

# ENERGIA

Studi di Life Cycle Assessment di filiera e sviluppo di dataset per la Banca Dati Italiana LCA del progetto Arcadia





# ENERGIA

## Studi di Life Cycle Assessment di filiera e sviluppo di dataset per la Banca Dati Italiana LCA del progetto Arcadia

autori:

Amalia Zucaro, Giuliana Ansanelli, Gabriella Fiorentino, Antonietta Cerbone, Antonio Picarelli, Tiziana Beltrani, Silvia Scaffoni, Simona Scalbi, Marco Giammartini, Alessandro Giocoli, Vincenzo Motola, Pier Luigi Porta, Caterina Rinaldi

*ENEA, Dipartimento Sostenibilità, circolarità e adattamento al cambiamento climatico  
dei Sistemi Produttivi e Territoriali*



## Sommario

La filiera italiana delle bioenergie: stato dell'arte	Pag. 5
La filiera italiana del biogas per la produzione di energia elettrica	Pag. 29
La filiera italiana delle biomasse solide per la produzione di energia elettrica	Pag. 44
La filiera italiana dei bioliquidi per la produzione di energia elettrica	Pag. 58
La filiera italiana di produzione del mix elettrico	Pag. 70

## Introduzione

Questa monografia è stata realizzata nell'ambito del progetto Arcadia “Approccio ciclo di vita nei contratti pubblici e banca dati italiana LCA per l’uso efficiente delle risorse”, finanziato dal PON Governance e Capacità Istituzionale 2014-2020. Il progetto si prefigge di costruire una Banca Dati Italiana (BDI) di dati utili a realizzare studi di Life Cycle Assessment (LCA) per le filiere più significative a livello

nazionale. L’LCA è un metodo, standardizzato secondo le norme ISO 14040-44, per calcolare il potenziale impatto ambientale di un prodotto, tenendone in considerazione tutto il ciclo di vita. Fra le filiere selezionate, si annovera quella del settore energia, anche alla luce

dell’elevato impatto ambientale, solitamente registrato, negli studi LCA, per i consumi energetici.

Per tale filiera, degli studi approfonditi sono già stati pubblicati sul sito del progetto Arcadia (<https://www.arcadia.enea.it/settori-di-intervento/energia.html>).

Lo scopo della presente monografia è di illustrare sinteticamente i principali risultati degli studi effettuati, fornendo informazioni sul gruppo di lavoro, i dati utilizzati per la costruzione dei dataset e i risultati di impatto ambientale.

In dettaglio, il lavoro parte da una panoramica generale sulle bioenergie, in Italia. Quindi, si passa ad un’analisi dettagliata delle filiere italiane di produzione di energia elettrica da biogas, biomasse solide e bioliquidi. Infine, si analizza la filiera di produzione del mix elettrico italiano, nel suo insieme. La scelta di fare un approfondimento sulle tre filiere di produzione di energia da biomasse (bioenergie) è stata dettata dal fatto che una quota significativa (40%) della produzione del mix elettrico proviene da fonti rinnovabili, di cui il 30% è costituito dalle bioenergie, che presentano specificità nazionali e caratteristiche tipiche del contesto italiano.

Di ciascuna filiera contemplata nello studio del mix elettrico sono state illustrate le principali caratteristiche, in termini di impianti e di produzione elettrica, oltre agli impatti socio-economici. Inoltre, sono stati forniti dettagli sulla costruzione dei dataset. In particolare, per ciascuna filiera analizzata sono stati specificati gli obiettivi e il campo di applicazione, indicando l’unità funzionale scelta, i confini del sistema, nonché il software e il metodo utilizzati per la valutazione degli impatti. Quindi, sono state descritte le fonti di tutti i dati utilizzati (inventario) e la modellizzazione dei processi. Infine, per ciascuna filiera, sono stati illustrati gli impatti caratterizzati e normalizzati. Sulla base dei risultati della caratterizzazione, sono state identificate le fasi, i processi ed i flussi elementari più rilevanti, mentre, attraverso l’analisi degli impatti normalizzati, sono state individuate le categorie maggiormente impattate. Inoltre, sono stati descritti

i risultati delle analisi di sensibilità effettuate per alcune delle filiere considerate nel processo complessivo di produzione del mix elettrico italiano.

