

# LA PRODUZIONE DI BIOMETANO DA FORSU NEL CONTESTO DI PROMOZIONE DELL'USO DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI

Micol Centorrino<sup>1,\*</sup>, Paolo Neri<sup>1</sup>, Marco Cervino<sup>1,2</sup>, Anna Maria Ferrari<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Università di Modena e Reggio Emilia – Dipartimento di Scienze e Metodi dell'Ingegneria.

<sup>2</sup> CNR-ISAC – Istituto di Scienze dell'Atmosfera e del Clima di Bologna.

**Sommario** – La presente comunicazione tecnica tratta della produzione di biometano da biogas ottenuto dalla digestione anaerobica della frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU) nello scenario nazionale dei criteri di valutazione e incentivazione della filiera dei biocarburanti, che si basa principalmente su direttive di scala europea ed è definito sino a scala regionale. Il lavoro parte dall'analisi dell'elaborato quadro normativo vigente sulla produzione di biometano da FORSU, che fornisce definizioni, metodi di valutazione e regole di incentivazione economica; successivamente, descrive un caso di applicazione del metodo della Life Cycle Assessment (LCA) al calcolo delle emissioni di gas climalteranti (Greenhouse gases, GHG) della filiera del biometano; infine, propone una valutazione dell'efficacia dei risultati nel caso di sostituzione fisica (comprovata e promossa da meccanismi economici come gli incentivi) dei combustibili fossili con fonti rinnovabili per l'autotrasporto. L'analisi LCA, realizzata su un impianto italiano e fondata sui parametri di valutazione necessari ad ottenere la certificazione, ha fornito, nell'ottica del life cycle thinking, un'esperienza utile, al fine di individuare i punti di forza e alcune ipotesi di miglioramento dell'attuale metodologia di calcolo dell'efficacia di mitigazione del biocarburante in esame e della effettiva sostenibilità dello stesso. Le considerazioni finali, da un lato, individuano proposte concrete di modifica ai metodi di valutazione ed alle regole di incentivazione: confini dello studio LCA, revisione dei coefficienti di emissione dei GHG nella formula di calcolo indicata dalla normativa vigente, comparatori di emissioni dei combustibili fossili da adottare per la valutazione di risparmio di emissioni con il combustibile rinnovabile; d'altro lato suggeriscono, per una corretta valutazione del danno, di considerare diverse categorie di impatto, e non soltanto il cambiamento climatico.

**Parole chiave:** biocarburanti, rinnovabili, LCA, cambiamento climatico, incentivi.

## BIOMETHANE PRODUCTION FROM BIOWASTE IN THE FRAME OF PROMOTING THE USE OF ENERGY FROM RENEWABLE SOURCES

**Abstract** – This technical communication deals with the biomethane production from biogas obtained from the anaerobic digestion of the organic fraction of municipal solid waste (FORSU) in the national scenario of the evaluation and incentive criteria of the bio-

fuel chain, which is mainly based on European directives and defined till a regional scale. The work starts from the analysis of the elaborate regulatory framework in force on the production of biomethane from FORSU, which provides definitions, evaluation methods and economic incentive rules; then, a case of application of the Life Cycle Assessment (LCA) method to the calculation of greenhouse gases (GHG) emissions of the biomethane chain is presented; finally, an assessment of the effectiveness of the results in the case of physical replacement (proven and encouraged by economic mechanisms such as incentives) of fossil fuels with renewable sources for road transport is proposed. The LCA study, carried out on an Italian plant and based on the assessment parameters necessary to obtain certification, provided useful experience, in order to identify the strengths and some hypotheses for improving the current methodology for calculating the effectiveness of the analyzed biofuel in mitigating emissions as well as its actual sustainability, in the perspective of the life cycle thinking. The conclusive observations, on the one hand identify concrete proposals for modifying the evaluation methods and the incentive rules: boundaries of the LCA study, revision of the GHG emission coefficients in the calculation formula indicated by current legislation, fossil fuel emissions comparators to be adopted for the assessment of emissions savings with renewable fuel; on the other hand, for a correct assessment of the damage, they suggest considering different impact categories, not just climate change.

**Keywords:** biofuels, renewables, LCA, climate change, incentives

Ricevuto il 12-3-2020; Correzioni richieste il 17-3-2020; Accettazione finale il 26-3-2020.

## 1. INTRODUZIONE

Il biometano, quale fonte di energia rinnovabile che si può ricavare da biomasse di varia natura (colture dedicate e scarti di filiera), suscita molto interesse a livello socio-economico, soprattutto in ambito nazionale, in cui tale settore costituisce (PNIEC, 2019) il principale contributo al conseguimento degli obiettivi europei in materia di sviluppo sostenibile, soprattutto per quanto riguarda il processo di decarbonizzazione in atto nel settore dei trasporti.

La produzione di biometano risponderebbe, infatti, alla duplice necessità di trovare fonti di energia

\* Piazzale Europa 1, Reggio Emilia, 42124, micol.centorrino@unimore.it.

alternative, che possano mitigare le emissioni climateranti legate all'uso dei combustibili fossili soprattutto nel settore dei trasporti, e a quella di smaltire e riusare materiali di scarto, nell'ottica dell'economia circolare quale nuovo modello di sviluppo.

Il Governo italiano ha stabilito di incentivare questa filiera, attraverso contributi economici agli operatori del settore, e ha messo a punto un sistema di norme e metodi di calcolo, per verificare l'effettiva efficienza degli interventi, alla luce degli obiettivi generali.

Il recupero di energia da FORSU (Frazione Organica del Rifiuto Solido Urbano) attraverso la produzione di biometano per autotrasporto fa parte, infatti, delle strategie adottate dall'Italia per garantire il raggiungimento dei nuovi obiettivi comunitari al 2030 (Accordo di Parigi, ratificato dall'Italia l'11/11/2016), in cui la quota di energia da fonti di energia rinnovabile (FER) nei consumi lordi di energia è fissata al 30% (PNIEC, 2019, pag. 11; in particolare, il 22% riguarda specificatamente i consumi finali lordi nei trasporti).

