onnicomprensiva sul flusso di cassa netto annuo per i quattro impianti a biogas analizzati.

Il valore della tariffa onnicomprensiva è fatto variare tra 18 e 28 €/cent per kWh. Tale analisi appare particolarmente interessante in quanto l'attuale valore di tariffa (28 €/cent/kWh) è garantito solo per impianti che entreranno in esercizio entro la fine del 2012. Dal 2013 entrerà in vigore una nuova regolamentazione dei meccanismi di incentivazione, per la quale si attende con molta probabilità una diminuzione del valore di tariffa. Quanto grande sarà tale riduzione è una tematica che deve essere ancora dibattuta a livello politico.

Dall'analisi condotta si è potuto riscontrare quanto segue. Per gli impianti n° 2 e 4, che ad oggi ricevono già il massimo valore di tariffa tra quelli ipotizzati (28 €/cent/kWh) si avrebbe ovviamente un peggioramento dell'andamento economico al variare del valore di tariffa. Di contro, per l'impianto 1, che pure attualmente ha un bilancio positivo nonostante l'assenza di tariffe incentivanti (l'energia elettrica è venduta nell'ambito del "ritiro dedicato") si avrebbe un ulteriore aumento di rendimento economico.

L'impianto n° 3 è invece l'unico tra quelli analizzati che negli anni presi in considerazione ha ricevuto Certificati Verdi, calcolati sulla produzione elettrica, cui si aggiungono le entrate derivanti dalla vendita dell'energia immessa in rete. Sommando tali entrate si otterrebbe un valore "fittizio" di Tariffa Onnicomprensiva pari a 18,2 €/cent calcolato rispetto ai kilowattora immessi in rete.

Pertanto, nel caso in cui tale impianto ricevesse un'incentivazione basata sul meccanismo della Tariffa Onnicomprensiva, si avrebbe un miglioramento della situazione economica già per valori di tariffa superiori a circa 19 €/cent/kWh.

4.3.6.2 Variazione del prezzo di vendita del calore

Per tre dei quattro impianti analizzati la possibilità di valorizzare l'energia termica recuperata in cogenerazione gioca un ruolo non trascurabile nel bilancio economico complessivo. Per questo è stato indagato come si potrebbe ripercuotere una variazione del prezzo di vendita del calore sul flusso di cassa netto annuo.

Gli impianti n° 1, 2 e 3 valorizzano quasi del tutto l'energia termica disponibile. La Tabella 52 riporta un resoconto dello scenario di valorizzazione dell'energia termica recuperata dai diversi impianti. L'impianto n° 1 cede il calore all'abitazione privata presso l'azienda agricola ove sorge l'impianto, mentre gli altri impianti immettono il calore in reti di teleriscaldamento. La vendita del calore alla rete di teleriscaldamento frutta da 4 a 6,9 €cent/kWh.

È inoltre interessante osservare che nel caso dell'impianto n° 3 un flusso di cassa positivo potrebbe essere raggiunto anche solo con un leggero aumento del prezzo di vendita del calore. Nel caso dell'impianto n° 4, invece, non vi sono variazioni apprezzabili nel flusso di cassa netto annuo in quanto l'impianto immette in rete solo pochi quantitativi di calore all'anno.

	U.d.M.	Impianto privato di piccola taglia	Impianto consortile		
			di piccola taglia	di media taglia	di medio-grande taglia
Attuale valorizzazione dell'energia termica					
Modalità di valorizzazione del calore		utenza a breve raggio	teleriscaldamento	teleriscaldamento	teleriscaldamento
Percentuale di energia immessa in rete sul totale recuperato	[%]	46	54	61	2
Prezzo di vendita dell'energia	[€cent/kWh]	4	6,90	4,50	4
Flusso di cassa netto annuo	[€/t] ¹	3,4	3,6	-0,7	-0,2
Flusso di cassa netto annuo al variare del prezzo di calore:					
0 €cent/kWh	[€/t] ¹	1,9	0,1	-4,2	-0,3
4 €cent/kWh	[€/t] ¹	3,4	2,1	-1,1	-0,2
7 €cent/kWh	[€/t] ¹	4,4	3,7	1,2	-0,1
10 €cent/kWh	[€/t] ¹	5,5	5,2	3,5	0
¹ € per tonnellata di biomassa trattata					

Tabella 52: Confronto tra il flusso di cassa netto attuale e quello risultante da una variazione del prezzo di vendita del calore immesso in rete per i quattro impianti a biogas considerati.