Questa monografia si propone come un breve documento informativo per coloro che intendono eseguire studi di LCA riferiti al contesto italiano, utilizzando i dataset relativi al mix elettrico, sviluppati nell'ambito del progetto Arcadia e presenti nella Banca Dati Italiana LCA (<https://bancadatiitalianalca.enea.it/Node/>). Il gruppo di lavoro che ha svolto ciascuno studio LCA di filiera è riportato all'interno del capitolo corrispondente della monografia, ed è costituito oltre che dai ricercatori ENEA, da esperti ed imprese del settore. Si ringrazia per la revisione critica degli studi: ENEA (Giuliana Ansanelli, Simona Scalbi, Flavio Scrucca) ed Ecoinnovazione S.r.l..



## **La filiera italiana delle bioenergie: stato dell'arte**

Autori:

Amalia Zucaro, Gabriella Fiorentino, Silvia Scaffoni, Tiziana Beltrani, Simona Scalbi,  
Giuliana Ansanelli

ENEA, Dipartimento Sostenibilità, circolarità e adattamento al cambiamento climatico dei  
Sistemi Produttivi e Territoriali



## Sommario

Introduzione.....	7
Bioenergie in Italia .....	8
Diffusione e disponibilità delle biomasse sul territorio italiano.....	10
1. Biomasse dedicate .....	10
2. Biomasse di scarto .....	12
Principali processi di conversione della biomassa.....	14
1. Conversioni meccaniche e fisiche .....	15
2. Conversioni chimiche.....	15
3. Conversioni termochimiche.....	15
4. Conversioni biologiche.....	16
Definizione delle filiere delle bioenergie.....	17
Raccolta dati per la costruzione della banca dati italiana LCA.....	18
1. Panoramica sulla filiera energetica del biogas .....	18
2. Panoramica sulla filiera energetica delle biomasse solide .....	20
3. Panoramica sulla filiera energetica dei bioliquidi.....	22
4. Preparazione degli inventari per le filiere energetiche delle biomasse .....	25
Conclusioni.....	25
Bibliografia .....	26

## Introduzione

La società in cui viviamo è caratterizzata da una forte dipendenza dalle materie prime di origine fossile per la produzione di energia. Tale dipendenza comporta diversi problemi ambientali che vanno dall'inquinamento al consumo di risorse non rinnovabili. Pertanto, negli ultimi anni, è diventata via via più urgente la necessità di implementare soluzioni energetiche alternative più sostenibili, che prevedano il ricorso a fonti di energia rinnovabili e a basso impatto ambientale. Tra le possibili soluzioni attualmente disponibili, si annovera lo sfruttamento delle biomasse per la produzione di energia (bioenergie) e di carburanti (biocarburanti).

La biomassa è definita come la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura (sia sostanze vegetali che animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, gli sfalci e le potature provenienti dal verde pubblico e privato, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali ed urbani (Decreto Legislativo n. 28 del 3 marzo 2011). L'utilizzo di biomasse a fini energetici riguarda tutti quei materiali organici che possono essere impiegati direttamente come combustibili ovvero trasformati in combustibili solidi, liquidi o gassosi. In particolare, il Biogas viene definito "gas costituito prevalentemente da metano e da anidride carbonica, prodotto mediante digestione anaerobica della biomassa" (Regolamento UE 147/2013). Mentre i bioliquidi sono definiti "combustibili liquidi per scopi energetici diversi dal trasporto, compresi l'elettricità, il riscaldamento e il raffreddamento, prodotti dalla biomassa" (Decreto Legislativo 28/2011).