Al livello nazionale già il decreto legislativo n. 28 del 3 marzo 2011, che attua la direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, prevede la semplificazione dell'iter autorizzativo per la costruzione e la gestione di impianti energetici alimentati da fonti rinnovabili e introduce un regime di sostegno anche per l'utilizzo dei biocarburanti nel settore dei trasporti, in particolare per quanto riguarda (capo IV, art. 33) quelli prodotti a partire da rifiuti e sottoprodotti (definiti e tracciati dal D.Lgs n. 152/2006).

Su indirizzo comunitario, in breve tempo, una parte degli impianti a biogas (che nell'anno 2016 in Europa erano circa 18.000) ha convertito la propria produzione a biometano, a partire da Germania, Svezia e Francia, raggiungendo il numero di 610 nel 2018 (EBA, 2019).

Nel nostro Paese negli ultimi due anni abbiamo assistito ad una rapida diffusione di impianti di produzione di biometano da FORSU, che, se nel 2017 erano solo sette (Labartino e Piccinini, 2017), grazie a concreti meccanismi d'incentivazione attivati nel 2018, stanno rapidamente proliferando, soprattutto al Nord.

La FORSU costituisce in Italia la componente principale fra le categorie merceologiche della raccolta differenziata: ad esempio, nella regione Emilia-Romagna si tratta del 21% del totale di rifiuti urbani raccolti in modo differenziato (ARPAE, 2018).

Per questo motivo la gestione del "rifiuto organico", che la normativa italiana riconosce con il D.Lgs 152/06 (art. 183, comma 1, d), diventa di fondamentale importanza nella strategia di valorizzazione del contenuto energetico della biomassa di seconda generazione, alla luce di un modello di sviluppo sostenibile (ormai non solo auspicabile, ma necessario) e di un'economia circolare (minimizzare lo smaltimento in discarica e favorire il riuso, il riciclo ed il recupero), applicabili anche alla gestione dei rifiuti secondo i principi della normativa comunitaria 2008/98/CE, recepita in Italia con il D.Lgs n. 205 del 3/12/2010.

In riferimento agli indirizzi della Regione Emilia-Romagna, di cui ci siamo specificatamente occupati, la L.R. n. 16 del 2015<sup>1</sup> prescrive che, "in attuazione del principio dell'economia circolare, le frazioni raccolte in maniera differenziata devono essere conferite ad impianti che ne favoriscano la massima valorizzazione in termini economici ed ambientali in coerenza con il principio di prossimità privilegiando il recupero di materia a quello di energia" (art. 3, comma 8).

Ci preme sottolineare che, a monte di qualsiasi trattamento virtuoso della FORSU (per recuperare materia attraverso la digestione aerobica e poi, in scala gerarchica, energia da quella anaerobica), è auspicabile una politica di riduzione del rifiuto sia in ambito domestico (riduzione degli sprechi), che in ambito industriale (ottimizzando i processi produttivi delle aziende agroalimentari e riutilizzando internamente quando possibile gli scarti di lavorazione).

### **1.1. Meccanismi d'incentivazione della filiera di biometano in Italia**

Il decreto del Ministero dello sviluppo economico del 2 marzo 2018 promuove in Italia l'uso del biometano e del biometano avanzato<sup>2</sup> nel settore dei trasporti nel nostro Paese, al fine del raggiungimento degli obiettivi nazionali in materia di energia rinnovabile e mette a disposizione 4,7 miliardi di risorse (spendibili tra il 2018 e il 2022) a sostegno della produzione e della distribuzione di biocarbu-

<sup>1</sup> "Disposizioni a sostegno dell'economia circolare, della riduzione della produzione dei rifiuti urbani, del riuso dei beni a fine vita, della raccolta differenziata e modifiche alla Legge Regionale 19 agosto 1996 n. 31 (Disciplina del tributo speciale per il deposito in discarica dei rifiuti solidi)", testo coordinato con modifiche apportate dalla L.R. 18/07/2017.

<sup>2</sup> Per "biocarburante avanzato" si intende quello prodotto a partire da materie prime quali rifiuti e sottoprodotti (DM 10.10.2014, allegato 3, parte A), che limiti l'uso diretto ed indiretto del suolo agricolo a fini energetici.

ranti. Gli obiettivi iniziali per il 2020<sup>3</sup> (quota di energia da FER nei consumi lordi di energia al 17% e quota nei consumi finali lordi nei trasporti al 10%) sono stati revisionati al rialzo dal PNIEC del 2019 con nuovi obiettivi al 2030 (quota di energia da FER nei consumi lordi di energia al 30% e quota nei consumi finali lordi nei trasporti al 22%). In particolare, al fine del raggiungimento degli obiettivi in materia di penetrazione delle rinnovabili nel settore dei trasporti, è stata adottata la misura dell'obbligo di immissione in consumo basato su un sistema di quote, che premia i "biocarburanti avanzati".

Ogni fornitore di carburante per i trasporti, immesso tramite impianti di distribuzione stradali, autostradali o privati, dovrà assolvere l'obbligo di riduzione delle emissioni GHG (Greenhouse Gas) attraverso un sistema di ritiro del biometano prodotto, con il rilascio dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC), calcolati secondo le procedure del Gestore dei Servizi Energetici (GSE; viene rilasciato un CIC ogni 10 Gcal di biocarburante immesso), per la durata di 10 anni. Inoltre, è prevista una maggiorazione "per materie prime", nel caso di utilizzo delle materie elencate nella parte A e B dell'allegato 3 del DM del 10.10.2014 e s.m.i e nel caso di impianti funzionanti con le citate materie in codigestione con materie di origine biologica non rientranti nel suddetto elenco, fino ad un massimo del 30% in peso. Infine, è prevista una maggiorazione dell'incentivo per "impianti pertinenti", cioè quelli di distribuzione o di liquefazione, al fine di tener conto dei costi aggiuntivi sostenuti, valida anche per il biometano avanzato.