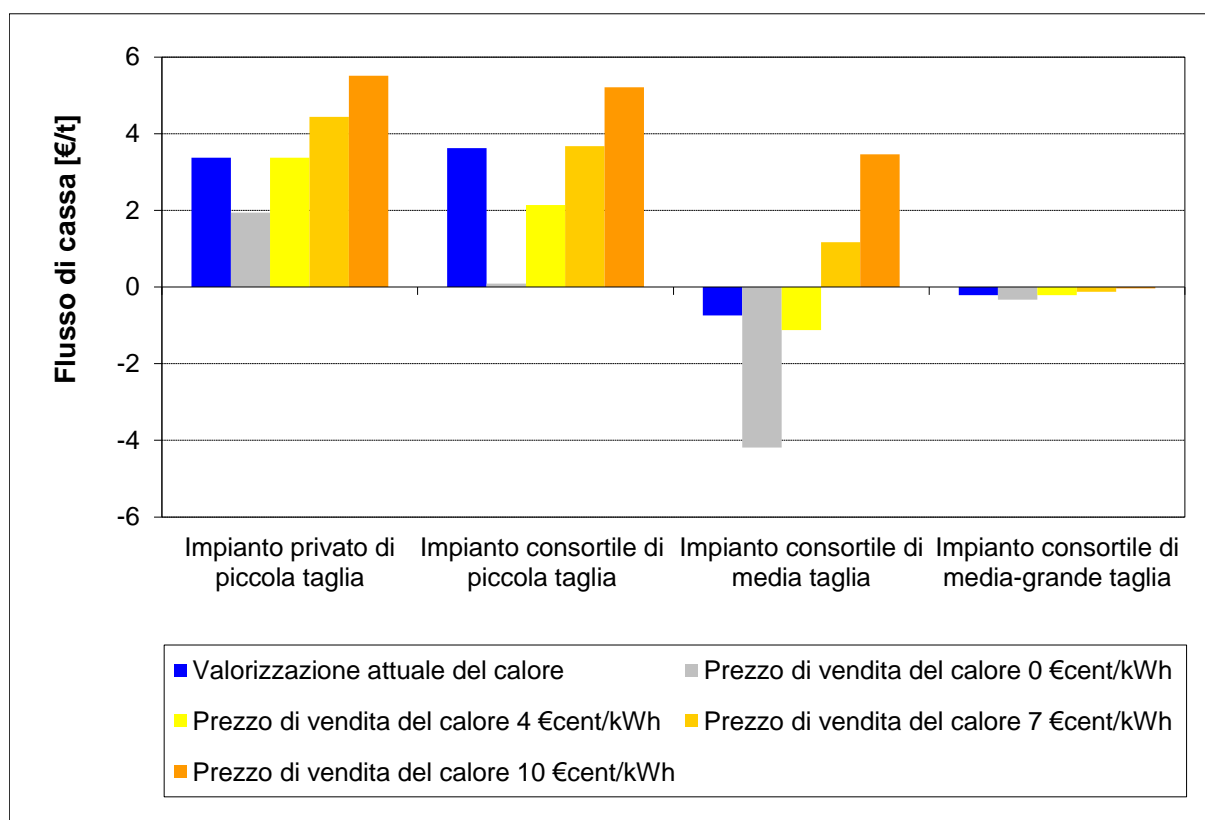


Figura 43: Influenza di una variazione del prezzo di vendita del calore sul flusso di cassa netto annuo per i quattro impianti a biogas analizzati.

4.3.6.3 Assenza di co-fermenti

Gli impianti agricoli analizzati trattano soprattutto liquame e letame dall'allevamento bovino. Nonostante la percentuale in massa dei co-fermenti sia piccola rispetto ai quantitativi complessivi di biomassa trattata, in due impianti i co-fermenti producono più del 30% del biogas. Il grafico seguente mostra appunto quanta percentuale della produzione complessiva di biogas sia dovuta ai co-fermenti.

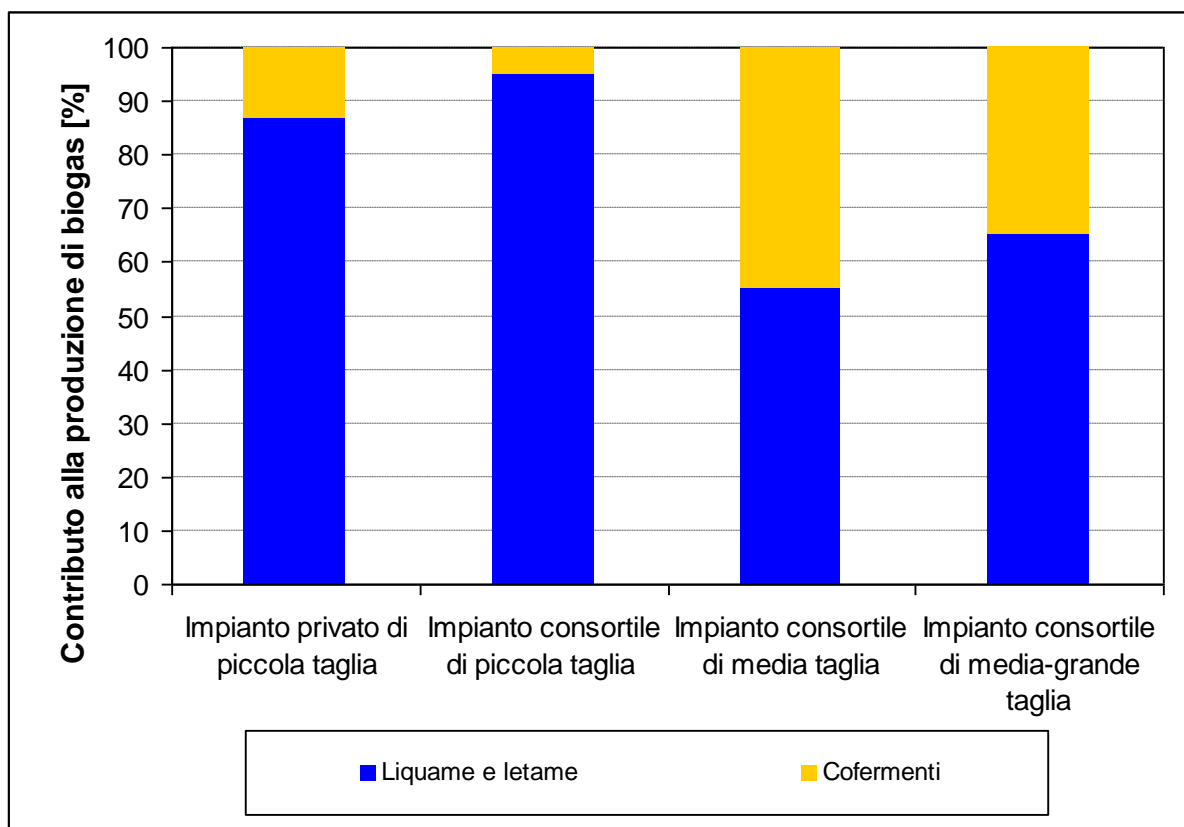


Figura 44: Contributo in percentuale dato dal substrato base e dai co-fermenti sulla produzione complessiva di biogas per i quattro impianti analizzati.