Nella transizione verso un sistema energetico decarbonizzato, la produzione di bioenergia è aumentata notevolmente e si prevede che continuerà a crescere (<https://www.iea.org/>). Già da tempo, le politiche energetiche dell'Unione europea (UE) (Directive 2009/28/EC) hanno promosso la sostituzione del 20% di combustibili fossili con biocarburanti e la produzione del 10% di elettricità dell'UE da biomassa.

Tale obiettivo è stato inoltre declinato in obiettivi nazionali vincolanti per gli Stati membri. Ciascuno Stato deve raggiungere il proprio obiettivo di produzione di energia da fonti rinnovabili sul totale dei consumi, comprensivo di produzione di energia elettrica, termica ed impiego delle rinnovabili nel settore dei trasporti. In quest'ultimo settore, inoltre, a prescindere dal citato obiettivo cumulativo, differenziato per paese, tutti gli Stati membri devono conseguire un target comune del 10% di energia da fonti rinnovabili. Questo consente una riduzione del consumo di 50 miliardi di litri di combustibili fossili, nel settore dei trasporti. Le fonti rinnovabili di energia che possono contribuire al raggiungimento di questi obiettivi comprendono, tra le altre, la biomassa solida, il biogas e i bioliquidi; questi ultimi, però, possono essere conteggiati solo se rispettano i requisiti in materia di sostenibilità.

Ad introdurre il principio della sostenibilità dei bioliquidi è la direttiva 2009/28/CE sulle fonti rinnovabili. I medesimi principi di sostenibilità sono inoltre ripresi, in termini equivalenti, dalla direttiva 2009/30/CE, in materia di combustibili. Secondo quanto stabilito dalle menzionate direttive, indipendentemente dal fatto che la materia prima utilizzata per produrre bioliquidi sia stata coltivata all'esterno o all'interno del territorio dell'Europa, o che provenga dall'uno o dall'altro Stato Membro, l'energia prodotta da tali bioliquidi può essere presa in considerazione

per il raggiungimento degli obiettivi al 2020 (17% FER sul totale dei consumi nazionali italiani e 10% nel settore dei trasporti) solo se rispetta i seguenti requisiti:

- Garantisce una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra lungo tutto il ciclo di vita del bioliquido (dalla coltivazione del seme alla produzione di energia).
- Non è ottenuta da materie prime provenienti da terreni che presentano un elevato valore in termini di biodiversità o un elevato stock di carbonio.

Secondo l'Agenzia Internazionale per le Energie Rinnovabili (IRENA), per raggiungere l'obiettivo Energia sostenibile per tutti (SE4All), l'energia da biomasse, nel 2030, dovrà arrivare a 108 EJ/anno, ossia dovrà raddoppiare rispetto al quantitativo (58,5 EJ/anno) generato nel 2014 (REN21, 2015; Nakada, 2014). Inoltre, il Global Energy Assessment prevede un ampio uso di materiale lignocellulosico e residui agricoli che porterà ad una crescita significativa della bioenergia, fino a 140 EJ, entro il 2050. Infine, il Gruppo Intergovernativo di esperti sui Cambiamenti Climatici (IPCC) ha delineato un aumento equivalente della quota di bioenergia, in linea con gli obiettivi climatici e le strategie politiche adottate per il loro raggiungimento (Bruckner et al., 2014).

Pertanto, le bioenergie assumeranno un ruolo sempre più rilevante nella produzione energetica, favorito anche dal contesto di incentivazione all'uso delle biomasse lignocellulosiche e di scarto.