Per i produttori di "biometano avanzato" è previsto, inoltre:

- a) il riconoscimento di un valore pari a 375€ per ogni CIC riconosciuto, considerando anche le eventuali maggiorazioni previste nella quantificazione dei titoli spettanti (viene rilasciato un CIC ogni 5 Gcal di biocarburante avanzato immesso): tale incentivazione ha durata massima di 10 anni; successivamente si ha diritto al solo rilascio dei CIC (che possono essere venduti ad altri operatori);
- b) il ritiro, da parte del GSE, anche per un quantitativo parziale, del biometano avanzato ad un prezzo pari al 95% del prezzo medio mensile registrato sul Mercato a Pronti del gas naturale o, in alternativa, la vendita effettuata autonomamente. Lo strumento di incentivazione dei CIC non incide in alcun modo, a differenza di altri, sulle bollette

dei cittadini, poiché viene finanziato solamente dai "soggetti obbligati" (operatori economici, che vendono benzina e gasolio).

In particolare, il Decreto ministeriale del 23/01/2012 (come modificato dal DM del 14/11/2019 per adeguarlo al D.Lgs n. 51 del 21/03/2017) prescrive che un ente esterno accreditato certifichi che la produzione di biometano sia conforme ai requisiti fissati dalla Norma UNI 11567, secondo i parametri e i calcoli riportati nel report del JRC della Comunità Europea (Giuntoli et al. 2017: "Solid and gaseous bioenergy pathways: input values and GHG emissions").

Si prevede che tale sistema di incentivazione arrivi a coprire con biometano la domanda prevista di metano nei trasporti stradali, pari a c.ca 1,1 mld di m<sup>3</sup>/anno (PNIEC 2019).

A breve si auspica l'emanazione di un Decreto Legislativo che recepisca la direttiva UE 2018/2001 (RED II), con conseguenti decreti ministeriali di settore, che incrementino le quote obbligatorie di immissione al consumo al 2030 dei biocarburanti avanzati e che penalizzino ulteriormente quelli normali, poiché i primi presentano un GHG Saving fino al 100% e quasi zero impatto per quanto riguarda il cambio di destinazione d'uso dei suoli (Direttiva UE ILUC 2015/1513 del 09/09/2015).

## 2. APPLICAZIONE DELLA LCA ALLA FILIERA DI PRODUZIONE DEL BIOMETANO

La metodologia Life Cycle Assessment (LCA) è definita dalle norme internazionali UNI EN ISO 14040 (2006, "Gestione ambientale, Valutazione del ciclo di vita, Principi e quadro di riferimento") e UNI EN ISO 14044 (2018, "Valutazione del ciclo di vita, Requisiti e Linee Guida").

La valutazione comprende tutte le seguenti fasi del ciclo di vita di un processo/attività:

- l'estrazione e il trattamento delle materie prime;
- la fabbricazione;
- il trasporto;
- la distribuzione;
- l'uso;
- il riuso e il riciclo o lo smaltimento finale.

La struttura di un LCA si articola nelle seguenti fasi: 1) *Definizione degli obiettivi e campo di applicazione dello studio (Goal and scope Definition)*, in cui si definiscono: l'obiettivo dello studio, il campo di applicazione, le funzioni del sistema, l'unità funzionale, i confini del sistema e, infine, la qualità dei dati utilizzati;

<sup>3</sup> Art. 3, comma 1 e 2 del D.Lgs n. 28 del 03/03/2011, che recepisce la direttiva comunitaria 2009/28/CE (RED I).

- 2) *Analisi di inventario (Life Cycle Inventory)*: consiste nella raccolta dei dati e nelle procedure di calcolo volte a quantificare i flussi in entrata ed in uscita nel sistema studiato;
- 3) *Valutazione degli impatti (Life Cycle Impact Assessment)*: si utilizzano i risultati dell'analisi di inventario del ciclo di vita per valutare i potenziali impatti sull'ambiente. Il metodo può essere *midpoint* (l'analisi si limita alla caratterizzazione del danno espressa in termini di sostanze equivalenti) o *endpoint* (l'analisi giunge sino al *damage assessment*, che valuta il danno in termini di effetti sulle categorie di danno). A titolo di esempio nella tabella 1 si riportano le categorie di impatto e quelle di danno (salute umana, qualità dell'ecosistema, esaurimento delle risorse, cambiamenti climatici) del metodo IMPACT 2002+.

La valutazione si articola in fasi standardizzate dalla normativa:

- la scelta e la definizione delle categorie di impatto;
- la *classificazione* dei dati raccolti nell'inventario ad una o più categorie di impatto;
- la *caratterizzazione* delle sostanze emesse (che consiste nella moltiplicazione del quantitativo di ogni sostanza per il relativo *fattore di caratterizzazione* proprio della sostanza stessa);
- la caratterizzazione delle categorie di impatto in categorie di danno (*damage assessment*), che consiste nella moltiplicazione dei valori della caratterizzazione delle sostanze per i relativi *fattori peso* propri di ogni categoria di impatto (Tab. 1);

- la *normalizzazione*, in cui i valori ottenuti dalla caratterizzazione sono divisi per un "valore di riferimento" riconosciuto su scala temporale e spaziale;
  - la *pesatura*, in cui i valori ottenuti dalla normalizzazione sono moltiplicati per i fattori peso.
- 4) *Analisi dei risultati (Life Cycle Interpretation) e valutazione dei miglioramenti*: dopo aver individuato gli aspetti più critici del progetto/prodotto/attività in termini di impatto, si selezionano e si valutano i possibili miglioramenti per ridurre il carico ambientale.

### 2.1. Il caso studio

*LCA Working Group*, gruppo di ricerca dell'Università di Modena e Reggio Emilia, ha svolto l'analisi LCA per certificare la sostenibilità ambientale della produzione di biometano avviata da un'azienda italiana nell'anno 2018.