È stato quindi valutato come potrebbe variare il flusso di cassa nel caso in cui non venissero più acquistati co-fermenti. Tale analisi appare particolarmente interessante per gli impianti nei quali il contributo dei co-fermenti alla produzione di biogas è alto (impianto 3 e 4).

L'assenza di co-fermenti porterebbe ad una notevole diminuzione delle entrate, conseguente alla minore produzione di biogas.

	U.d.M.	Impianto privato di piccola taglia	Impianto consortile		
			di piccola taglia	di media taglia	di medio-grande taglia
Attuale scenario di acquisto di co-fermenti					
Produzione specifica media di biogas	[m ³ /t]	48,5	33,2	55,3	42,7
Percentuale di co-fermenti sul totale di biomassa trattata	[%]	1,4	0,1	3,5	11,8
Contributo dei co-fermenti alla produzione di biogas	[%]	10÷15	<5	40÷45	30÷40
Flusso di cassa netto annuo	[€/t] ¹	3,4	3,6	-0,7	-0,2

Assenza di co-fermenti					
Diminuzione delle entrate dalla valorizzazione elettrica	[%]	-15	-4	-40	-30
Diminuzione dei costi annui di esercizio	[%]	-22,1	0	-22,0	-27,1
Flusso di cassa netto annuo in assenza di co-fermenti	[€/t] ¹	3,5	3,0	-3,7	-2,6
¹ € per tonnellata di biomassa					

Tabella 53: Confronto tra il flusso di cassa attuale e quello risultante in assenza di co-fermenti, per i quattro impianti a biogas analizzati.

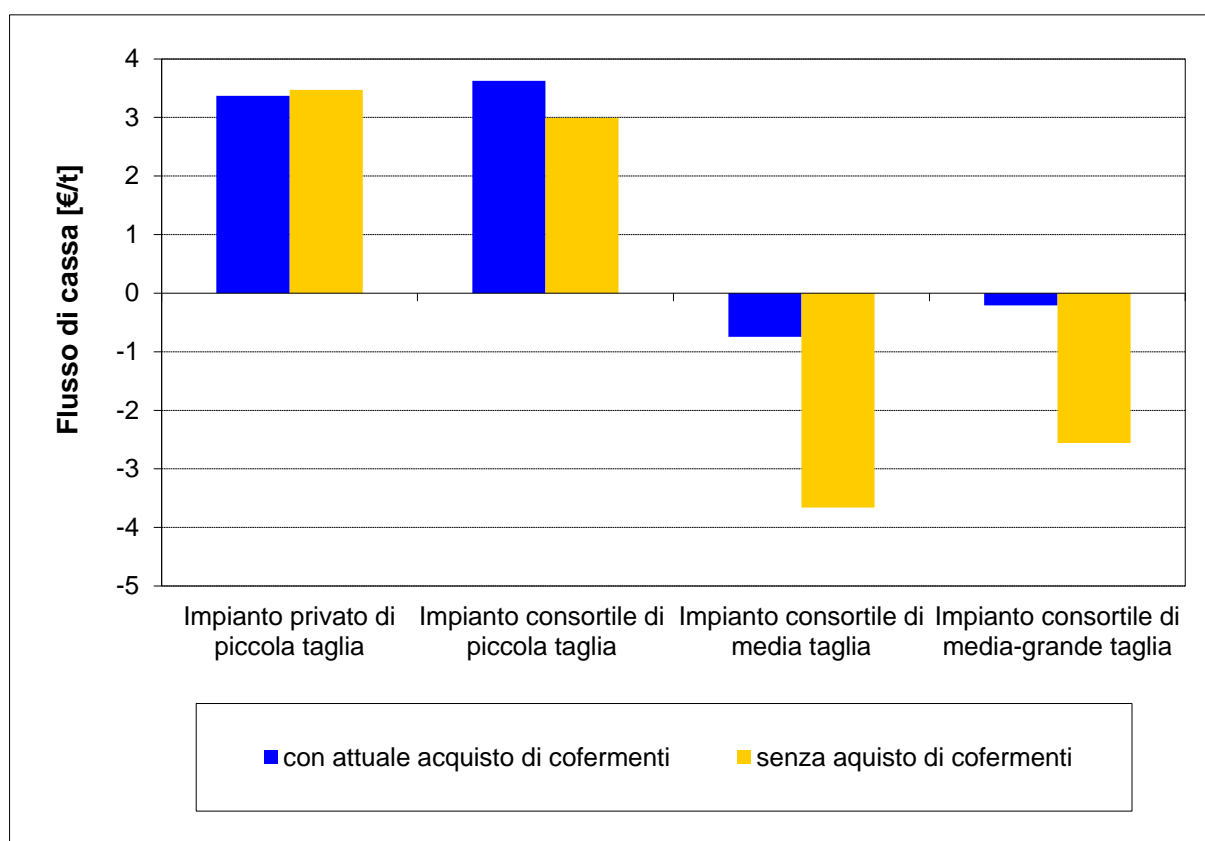


Figura 45: Flusso di cassa netto annuo dei quattro impianti analizzati con e senza acquisto di co-fermenti.