### **Bioenergie in Italia**

In Italia, le biomasse rappresentano una risorsa strategica, in quanto possono essere sfruttate a fini energetici nei settori Elettrico, Termico e dei Trasporti. Negli anni scorsi, sono stati registrati contributi crescenti delle bioenergie in tutti e tre i settori, grazie alla disponibilità di una pluralità di materie prime e di tecnologie mature e affidabili. Infatti, secondo l'ultimo rapporto statistico sulle FER del GSE (GSE, 2019), tra il 2004 e il 2018, l'elettricità generata con le biomasse è cresciuta in media dell'11% l'anno, passando da 4499 GWh a 19153 GWh, quantità che corrisponde al 16,7% della produzione elettrica totale da fonti rinnovabili e al 5,8% della produzione complessiva italiana di energia elettrica. In dettaglio, nel 2018, il 43,3% (8299,6 GWh) delle bioenergie del settore elettrico italiano proviene dal biogas, il 34,3% (6562,3 GWh) dalle biomasse solide ed il 22,4% (4290,7 GWh) dai bioliquidi.

La fotografia della situazione italiana, al 2018, mostra che la produzione dell'energia elettrica da biomasse avviene principalmente nel settentrione e, in particolare in Lombardia (23,3%), Emilia-Romagna (14,6%), Veneto (10,8%), Piemonte (9,0%) e Friuli-Venezia Giulia (4,5%). Contributi significativi vengono anche da Puglia (7,8%), Calabria (6,7%) e Campania (6,2%), mentre le altre regioni hanno una produzione molto più limitata.

Per quanto riguarda il parco impianti, a fine 2018, risultano installati, in Italia, 2924 impianti di produzione elettrica alimentati da biomasse, con una potenza efficiente lorda di quasi 4200 MW. La maggior parte (73%) di tali impianti è a biogas, mentre i rimanenti si suddividono equamente fra la tipologia funzionante con biomasse solide e quella basata sui bioliquidi. La regione con più impianti è la Lombardia (730 impianti), con una potenza complessiva di 931,4 MW, seguita da Veneto (393 impianti, 369 MW), Emilia-Romagna (334 impianti, 651,3 MW) e Piemonte (316

impianti, 358,1 MW), mentre le regioni del Centro-Sud contano un numero di impianti molto inferiore, che va dai 153 della Toscana (164,6 MW) ai 10 del Molise (45,4 MW).

In termini di potenza installata in Italia nel 2018, la maggior parte degli impianti a biogas e a bioliquidi ricade nella fascia compresa fra 200 kW e 1 MW, mentre la taglia degli impianti a biomasse solide è distribuita su un intervallo più ampio, che va da 50 kW a 1 MW, con una leggera preponderanza degli impianti di taglia più piccola (50-200 kW). Inoltre, risulta non trascurabile la percentuale di impianti (i) a biomasse solide (>10%) e a biogas (ca. 5%) con una potenza compresa fra 1 e 10 MW e (ii) a biomasse solide (>10%) di taglia maggiore di 10 MW. Ciò spiega come mai, nonostante gli impianti più numerosi siano quelli a biogas, essi rappresentino solo il 34,6% della potenza complessiva installata, mentre la quota maggiore (41,3%) è associata agli impianti a biomasse solide.

In termini di capacità produttiva, il 42,8% dell'energia elettrica da biomasse è prodotto in impianti di potenza superiore a 10 MW, il 42,5% in quelli di potenza inferiore a 1 MW e il restante 14,7% in impianti appartenenti alla fascia intermedia, tra 1 e 10 MW.

Il rapporto GSE, riferito all'anno 2018, riporta che per ottenere energia elettrica, la risorsa più sfruttata, nel Centro-Nord, è il biogas mentre, al Sud e nelle Isole, la fonte principale è rappresentata dai bioliquidi o dalle biomasse solide. In particolare, la Lombardia si caratterizza per la maggiore produzione (34,4%, 2850,7 GWh) di energia elettrica da biogas, a livello nazionale, seguita da Veneto (14,9%), Emilia-Romagna (14,6%) e Piemonte (12,2%), mentre nelle altre regioni la produzione da biogas è molto inferiore. La Lombardia è anche la regione che genera i maggiori quantitativi di energia elettrica (922,6 GWh) dalla Frazione Biodegradabile dei Rifiuti urbani (FORSU); seguono, a notevole distanza, Emilia-Romagna (359,8 GWh) e Campania (334,1 GWh), mentre la Calabria primeggia, a livello nazionale, per la produzione di energia elettrica da biomasse solide diverse da FORSU (1171,7 GWh). Infine, per quanto riguarda l'elettricità da bioliquidi, i quantitativi maggiori si generano in Puglia (952,1 GWh), Campania (743,3 GWh) ed Emilia-Romagna (652 GWh).