Il software usato è SimaPro 8.5. e il metodo per il calcolo del danno relativo alle emissioni di gas climalteranti (espresse in termini di CO<sub>2</sub> equivalente utilizzando un fattore di conversione specifico per ciascun gas) è IPCC (International Panel for Climate Change) GWP100a (emissioni di gas ad effetto serra nell'arco di 100 anni).

### 2.2. Qualità dei dati

I dati usati sono per la maggior parte primari, tratti dal progetto esecutivo dell'impianto fornito dall'azienda e raccolti sia attraverso un questionario

**Tabella 1 – Categorie di impatto e di danno considerate nel metodo IMPACT 2002+**

Categorie di impatto	Categorie di danno
Tossicità sull'uomo (kg <sub>eq</sub> di cloroetilene)	SALUTE UMANA (DALY, Disability-Adjusted Life Years) (anni di vita adattati alla disabilità)
Sostanze organiche alle vie respiratorie (kg <sub>eq</sub> C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	
Sostanze inorganiche alle vie respiratorie (kg <sub>eq</sub> PM 2.5)	
Radiazioni ionizzanti (kg <sub>eq</sub> di carbonio-14)	
Assottigliamento dello strato di ozono (kg <sub>eq</sub> CFC-11)	
Ecotossicità acquatica (kg <sub>eq</sub> di trietilene)	QUALITÀ DELL'ECOSISTEMA (PDF·m <sup>2</sup> ·y, Potentially Disappeared Fraction) (percentuale di specie potenzialmente scomparse)
Ecotossicità terrestre (kg <sub>eq</sub> di trietilene)	
Acidificazione/nitrificazione terrestre (kg <sub>eq</sub> SO <sub>2</sub> )	
Acidificazione delle acque (kg <sub>eq</sub> SO <sub>2</sub> )	
Eutrofizzazione delle acque (kg <sub>eq</sub> PO <sub>4</sub> )	
Occupazione del suolo (mq <sub>eq</sub> di terreni coltivabili organici*y)	CAMBIAMENTO CLIMATICO (kg <sub>eq</sub> CO <sub>2</sub> )
Riscaldamento globale (kg <sub>eq</sub> CO <sub>2</sub> )	
Energia non rinnovabile (MJ di primaria non rinnovabile)	RISORSE (MJ)
Estrazione dei minerali (MJ di surplus di energia per estrazione)	

consegnato in sede di sopralluogo, che attraverso ulteriori incontri di lavoro e contatti telefonici.

Per il calcolo delle emissioni di CO<sub>2</sub>eq sono state usate rese predittive, in quanto: “Ai fini del bilancio di massa, considerata la complessità dei processi, che rendono difficile la definizione delle rese reali, tranne che in casi rari, è ammesso il ricorso a rese predittive basate su analisi della materia in ingresso e sulle specificità impiantistiche.

L’utilizzo di rese predittive può essere particolarmente utile nel caso di avvio del processo di qualificazione di terza parte, quando l’operatore pur avendo già attivato il sistema interno di tracciabilità e bilancio di massa non possiede dati storici” (par. 5.2, UNI/TS 11567).

Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica, dei materiali da costruzione e i trasporti sono usati i processi di Ecoinvent 3.1.

Sulla base delle suddette informazioni è stato elaborato l’inventario necessario per il calcolo delle emissioni.

### 2.3. Descrizione del sistema

Il sistema studiato comprende le seguenti fasi di processo:

- trasporto dei rifiuti dal punto di raccolta all’impianto di trattamento;
- conferimento rifiuti all’impianto di trattamento;
- pesatura e controllo del rifiuto in ingresso (con catalogazione in appositi registri per lotti di fornitura);
- pretrattamento del rifiuto organico e degli scarti lignocellulosici (frantumazione, deferrizzazione a magneti, vagliatura a dischi rotanti esagonali);
- pre-stoccaggio (max 44 ore) in bunker di 180 mc a pianali mobili con doghe scorrevoli;

- trattamento anaerobico in regime mesofilo (40°C) con produzione di biogas dei rifiuti introdotti nel digestore in cemento armato;

- purificazione del biogas, upgrading e produzione di biometano.

I rifiuti trattati durante tutte le fasi del processo sono:

- la FORSU (CER200108);
- i rifiuti da mercato (CER200302);
- gli scarti agroalimentari (CER 020304);
- i rifiuti biodegradabili di giardini e parchi (CER 200201).

I rifiuti in ingresso, stoccati in un capannone, dopo il pretrattamento (che avviene nello stesso locale), vengono trasportati mediante pala gommata, insieme al materiale strutturante, in un bunker di stoccaggio con pianale mobile a doghe scorrevoli, che facilita la traslazione della biomassa verso la bocca di uscita, determinando lo scarico per caduta sul sottostante nastro in gomma, posto all’altra estremità del bunker, che alimenta direttamente il digestore (la carica avviene 24 ore su 24). Non vi sono impatti dovuti ad emissioni, perché il bunker in acciaio e cemento armato in cui avviene lo stoccaggio per un massimo di 44 ore, è chiuso. Sono state considerate soltanto delle emissioni di metano nella fase di pretrattamento (convogliate da un sistema di aspirazione nel capannone di compostaggio adiacente), calcolate come quota parte (1/20) di quelle provenienti dai biofiltri dei capannoni di compostaggio e delle fuggitive (cioè quelle che si disperdono in atmosfera durante l’apertura delle porte del capannone), fornite dall’azienda. Dai dati di progetto esecutivo forniti dall’azienda (Fig. 1 e Tab. 2) si ricava che in un’ora entrano nel digestore (con caricamento 24/24 h) 5,54 t di rifiuti organici e si producono 786 Nm<sup>3</sup> di biogas all’ora. La massa di materiale strutturante (0,80 t h<sup>-1</sup>) non ha potenziale metanigeno, quindi non viene consi-