Si può osservare che in particolare il flusso di cassa netto annuo degli impianti n°3 e 4 peggiora tantissimo. Nell'impianto n°2 viene utilizzato come unico co-fermento dell'olio di frittura usato, il quale tuttavia ha poca influenza sulla produzione di biogas a causa dei quantitativi ridotti. In ingresso all'impianto n°1 sono invece utilizzate diverse matrici: buccette di mela, grasso alimentare, resti di cibo, sfalcio dei prati e insilato di mais. L'influenza di questi diversi co-fermenti è stata studiata più nel dettaglio, come mostrato in Figura 46.

Nel caso concreto dell'impianto n°1 solo l'acquisto delle buccette di mela (20 €/t) e l'insilato di mais (40 €/t) è a titolo oneroso. Le entrate derivanti dalla produzione energetica riferibile a questi tipi di co-substrato (stimate sulla base di valori di letteratura) risultano pari o inferiori rispetto al prezzo di acquisto. Pertanto l'inserimento di tale tipologia di substrato risulta essere poco conveniente da un punto di vista strettamente economico. In ogni caso, il loro impiego è utile specialmente nei mesi invernali per mantenere una certa produzione di

biogas, dalla cui valorizzazione nel cogeneratore viene recuperato il calore per il riscaldamento dell'abitazione privata.

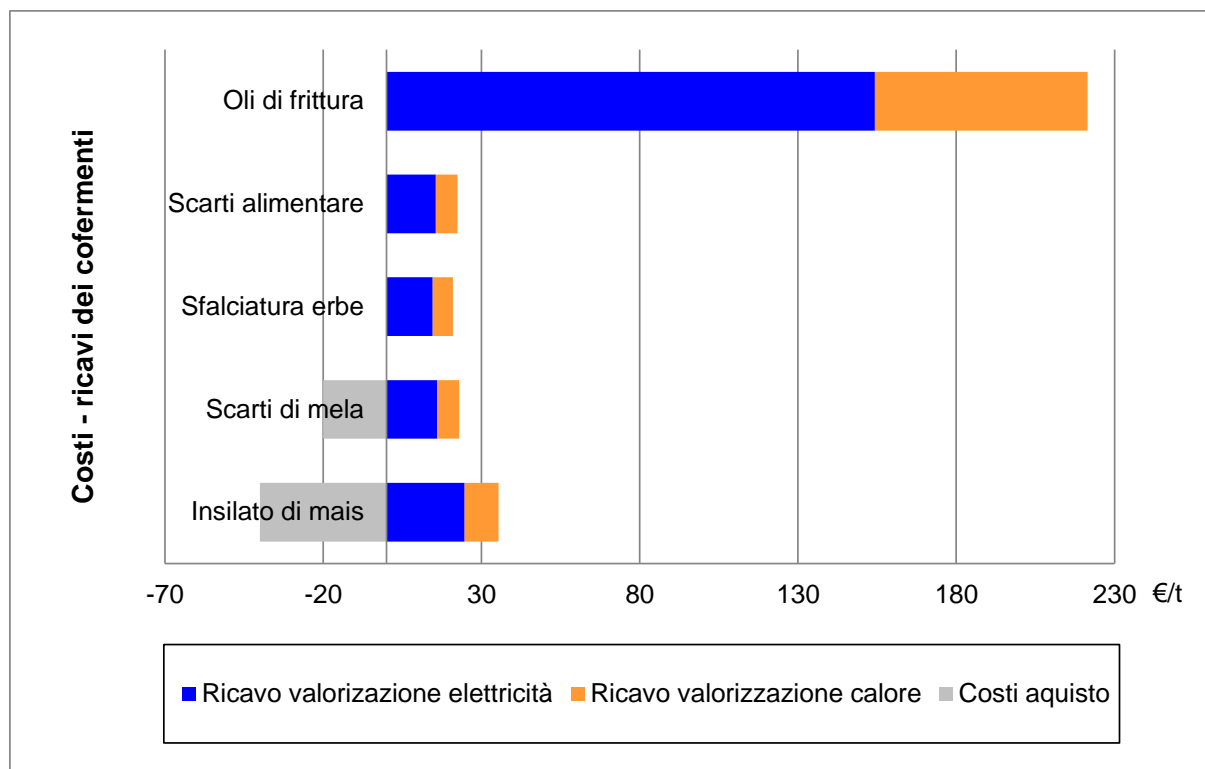


Figura 46: Calcolo dei costi-benefici derivanti dai co-fermenti introdotti nell'impianto n°1, espressi in € per tonnellata trattata.

4.3.6.4 Variazione del contributo provinciale

Da ultimo è stato indagato il ruolo svolto dal contributo provinciale nel comportamento economico degli impianti nell'ottica di comprendere se un eventuale diminuzione di tale contributo possa compromettere o meno la sostenibilità degli investimenti.

Come visto per la copertura dei costi di realizzazione iniziali gli impianti hanno ottenuto un contributo da parte della Provincia che va dal 27 al 44% del costo complessivo.

Nell'analisi di sensitività è stato ipotizzato prima di ridurre del 50% tale contributo poi di cancellarlo del tutto, coprendo la quota rimanente mediante credito bancario (alle medesime condizioni del mutuo originariamente stipulato da ciascun impianto).

È emerso che gli impianti n°1 e 2 continuerebbero ad avere un flusso di cassa netto positivo nonostante la riduzione del 50%. Di contro per gli impianti n°3 e 4 una riduzione del contributo significherebbe un'ulteriore compromissione della sostenibilità economica, con un flusso di cassa che diventerebbe fortemente negativo.