Il contributo delle bioenergie nel settore termico è maggiore che in quello elettrico. Infatti, nel 2018, (GSE, 2019) il calore ottenuto attraverso lo sfruttamento delle biomasse (322885 TJ) rappresenta il 72% del calore generato da FER ed il 14% del calore totale consumato in Italia. Il contributo predominante (91%) viene dalla combustione delle biomasse solide che sono costituite essenzialmente da legna da ardere, pellet e carbone vegetale. Un ruolo decisamente secondario è, invece, giocato dalla frazione biodegradabile dei rifiuti (FORSU), dal biogas e dai bioliquidi che, nel 2018, hanno generato quantitativi di calore pari, rispettivamente, al 5,3%, 3,5% e 0,7% dell'energia termica totale prodotta da biomasse.

Inoltre, il rapporto del GSE (2019) riporta che, nel 2018, l'88% del calore da biomasse è consumato in modo diretto da famiglie e imprese (es. in caldaie individuali, stufe ecc.) e solo il 12% è costituito da calore derivato (*derived heat*), ossia destinato al consumo da parte di terzi (es. attraverso reti di teleriscaldamento). Quest'ultimo è prodotto per l'88% da impianti di cogenerazione (impianti CHP – Combined Heat and Power) e, per il resto, da impianti di sola produzione termica. Il calore derivato è ottenuto da biomasse solide, per il 56,5%, da biogas, per il 23%, e da FORSU, per il 15%, mentre il contributo dai bioliquidi è pari a 5,5%. In particolare,

per gli impianti alimentati da bioliquidi, il calore derivato prodotto in cogenerazione, rilevato da Terna, ammonta a 2.134 TJ, considerando la totalità dei bioliquidi, e a 2.046 TJ, considerando solo i bioliquidi sostenibili.

D'altra parte, alla produzione del calore diretto contribuiscono soprattutto (95,2%) le biomasse solide e, in misura molto minore, la FORSU (4%) e il biogas (0,8%). Per quanto riguarda invece l'impiego dei bioliquidi per la produzione di energia termica, il rapporto del GSE mostra come, dalla ricognizione sugli impianti appartenenti al settore industriale, terziario, agricolo o residenziale che utilizzano bioliquidi in modo diretto per la sola produzione termica, non siano emersi risultati significativi; pertanto, il consumo diretto di bioliquidi nel 2018 è assunto pari a zero.

Nel 2018, la classifica italiana per consumi diretti di biomassa solida, nel settore residenziale, è guidata dalla regione Piemonte, con una percentuale pari a 10,2%; seguono Veneto (9,9%), Lombardia (9,2%) e Campania (8,7%), mentre i consumi minori si registrano in Valle d'Aosta (0,6%) e in Molise (1,3%). Appare chiaro, comunque, che il riscaldamento domestico mediante biomasse solide è un fenomeno che riguarda tutte le regioni.

Relativamente al riscaldamento nel settore non residenziale, mediante biomasse solide (legna, pellet e carbone vegetale), si osserva una situazione un po' diversa, con i consumi maggiori nelle regioni in cui sono presenti impianti industriali di dimensioni medio-grandi. In particolare, nel 2018, il primato spetta al Trentino-Alto Adige che, da solo, concentra quasi il 29% della produzione complessiva italiana di energia termica da biomasse solide; seguono Lombardia (16,2 %), Veneto (10,6 %) e Piemonte (10,3 %), mentre, complessivamente, sia al Centro sia al Sud, i consumi di calore si attestano intorno al 15%.