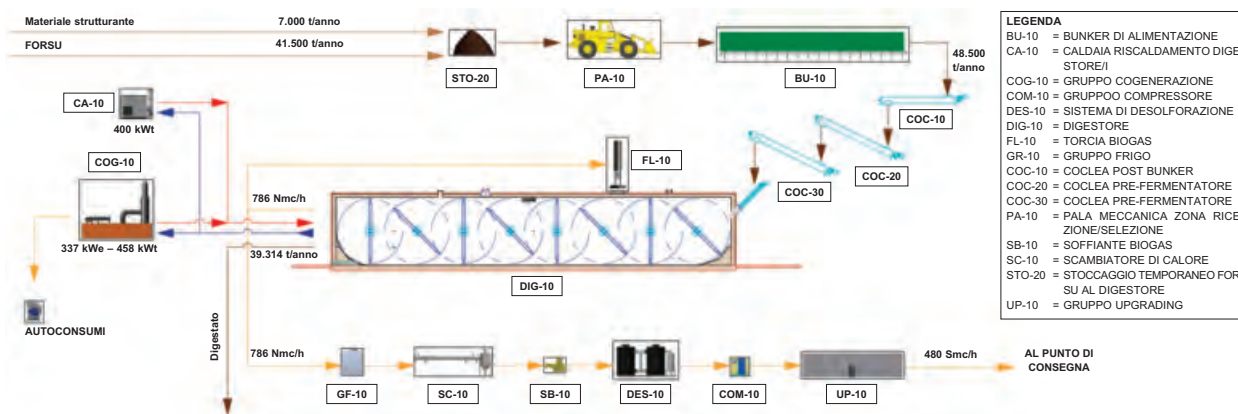


Figura 1 – Schema meccanico semplificato della produzione di biometano da rifiuti organici

**Tabella 2 – Dati in ingresso. I dati primari sono in corsivo**

Materiale strutturante	<i>7000 t y<sup>-1</sup></i>	0,80 t h <sup>-1</sup>
Rifiuto organico (FORSU, rifiuti da mercato, scarti agroalimentari, rifiuti biodegradabili di giardini e parchi)	<i>41500 t y<sup>-1</sup></i>	4,74 t h <sup>-1</sup>
TOTALE in ingresso nel digestore	<i>48500 t y<sup>-1</sup></i>	5,54 t h <sup>-1</sup>
Biogas in uscita dal digestore	6,89 MNm <sup>3</sup> y <sup>-1</sup>	<i>786 Nm<sup>3</sup> h<sup>-1</sup></i>
Biometano immesso in rete	4,20 MSm <sup>3</sup> y <sup>-1</sup>	<i>480 Sm<sup>3</sup> h<sup>-1</sup></i>

**Tabella 3 – Caratterizzazione del processo "1 m<sup>3</sup> Produzione di biometano da rifiuto organico" e contributo percentuale dei sotto-processi all'impatto in CO<sub>2</sub>eq con il metodo IPCC 2013 GWP 100a (SimaPro 8.5.2.2)**

Categorie di impatto	Unità di misura	Totale	Produzione di biometano da rifiuto organico	Biogas da rifiuti organici	Elettricità a bassa tensione
IPCC GWP 100a	kg CO <sub>2</sub> eq	<b>1,18</b>	0,62	0,37	0,19
	%	<b>100</b>	52,4	31,4	16,2

derata nel rapporto biogas/rifiuto, ma solo come materia in ingresso nel digestore.

Il biometano prodotto in un'ora è 480 Sm<sup>3</sup> h<sup>-1</sup>.

I confini del sistema vanno dal trasporto del rifiuto all'impianto (si assume una distanza convenzionale di 20 km e come mezzo un camion con un carico utile di 27 t; Giuntoli et al., 2017, pag.30) al conferimento del rifiuto organico all'impianto, alla produzione di biogas, alla produzione del biometano. Nel caso del biometano non si considera l'uso, in quanto comune alla filiera del combustibile fossile di riferimento (Appendice C, par.2, UNI/TS11567). Vengono trascurate la produzione e la realizzazione degli impianti, secondo precise direttive del Comitato Tecnico Italiano.

Viene trascurato il fine vita del digestato prodotto (compostaggio). Vengono considerate le emissioni di metano nella fase di pretrattamento (convogliate da un sistema di aspirazione nel capannone di compostaggio adiacente), calcolate come quota parte (1/20) di quelle provenienti dai biofiltri dei capannoni di compostaggio e delle fuggitive (ad esempio, quelle che fuoriescono dai capannoni all'apertura delle porte), fornite dall'azienda.

### 3. RISULTATI

Il valore delle emissioni di GHG (CO<sub>2</sub>eq<sub>bio</sub>), calcolato per l'unità funzionale 1Sm<sup>3</sup> di biometano, secondo la metodologia fornita dalla norma UNI/TS 11567, Appendice C<sup>4</sup> e attraverso LCA è pari a 1,18 kg m<sup>-3</sup>. Per quanto riguarda i risultati, poiché nel metodo IPCC GWP 100a mancano le fasi di normalizzazione e valutazione, il danno si ottiene moltiplicando la quantità di ogni sostanza

emessa per il fattore di caratterizzazione di riscaldamento globale diretto proprio della sostanza stessa. Tale danno, come riportato nella Tab. 3, è dovuto per il 52,4% alla produzione di biometano da rifiuto organico (per emissione di metano biogenico attribuita al processo stesso), per il 31,4% alla produzione di biogas da rifiuto organico (per emissione di anidride carbonica fossile dovuta all'uso di energia elettrica da rete utilizzata per muovere gli agitatori a pale del digestore ed all'energia termica utilizzata per scaldare il digestore) e per il 16,2% all'energia elettrica da rete per alimentare gli impianti durante le varie fasi del processo di produzione del biocarburante (dal pretrattamento del rifiuto al consumo della cabina per immissione e contabilizzazione del biometano prodotto).