	U.d.M.	Impianto privato di piccola taglia	Impianto consortile		
			di piccola taglia	di media taglia	di medio-grande taglia
Scenario di finanziamento attuale					
Contributo pubblico complessivo	[%] ¹	43,6	27,3	29,0	36,0
- contributo da parte della Provincia	[%] ¹	43,6	27,3	20,3	18,7
Capitale proprio	[%] ¹	43,6	5,9	3,1	7,3
Finanziamento bancario	[%] ¹	12,9	66,8	67,9	56,7
- tasso di interesse	[%]	6,00	2,79	4,00	3,10
- durata	[a]	15	15	12	16
Rata di finanziamento	[€/t] ²	-1,1	-6,8	-10,2	-7,6
Flusso di cassa netto attuale	[€/t] ²	3,4	3,6	-0,7	-0,2
Diminuzione del 50% del contributo provinciale					
Contributo pubblico complessivo	[%] ¹	21,8	13,6	18,8	26,6
- contributo da parte della Provincia	[%] ¹	21,8	13,6	10,2	9,3
Capitale proprio	[%] ¹	43,6	5,9	3,1	7,3
Finanziamento bancario	[%] ¹	34,7	80,5	78,1	66,1
Rata di finanziamento	[€/t] ²	-2,9	-8,2	-11,7	-8,9
Flusso di cassa netto attuale	[€/t] ²	1,5	2,2	-2,3	-1,5
Assenza del contributo provinciale					
Contributo pubblico complessivo	[%] ¹	0,0	0,0	8,7	17,3
- contributo da parte della Provincia	[%] ¹	0,0	0,0	0,0	0,0
Capitale proprio	[%] ¹	43,6	5,9	3,1	7,3
Finanziamento bancario	[%] ¹	56,4	94,1	88,2	75,4
Rata di finanziamento	[€/t] ²	-4,8	-9,6	-13,3	-10,1
Flusso di cassa netto attuale	[€/t] ²	-0,3	0,8	-3,8	-2,7
¹ riferito ai costi di investimento complessivi					
² € per tonnellata di biomassa trattata					

Tabella 54: Confronto tra il flusso di cassa attuale e quello risultante da una diminuzione del 50% e del 100% del contributo provinciale.

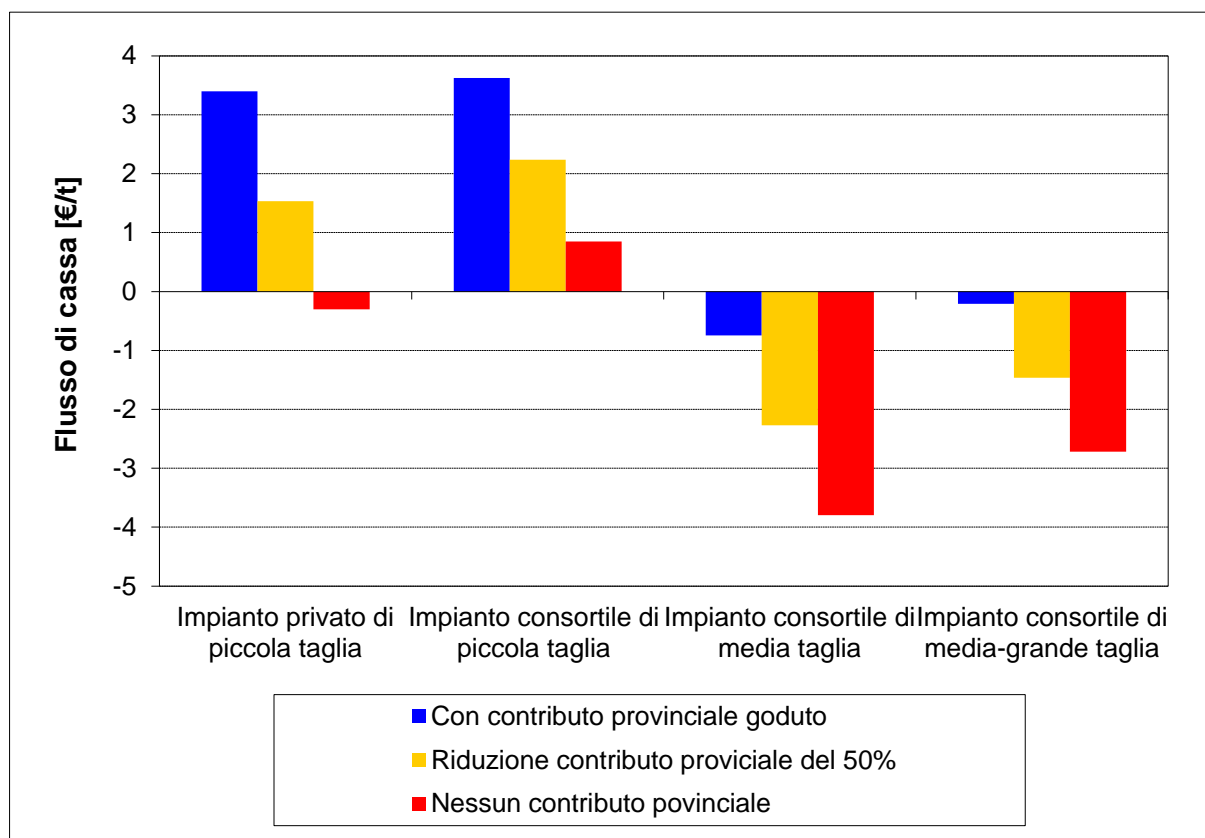


Figura 47: Confronto tra il flusso di casa netto annuo nell'ipotesi di contributo provinciale al livello attuale, ridotto del 50% o del tutto assente.