Inoltre, in base al rapporto del GSE (2019), il consumo diretto di energia termica prodotta da FORSU è localizzato essenzialmente (>80%) in tre regioni del Nord (Lombardia, Friuli-Venezia Giulia e Veneto) e riguarda unicamente il settore industriale.

Infine, il documento prodotto dal GSE (2019) indica che, nel 2018, i consumi diretti di biogas si concentrano (quasi il 70%) nell'Italia settentrionale e, in particolare, in Lombardia che, da sola, consuma il 42% dell'energia termica totale da biogas. Consumi ben più contenuti (18%) si registrano nel Centro Italia, con il Lazio (8,5%) in testa, e ancora più bassi al Sud e nelle isole (0,4%-3,9%). Il calore da biogas viene sfruttato in modo diretto nei settori dell'industria (45%), del commercio e dei servizi (55%), mentre non ne è stato rilevato l'utilizzo nel settore residenziale.

## **Diffusione e disponibilità delle biomasse sul territorio italiano**

### **1. Biomasse dedicate**

L'Agenzia internazionale per le energie rinnovabili (IRENA) indica la conversione delle biomasse come una delle strategie da adottare al fine di raggiungere l'obiettivo energetico previsto per 2030 (IRENA, 2015). L'uso della biomassa come FER si è evoluto negli ultimi anni. In una prima fase, le materie prime generalmente utilizzate per la produzione di energia e biocarburanti (etanolo, in particolare) erano principalmente colture zuccherine ed amilacee, come mais,

grano, barbabietola da zucchero, manioca, sorgo dolce, canna da zucchero etc., mentre il biodiesel veniva tradizionalmente prodotto da oli vegetali (soia, olio di palma, girasole, colza, cocco e arachidi) (de Vries et al., 2010). Queste cosiddette colture di prima generazione sono cresciute in tutto il mondo principalmente grazie alle politiche di incentivazione a sostegno delle produzioni di biocarburanti per il trasporto (Lamers et al., 2011; Giampietro et al., 1997). Ciononostante, le colture dedicate di prima generazione sono state fortemente criticate per la concorrenza con la produzione alimentare (ricadute sociali) e per la dimostrazione di un loro basso ritorno energetico (rapporto tra costi energetici in input e benefici energetici in output). Ulteriori valutazioni integrate sull'efficienza energetica e sul metabolismo sociale hanno messo in luce i limiti delle bioenergie di prima generazione come possibile vettore energetico sostenibile per le società industriali (COM 15 final, 2014). Di conseguenza, sembra che la proliferazione delle politiche di sovvenzione abbia persino peggiorato il quadro globale, incentivando le mono-colture e promuovendo così un grave rischio agro-ecologico, tanto da spingere le Nazioni Unite a bollare l'utilizzo a fini energetici di colture alimentari come "crimine contro l'umanità" (Nazioni Unite, 2007).

L'impiego di coltivazioni dedicate di seconda (non alimentari) e terza generazione (alghe) è stato pertanto individuato come mezzo per superare sia i conflitti di natura sociale che economico-ambientale (Kan et al., 2016) (Figura 1).