Il valore calcolato CO<sub>2</sub>eq<sub>bio</sub> viene riportato alle unità previste dalle normative vigenti, come segue:

$$CO_{2eqbio} (gCO_{2eq} MJ^{-1}) = CO_{2eqbio} (gCO_{2eq} m^{-3}) * PCI_{biom} = 34 g MJ^{-1} \quad (1)$$

ove

$$PCI_{biom} = 0,97 * PCI_{CH4} = 34,2 MJ m^{-3} \quad (2)$$

<sup>4</sup> CO<sub>2eqbio</sub>(gCO<sub>2eq</sub>/MJ)= e<sub>p</sub>+e<sub>td</sub>  
 e<sub>p</sub> sono le emissioni derivanti dalla lavorazione;  
 e<sub>td</sub> sono le emissioni derivanti dal trasporto del rifiuto dal punto di raccolta all'impianto (non vengono considerate le emissioni della raccolta porta a porta, in quanto queste ultime avvengono indipendentemente dalla scelta di produrre biogas) e dal trasporto del prodotto intermedio sino all'impianto successivo (trasporti interni); non vengono valutati i trasporti del biocarburante al fornitore/utilizzatore o all'impianto di distribuzione (poiché il metano viene immesso direttamente nella rete locale di distribuzione, senza stoccaggio).

e  $PCI_{CH_4} = 35,25 \text{ MJ m}^{-3}$  è il valore del potere calorifico inferiore del metano.

Le emissioni così calcolate consentono la valutazione dell'indicatore, che rappresenta la frazione degli impatti climalteranti che viene "risparmiata" quando il biometano prodotto sostituisce l'uso di uno o più carburanti fossili. La direttiva RED I e le normative nazionali di recepimento<sup>5</sup> definiscono l'indicatore come segue:

$$\text{rispCO}_{2\text{eq}} = (\text{CO}_{2\text{eqfoss}} - \text{CO}_{2\text{eqbio}}) / \text{CO}_{2\text{eqfoss}} \quad (3)$$

ove  $\text{CO}_{2\text{eqfoss}}$  (denominato anche FFC, *Fossil Fuel Comparator*; Giuntoli et al., 2017) assume un valore differente in funzione della natura e dell'impiego del biocombustibile; nel caso del biometano la normativa vigente distingue tre diversi valori, per tre principali settori di impiego: produzione elettrica ( $183 \text{ gCO}_{2\text{eq}} \text{ MJ}^{-1}_{\text{el}}$ ), fornitura di calore ( $80 \text{ gCO}_{2\text{eq}} \text{ MJ}^{-1}_{\text{heat}}$ ), carburante per trasporti ( $94 \text{ gCO}_{2\text{eq}} \text{ MJ}^{-1}_{\text{fuel}}$ ).

Se, come nello studio realizzato, il biometano prodotto è destinato al settore dei trasporti l'indicatore assume il valore:

$$\text{RispcO}_{2\text{eq}} = (94 \text{ g MJ}^{-1} - 34 \text{ g MJ}^{-1}) / 94 \text{ gMJ}^{-1} = 0,64 \quad (4)$$

Uno dei requisiti di sostenibilità per poter beneficiare degli incentivi fiscali è che il valore dell'indicatore superi 0,60<sup>6</sup>.

#### 4. QUESTIONI APERTE E PROPOSTE

##### 4.1. Considerazioni sui risultati ottenuti

A conclusione dell'analisi e dell'applicazione dei metodi di certificazione introdotti dalla normativa italiana per i biocarburanti ed alla luce dell'esperienza del gruppo di lavoro su analisi ambientali secondo LCA, è utile sottolineare che:

- 1) la valutazione della sostenibilità ambientale dei biocarburanti non può limitarsi alle emissioni climalteranti in atmosfera, ma andrebbe estesa a tutti le categorie di danno e di impatto:
  - soprattutto andrebbero pesati i cambiamenti diretti e indiretti eventualmente apportati alla destinazione d'uso dei terreni e le emissioni di carbonio associate ad esse: è indispensabile ostacolare le colture dedicate per la produzione di biocarburanti, al fine di scongiurare

- l'occupazione dei terreni agricoli migliori che andrebbero destinati ad usi alimentari, l'elevato consumo di acqua, di diserbanti e di antiparassitari, la perdita della biodiversità;
  - anche i consumi idrici di ogni processo andrebbero assolutamente computati, visto che l'acqua è una risorsa fondamentale per la sopravvivenza di tutto l'ecosistema;
- 2) il bilancio di massa, per essere completo, dovrebbe includere tutti gli impianti asserviti alla produzione del biometano e la realizzazione dei locali di trattamento, che richiede pure un notevole impiego di materiali ed energia;
- 3) oltre ai trasporti interni ed a quelli del prodotto finito per la distribuzione, andrebbero computati in maniera analitica e attribuiti alla filiera del biometano (anche se non a carico di chi produce il biocarburante, come detta la norma) tutti i trasporti legati all'approvvigionamento del rifiuto, che incidono in maniera non trascurabile sul bilancio GHG dell'intero processo:
  - a tal proposito è necessario favorire lo sviluppo diffuso sul territorio nazionale di impianti di piccola taglia (produzione distribuita), piuttosto che pochi grandi impianti, per ridurre l'impatto dei trasporti del rifiuto in ingresso dal luogo di approvvigionamento a quello di trattamento;
- 4) il trattamento ed il fine vita del digestato non possono essere trascurati, anche alla luce degli impatti legati al suo uso in agricoltura (D.M. del 25/02/2016 e regolamento RER, 2017):
  - infatti, è assolutamente da scongiurare lo spargimento del digestato stesso sui terreni, senza un ulteriore processo di compostaggio aerobico: il compost, se risponde a determinati requisiti di qualità riconosciuti da certificazioni di prodotto, può arricchire il terreno agricolo di sostanza organica (in particolare azoto ammoniacale, fosforo e potassio) per poter competere con i fertilizzanti chimici di sintesi e offrire, sostituendoli, un reale vantaggio ambientale;
  - inoltre, è di fondamentale importanza che lo stoccaggio del digestato prima del post-trattamento avvenga al chiuso, per evitare pericolose emissioni di metano in atmosfera, gas potenzialmente più dannoso della  $\text{CO}_2$  per l'effetto serra;
- 5) l'energia termica per scaldare il digestore e quella elettrica per ogni altro processo nell'ambito della filiera di produzione di biocarburanti, do-

<sup>5</sup> Norma UNI/TS 11567, Appendice C.2.