4.3.7 Conclusioni

Nella parte dello studio dedicata all'analisi economica è stato svolto un confronto tra i dati di gestione di quattro impianti a biogas agricoli di diversa taglia, realizzati in Provincia di Bolzano. I risultati mostrano che il rendimento economico di tali iniziative dipende molto dalle diverse peculiarità di ciascun impianto. Ciononostante, possono essere fatte alcune considerazioni di carattere generale.

La realizzazione di un impianto a biogas agricolo in Alto Adige costa mediamente 7.000 € per kW di potenza elettrica installata. I costi di investimento dipendono fortemente dalle prerogative di ciascun impianto e possono anche superare i 10.000 €/kW, nel caso ad esempio di ingenti lavori di movimento terra.

I meccanismi di incentivazione della Provincia di Bolzano riconoscono a tali iniziative un contributo pari ad oltre il 30% dei costi di investimento necessari. Tale contributo, come confermato dall'analisi di sensitività condotta, è importante per la sostenibilità economica delle iniziative analizzate.

Oltre a ciò, in media più del 50% della somma da investire viene coperto mediante credito bancario. Grande influenza sul flusso di cassa ha non solo la quota di mutuo ma anche il valore del tasso di interesse del finanziamento.

I costi di esercizio sono determinati principalmente dai costi di finanziamento, dal trasporto della biomassa e dall'eventuale acquisto di co-fermenti. Nel caso di impianti consorziali, che si assumono l'organizzazione del trasporto della biomassa fresca e digerita da e verso i soci conferenti, il costo per il servizio di trasporto costa circa 3 € per tonnellata di biomassa.

I flussi di cassa degli impianti analizzati (media degli anni 2009-2010) sono risultati positivi per i due impianti di taglia minore e negativi per quello di taglia maggiore. Il motivi a questo riguardo sono diversi, come commentato nel corso dell'analisi. In particolare, si osserva quanto segue.

L'impianto n°1 (privato piccola taglia), nonostante la buona produzione specifica di biogas, ha le minori entrate, riferite alla biomassa trattata, a causa dell'assenza di una tariffa incentivante. In ogni caso, l'efficiente gestione consente di contenere i costi di esercizio, così da avere un flusso di cassa netto annuo positivo. La rata di finanziamento risulta essere molto bassa, a seguito dell'elevato contributo provinciale (43%) e della quota alta di capitale proprio investito.

L'impianto n°2 (consorziale piccola taglia) dichiara la minore produzione specifica di biogas tra i quattro impianti, in quanto non vengono impiegati co-fermenti. Di conseguenza anche le entrate dalla valorizzazione energetica non sono particolarmente elevate, nonostante questo impianto riceva la tariffa onnicomprensiva a 28 €/cent/kWh. Anche se i costi di finanziamento risultano in questo caso molto elevati, a causa dell'elevato investimento iniziale (costo di realizzazione superiore ai 10.000 €/kW), la rata di finanziamento è relativamente bassa, perché la durata del mutuo è pari a 15 anni ed il tasso di interesse basso (2,79%). Il basso valore della rata di finanziamento come anche dei restanti costi di esercizio rendono il flusso di cassa positivo. È da sottolineare che la bassa entità dei costi di trasporto è dovuta al fatto che il trasporto delle biomasse in entrata e uscita dall'impianto viene effettuato dai contadini e non dalla cooperativa, soluzione che evita per quest'ultima la necessità di comprare un mezzo per il trasporto. Tale soluzione gestionale si adatta bene a questo tipo di impianto, perché il bacino di raccolta è piccolo.

L'impianto n°3 (consorziale di media taglia) è caratterizzato da una rata di finanziamento elevata, perché la durata del mutuo è solo di 12 anni e il tasso d'interesse è del 4%. I restanti costi d'esercizio risultano limitati. L'impianto ha ricevuto per gli anni oggetto di analisi i

Certificati Verdi, anziché la tariffa onnicomprensiva. Solo con l'utilizzo di co-fermenti è stato possibile garantire una discreta sostenibilità economica dell'impianto. Sulla base del decreto n°28 del 3 marzo 2011 anche questo tipo di impianti potrà fare richiesta di accesso al meccanismo della Tariffa Fissa onnicomprensiva, e ciò consentirà di migliorare sensibilmente il comportamento economico dell'impianto.

L'impianto n°4 (consortile di media-grande taglia) si contraddistingue da una parte per un'elevata produzione specifica di biogas per tonnellata di biomassa trattata, tuttavia dovuta in parte all'impiego di co-fermenti e dall'altra per il fatto che beneficia della tariffa onnicomprensiva di 28 €/cent/kWh. Tuttavia le entrate generate dalla valorizzazione del calore risultano minime. In confronto con gli altri impianti analizzati sono risultati elevati i costi per manutenzione e riparazione, così come per l'acquisto di energia elettrica e termica. Per tali ragioni il flusso di cassa è risultato negativo. Anche in questo caso è l'utilizzo dei co-fermenti che ha consentito di migliorare l'economicità.

Grazie all'analisi di sensitività è stato possibile analizzare l'influenza di alcuni parametri sul flusso di cassa degli impianti. Il risultato principale emerso è che tutti i parametri analizzati (tariffa incentivante, prezzo di vendita del calore, utilizzo di co-fermenti e ammontare del contributo provinciale) hanno una notevole influenza sull'economicità degli impianti.

In conclusione, come indicazioni per garantire l'economicità di eventuali nuovi impianti a biogas in Alto Adige è possibile affermare quanto segue.