<sup>6</sup> Direttiva 2009/28/CE (RED I) art. 17, comma 2 e D.Lgs 21 marzo 2005 n.66, art. 7 ter, comma 2, lett. a.

vrebbero provenire anch'esse obbligatoriamente da fonte rinnovabile;

- 6) bisognerebbe incentivare anche l'utilizzo della CO<sub>2</sub> biogenica emessa in atmosfera durante l'*upgrading*, per ottenere un ulteriore vantaggio ambientale legato al risparmio di combustibili fossili utilizzati dalle industrie chimiche per produrre CO<sub>2</sub> da destinare al comparto alimentare (bibite gasate), ma anche ad altri usi (sostanze chimiche, plastiche, addirittura cibo per pesci).

#### 4.2. Calcolo dell'indicatore *RispCO<sub>2</sub>eq*.

Vorremmo riservare un'attenzione particolare al calcolo dell'indicatore *RispCO<sub>2</sub>eq*.

Consideriamo che un biocarburante, per definirsi migliorativo per quanto riguarda almeno le emissioni climalteranti, deve essere confrontato con lo scenario di consumi (e relative emissioni) che con ottima probabilità o in modo comprovato riesca a sostituire: a tal fine la normativa definisce un valore FFC di confronto, e le politiche di incentivazione fissano una soglia minima di *RispCO<sub>2</sub>eq*. Si noti che la recente Direttiva RED II (UE 2018/2001) ha differenziato il valore di FFC, in base allo specifico campo di applicazione: per i combustibili utilizzati nella produzione di calore utile a scopo di riscaldamento e/o raffrescamento, il valore FFC di riferimento è ancora 80 gCO<sub>2</sub>eq MJ<sup>-1</sup>, mentre, laddove può essere comprovata una sostituzione fisica diretta del carbone, il valore diventa 124 gCO<sub>2</sub>eq MJ<sup>-1</sup>: quando lo scenario di consumo è più impattante, l'indicatore di risparmio è più alto. Con questi criteri in mente, abbiamo svolto alcune stime relative a differenti scenari di impiego del biometano.

La performance del biometano, nel caso in esame e con il FFC previsto nella normativa corrente, ha prodotto *RispCO<sub>2</sub>eq* = 0,64.

Abbiamo ricalcolato *RispCO<sub>2</sub>eq*, a partire dai dati sul trasporto via auto in Italia per l'anno 2015, riferiti a cinque tipologie di veicoli: auto a benzina, a diesel, a GPL, a metano e auto elettriche. Sono stati considerati solo i contributi dei combustibili fossili per ciascuna tipologia di vettura. Il consumo di energia per ogni tipologia di mezzo, espresso in MJ, è stato invece ricavato dal prodotto del numero di auto per il consumo specifico al km, per i chilometri percorsi e per il potere calorifico di ogni carburante.

Il valore finale ottenuto (87,6 gCO<sub>2</sub>eq MJ<sup>-1</sup>) non differisce molto da quello del documento di riferimento. Se questo biocombustibile alimentasse in

quantità ponderata il mix di automobili circolanti nel 2015, si otterrebbe un risparmio in termini di emissioni, che vale:

$$\text{RispCO}_2\text{eq}_{\text{mix}} = (87,6 \text{ g MJ}^{-1} - 34 \text{ g MJ}^{-1}) / 87,6 \text{ g MJ}^{-1} = 0,61 \quad (5)$$

Questo scenario comporterebbe, però, la conversione benzina/metano, o la sostituzione da auto a gasolio ad auto a metano, di un certo numero di vetture: attività necessaria, che dovrebbe essere contemplata nel calcolo di CO<sub>2</sub>eq<sub>bio</sub>.

Più credibilmente e in linea con gli obiettivi di Governo, le quantità di biometano tenderebbero a sostituire il gas naturale fossile nella rete di distribuzione del metano già esistente, realizzando ricariche su vetture già alimentate a metano. In questo scenario, l'indicatore andrebbe ricalcolato, ad esempio per confronto con l'emissione specifica delle auto alimentate a metano utilizzato come FFC, che vale:

$$\text{CO}_2\text{eq}_{\text{metano}} = \text{CO}_{2\text{gaskmsolcomb}} / (\text{cons}_{\text{gaskm}} \cdot \text{Potcal}_{\text{gas}} \cdot 3,6) = 187 / (0,0767 \cdot 14,13 \cdot 3,6) = 47,9 \text{ g MJ}^{-1} \quad (6)$$

In cui:

- CO<sub>2</sub>gaskmsolcomb (g km<sup>-1</sup>) sono le emissioni in grammi di CO<sub>2</sub>eq per km per il gas naturale;
- cons<sub>gaskm</sub> (kg km<sup>-1</sup>) è il consumo specifico di metano a km;
- Potcal<sub>gas</sub> (kWh kg<sup>-1</sup>) è il potere calorifico inferiore del metano.

$$\text{RispCO}_2\text{eq}_{\text{metano}} = (47,9 \text{ g MJ}^{-1} - 34 \text{ g MJ}^{-1}) / 47,9 \text{ g MJ}^{-1} = 0,29 \quad (7)$$

## 5. CONCLUSIONI

Il metodo LCA permette di valutare le emissioni, gli impatti e i danni generati dalla produzione dei biocarburanti. Nel caso in esame (produzione di biometano da FORSU) sono state calcolate le emissioni di GHG specifiche per unità di energia del biocarburante (MJ), attenendosi alla normativa vigente che regola gli incentivi economici e utilizzando il metodo IPCC GWP100a: il fattore CO<sub>2</sub>eq<sub>bio</sub> ottenuto è pari a 34 g MJ<sup>-1</sup>.

Alla luce dei risultati raggiunti e dell'esperienza maturata nell'applicazione dell'analisi LCA, suggeriamo alcune modifiche alle direttive di calcolo. Innanzitutto, bisognerebbe includere nella valutazione anche processi attualmente trascurati (i consumi idrici, la costruzione degli impianti, il trasporto della biomassa al luogo di trattamento, i locali di stoccaggio e trattamento della biomas-



sa, l'occupazione di suolo, il fine vita del digestato e l'anidride carbonica emessa in atmosfera durante l'*upgrading*). Inoltre, per quanto riguarda l'indicatore *RispCO<sub>2</sub>eq*, che descrive la riduzione delle emissioni di GHG nel caso in cui il biocombustibile sostituisca una fonte fossile, evidenziamo come esso subisca una sensibile variazione (si dimezza) qualora si effettui una diversa valutazione del fattore FFC, generata da uno specifico scenario di utilizzo del biocarburante, ovvero l'impiego dello stesso per alimentare veicoli a metano fossile. Di tale sensibilità dovrebbe tenere conto la normativa di riferimento, ipotizzando diversi valori di FFC relativi a differenti scenari di utilizzo, piuttosto che ricorrere ad un unico valore di FFC per tutto il settore dei trasporti.

## 6. RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- ARPAE (2018) La gestione dei rifiuti in Emilia-Romagna. Reperibile in:  
[https://www.arpae.it/cms3/documenti/\\_cerca\\_doc/rifiuti/ReportRifiuti2018.pdf](https://www.arpae.it/cms3/documenti/_cerca_doc/rifiuti/ReportRifiuti2018.pdf)
- Direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23/04/2009 (RED I) sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.
- Direttiva UE 2015/1513 del 09/09/2015 (ILUC) sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili che modifica la direttiva 98/70/CE, relativa alla qualità della benzina e del combustibile diesel, e la direttiva 2009/28/CE, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.
- Direttiva UE 2018/2001 del Parlamento Europeo e del Consiglio (RED II) sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (rifusione).
- Direttiva UE 2008/98/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19/11/2008 relativa ai rifiuti.
- D.Lgs n. 152 del 03/04/2006, Norme in materia ambientale.
- D.Lgs n. 205 del 03/12/2010, attuazione della direttiva 2009/98/CE relativa ai rifiuti.
- D.Lgs n. 28 del 03/03/2011, attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.
- D.Lgs n. 51 del 21/03/2017, Attuazione della direttiva (UE) 2015/652 che stabilisce i metodi di calcolo e gli obblighi di comunicazione ai sensi della direttiva 98/70/CE relativa alla qualità della benzina e del combustibile diesel e della direttiva (UE) 2015/1513 che modifica la direttiva 98/70/CE, relativa alla qualità della benzina e del combustibile diesel, e la direttiva 2009/28/CE, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.
- DM 23/01/2012: Sistema nazionale di certificazione per biocarburanti e bioliquidi.
- DM 10/10/2014, Aggiornamento delle condizioni, dei criteri e delle modalità di attuazione dell'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti compresi quelli avanzati.
- DM 25/02/2016, Criteri e norme tecniche generali per la disciplina regionale dell'utilizzazione agronomica degli effluenti di allevamento e delle acque reflue, nonché per la produzione e l'utilizzazione agronomica del digestato.
- DM 02/03/2018, Promozione dell'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti.
- DM 14/11/2019: Istituzione del Sistema nazionale di certificazione della sostenibilità dei biocarburanti e dei bioliquidi.
- EBA European Biogas Association (2019) Statistical Report., <https://www.europeanbiogas.eu/eba-statistical-report-2019/>
- Giuntoli J, Agostini A, Edwards R, Marelli L, (2017) Solid and gaseous bioenergy pathways: input values and GHG emissions. Calculated according to the methodology set in COM(2016) 767, EUR 27215 EN, doi:10.2790/27486.
- Labartino N., Piccinini S. (2017) Biomethane from landfill & wastewater biogas, presentazione a Ecomondo, Rimini 07/11/2017.  
<https://drive.google.com/file/d/1z7RovV4BGqvS6BcGcga-KluuTboMHnOUP/view>
- Legge n. 204 del 04/11/2016, ratifica accordo di Parigi sul clima.
- L.R. n. 16 del 05/10/2015, Disposizioni a sostegno dell'economia circolare, della riduzione della produzione di rifiuti urbani, del riuso dei beni a fine vita, della raccolta differenziata. Testo coordinato con le modifiche apportate da: L.R. 18 luglio 2017, n. 16.
- PNIEC (2019) Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti), Dicembre, 2019 [www.mise.gov.it/images/stories/documenti/PNIEC\\_finale\\_17012020.pdf](http://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/PNIEC_finale_17012020.pdf)
- RER (2017) Regione Emilia Romagna, Regolamento regionale n. 3 del 15/12/2017, in materia di utilizzazione agronomica degli effluenti di allevamento, del digestato e delle acque reflue.
- UNI EN ISO 14040 (2006) "Gestione ambientale, Valutazione del ciclo di vita, Principi e quadro di riferimento".
- UNI/TS 11567 (2014) Linee guida per la qualificazione degli operatori economici (organizzazioni) della filiera di produzione del biometano ai fini della tracciabilità e del bilancio di massa.
- UNI EN ISO 14044 (2018), "Valutazione del ciclo di vita, Requisiti e Linee Guida".





# INGEGNERIA DELL'AMBIENTE

per il 2020 è sostenuta da:



better together



INGEGNERIA  
DELL'AMBIENTE



N. 1/2020