La realizzazione degli impianti a biogas necessita di sostegno di carattere pubblico. Nello specifico il contributo della Provincia alla realizzazione degli impianti, in aggiunta al sistema incentivante statale, è fondamentale, ed è importante che rimanga al livello attuale, anche in futuro.

Per quanto riguarda i costi di investimento la parte relativa alle opere edili e al movimento terra incide in modo significativo. Per tale motivo le opere accessorie all'impianto, come anche l'ubicazione dello stesso sono questioni che devono essere analizzate con cura.

Per quanto riguarda i costi di esercizio l'incidenza della rata di finanziamento è rilevante. In tale ottica in fase di pianificazione non solo va minimizzato il costo di investimento, ma sono da considerare con attenzione anche il tasso d'interesse e la durata del mutuo.

Anche i restanti costi d'esercizio è opportuno che vengano mantenuti bassi, soprattutto attraverso una gestione efficiente dell'impianto (minimizzare i costi di trasporto, evitare interruzioni di funzionamento attraverso lavori di manutenzione regolari, ecc.).

Per massimizzare le entrate è di fondamentale importanza valorizzare il calore prodotto dai cogeneratori.

L'utilizzo di co-fermenti consente di aumentare la producibilità dell'impianto e conseguentemente anche i ricavi dalla valorizzazione dell'energia. Tuttavia la tipologia e la quantità di co-fermenti da utilizzare sono aspetti da studiare con attenzione sia in relazione al rapporto costi/benefici, che alle problematiche di gestione, che infine a quanto prescritto dalla norma provinciale e statale.

Con riferimento a tale ultimo aspetto, ed in particolare al fatto che dal 2010 nella provincia di Bolzano è ammesso solo l'utilizzo di co-fermenti che sono prodotti in Alto Adige e che non superino il 20% della quantità totale annua di biomassa trattata, si sottolinea come la restrizione sulla provenienza dei co-fermenti al territorio provinciale possa costituire un problema per la sostenibilità economica degli impianti e di fatto un ostacolo per lo sviluppo futuro del settore in Alto Adige.

5 Bibliografia

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR). 2010. Gülzower Fachgespräche. [Hrsg.] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR). *Einsatz von Hilfsmitteln zur Steigerung der Effizienz und Stabilität des Biogasprozesses*. Gülzow: s.n., 2010. Bd. XXXV. ISBN 978-3-942-147-03-3.

Amon, B., Wolter, M. und Wulf, S. et al. 2002. *Methane, Nitrous Oxide and Ammonia Emissions from Management of Liquid Manures*. Wien: s.n., 2002. BMLF GZ 24.002/24.IIA1a/98.

Arnold, Karin und Vetter, Armin. 2010. *Klima- und Umwelteffekte von Biomethan: Anlagentechnik und Substratwahl*. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, 2010.

Bachmaier, Johannes und Gronauer, Andreas. 2007. *Klimabilanz von Biogasstrom*. Freising: Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL), 2007.

Clemens, J. 2002. *Untersuchung der Emission direkt und indirekt klimawirksamer Spurengase (NH₃, N₂O und CH₄) während der Lagerung und nach der Ausbringung von Kofermentationsrückständen sowie Entwicklung von Verminderungsstrategien*. Bonn: Institut für Pflanzenernährung, Universität Bonn, 2002.

Dong, Hongmin, Mangino, Joe and McAllister, Tim A. 2006. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. [book auth.] Simon Egglestone, et al. [ed.] Institute for Global Environmental Strategies (IGES). *Agriculture, Forestry and Other Land Use*. Hayama: s.n., 2006, Vol. IV, 10. IPCC National Greenhouse Gas Inventories Programme.

Edelmann, Werner et al. 2001. *Ökobilanz der Stromgewinnung aus landwirtschaftlichem Biogas*. Baar: Bundesamt für Energie, 2001.

Edelmann, Werner. 2003. *Umweltaspekte der Verwertung von biogenen Abfällen in Vergärungsanlagen*. Arbeitsgemeinschaft Bioenergie. Wien: arbi GmbH, 2003.

Edelmann, Werner und Schleiss, Konrad. 2001. *Ökologischer, energetischer und ökonomischer Vergleich von Vergärung, Kompostierung und Verbrennung fester biogener Abfallstoffe*. Baar: BFE, Bundesamt für Energie und BUWAL, Bundesamt für Umwelt, Wald und, 2001.

Eder, B. und Schulz, H. 2006. *Biogas Praxis*. 3. Stufen bei Freiburg: ökobuch Verlag, 2006. Grundlagen, Planung, Anlagenbau, Beispiele, Wirtschaftlichkeit. ISBN 978-3-936896-13-8.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2006. Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung. [Hrsg.] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR). *Leitfaden Biogas - Von der Gewinnung zur Nutzung*. Gülzow: s.n., 2006. 5. ISBN 3-00-014333-5.

Fachagentur Nachwachsender Rohstoffe e.V. (FNR). 2009. Biogas – eine Einführung. [Hrsg.] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR). Gülzow: s.n., 2009. 6.

Institut für Energetik und Umwelt gGmbH. 2006. *Handreichung - Biogasgewinnung und -nutzung*. [Hrsg.] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 3. Gülzow: s.n., 2006. ISBN 3-00-014333-5.

Jäkel, K. und Mau, H. 1999. *Umweltwirkung von Biogasgülle*. Freistaat Sachsen: Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft, 1999.

Jäkel, K. und Mau, S. 1999. *Umweltwirkung von Biogasgülle*. Dresden: Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft, 1999.

- Johann Heinrich von Thünen-Institut. 2010.** Bundesmessprogramm zur Bewertung neuartiger Biomasse-Biogasanlagen. [Hrsg.] Fachagentur nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR). [Redakt.] Fachagentur nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR). *Biogas-Messprogramm II - 61 Biogasanlagen im Vergleich*. Braunschweig: s.n., 2010. 1.
- Linke, Bernd, et al. 2006.** *Biogas in der Landwirtschaft - Leitfaden für Landwirte und Investoren im Land Brandenburg*. [Hrsg.] Umwelt und Verbraucherschutz des Landes Brandenburg Ministerium für Ländliche Entwicklung. 3. Potsdam: s.n., 2006.
- Pettenella, Davide und Gallo, Diego. 2008.** *Analisi economico-ambientale degli impianti a biogas*. s.l.: Università di Padova - Facoltà di agraria, 2008.
- Pfeifer J., Obernberger I. 2006.** Detaillierte Stoff- und Energiebilanzierung der Erzeugung und Nutzung von Biogas in einer landwirtschaftlichen Biogasanlage sowie deren verfahrenstechnische Bewertung. *Österreichischer Ingenieur- und Architekten-Zeitschrift*. 10-12 2006, S. 311-326.
- Pfeifer, Jörg und Obernberger, Ingwald. 2006.** Detaillierte Stoff- und Energiebilanzierung der Erzeugung und Nutzung von Biogas in einer landwirtschaftlichen Biogasanlage sowie verfahrenstechnische Bewertung. [Hrsg.] ÖIAV - Österreichische Ingenieur- und Architekten-Verein. *Österreichische Ingenieur- und Architekten-Zeitschrift*. 151. Jahrgang, 2006, 10-12.
- Ragazzoni, Alessandro. 2010.** *Biogas*. Verona: Edizioni L'Informatore Agrario S.p.A, 2010. Come ottenere nuovo reddito per l'agricoltura. ISBN 978-88-7220-279-1.
- Reinhardt, Guido et al. 2006.** *Ökobilanzen zu BTL: Eine ökologische Einschätzung*. Heidelberg: Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV), 2006.
- Scholwin, Frank et al. 2006.** *Ökologische Analyse einer Biogasnutzung aus nachwachsenden Rohstoffen*. Leipzig: Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe, 2006.
- Strogies, Michael und Gniffke, Patrick. 2010.** Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2010. [Hrsg.] Umweltbundesamt. *Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 - 2008*. Dessau-Roßlau: s.n., 2010.
- Balsari, P. , Dinuccio, E. und Gioelli, F. 2009.** *Valutazione energetica e ambientale di impianti di digestione anaerobica: primi risultati emersi dal progetto EU AGRO BIOGAS*. Ischia Porto: Dipartimento di Ingegneria Agraria Forestale e Ambientale, Università degli Studi di Torino, 2009.
- Van Caenegem, Ludo, Dux, Dunja und Steiner, Beat. 2005.** Abdeckungen für Güllensilos - Technische und finanzielle Hinweise. [Hrsg.] Eidgenössische Forschungsanstalt für Agrarwirtschaft und Landtechnik (FAT) Agroscope FAT Tänikon. *FAT-Berichte*. 2005, Nr. 631, S. 16.
- Vogt, Regine et al. 2008.** *Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland*. Heidelberg, Leipzig, Berlin, Darmstadt: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2008.
- Wöss-Galasch, S., et al. 2007.** *Treibhausgas-Emissionen aus Biogasanlagen*. Graz: Institut für Energieforschung, 2007.
- Bayer. Landesamt für Umwelt (Hrsg.):** Biogashandbuch Bayern – Materialienband, Augsburg.

6 Allegato

	Comune	Quantità FORSU [kg/a]	Distanza [km]	Numero trasporti all'anno	Capacità di trasporto [kg]
1	Bolzano	5.945.360	45	713	8.339
2	Lagundo	427.680	40	132	3.240
3	Postall	113.080	70	77	4.186
4	Caines	24.814			
5	Riffiano	78.613			
6	Cermes	105.780			
7	Gargazzone	84.660	36	57	1.485
8	Avelengo	117.000	60	70	2.031
9	Verano	25.180			
10	Lana	622.840	30	204	3.053
11	Marlengo	144.510	30	114	1.268
12	Merano	1.199.880	40	456	2.631
13	Moso in Passiria	64.750	70	55	1.177
14	Nalles	108.070	124	73	4.256
15	S.Pancrazio	27.480			
16	Tesimo	88.490			
17	Ultimo	86.620			
18	Scena	360.880	26	116	3.111
19	S. Leonardo in Passiria	195.400	60	64	3.053
20	S. Martino in Passiria	161.080	60	64	2.517
21	Tirolo	293.552	50	57	5.150
22	Nova Ponente	206.950	160	90	3.453
23	Cornedo all'Isarco	103.820			
24	S.Genesio Atesino	55.800	70	57	1.172
25	Meltina	10.980			
26	Castelrotto	551.020	134	221	2.493
27	Renon	106.830	80	61	1.751
28	Sarentino	123.260	80	70	1.761
29	Ortisei	244.970	230	100	5.071
30	Selva di Val Gardena	187.390			
31	S. Cristina	74.760			
32	Tires	43.200	90	40	1.080
33	Fiè allo Sciliar	94.800	80	67	1.415
34	Nova Levante	127.420	140	112	1.138
	Somma	12.206.919		133	

Tabella 55: Lista dei comuni altoatesini che conferiscono presso l'impianto di Lana i propri rifiuti organici provenienti dalla raccolta differenziata.