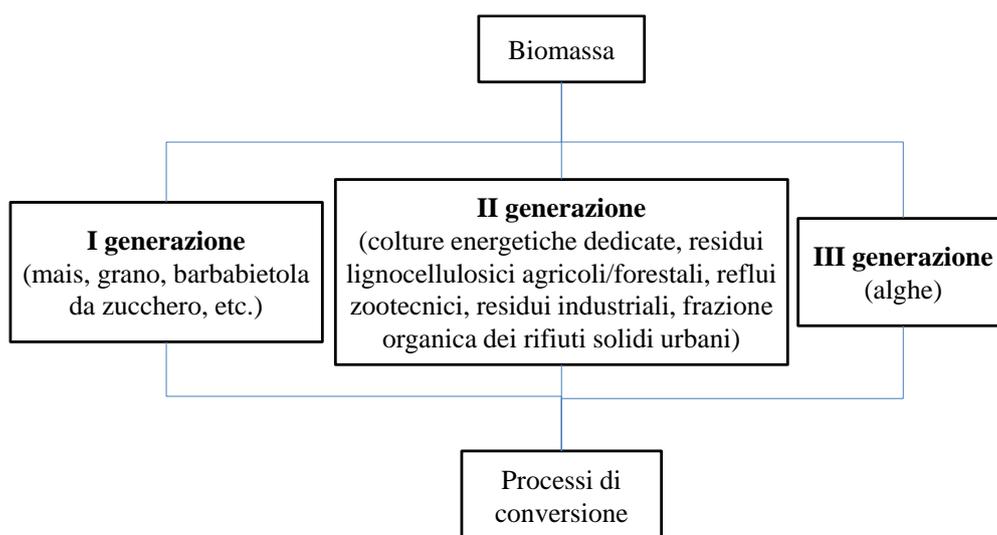


Figura 1. Tipologie di biomassa utilizzate nella filiera energetica

Nel quadro della UE e delle politiche nazionali e internazionali, l'impiego di biomasse di seconda e terza generazione è stato fortemente incoraggiato, al fine di ridurre il cambiamento nell'uso del suolo, garantire la sicurezza alimentare e compensare le emissioni di gas ad effetto serra (Direttiva 2009/28/UE; Yousuf, 2012).

Le materie prime di seconda generazione sono costituite da specie non commestibili, come i semi oleosi (tra gli altri, jatropha, semi di lino, semi di cotone), per la produzione di bioliquidi, e piante a rapida crescita (es. miscanto, canna comune, bosco ceduo di salice ecc.) che fungono da fonte di biomassa lignocellulosica. La biomassa lignocellulosica è stata identificata come

materia prima promettente, non solo per le bioenergie, ma in un quadro più ampio di bioraffineria integrata e sistemica (Cherubini e Jungmeier 2010; Fiorentino et al., 2017; Zucaro et al., 2020). Le coltivazioni dedicate lignocellulosiche sono caratterizzate da bassi input di coltivazione e sono realizzabili anche su terre marginali (aree non proficuamente coltivabili ai fini alimentari). Le colture dedicate lignocellulosiche si differenziano in (i) colture annuali, come il sorgo, la colza e le brassicacee (es. *Brassica carinata*); (ii) colture poliennali, quali la canna comune (*Arundo donax*), il cardo e il miscanto, e (iii) Short Rotation Forestry (SRF), come la robinia, il pioppo e l'eucalipto. Tutte le colture lignocellulosiche dedicate sono considerate di grande interesse, specialmente per il bacino del Mediterraneo, grazie alla loro alta produttività in condizioni di siccità (Fazio & Monti 2011; Fiorentino et al., 2014; Zucaro et al., 2015).

Nel complesso, le biomasse dedicate rappresentano un'importante fonte di approvvigionamento energetico, in quanto consentono di utilizzare in maniera vantaggiosa aree agricole abbandonate, di realizzare una diversificazione colturale di settori in crisi (barbabietola da zucchero, tabacco, etc.) e di creare nuove opportunità di mercato. Lo sviluppo di filiere agro-energetiche deve avvenire tenendo conto non solo delle innovazioni tecnologiche, ma anche delle realtà territoriali, delle dimensioni dei bacini di produzione agricola e del fatto che le scelte colturali, oltre che da specifiche vocazioni, sono influenzate dai nuovi indirizzi di agricoltura ecosostenibile. L'adozione di determinate filiere e tecnologie di processo dovrebbe essere effettuata sulla base della loro reale fattibilità e capacità di rispondere concretamente ai requisiti di resa, costi e facilità di impiego.

## **2. Biomasse di scarto**

L'utilizzo di residui o biomasse di scarto, ad oggi, è considerato dall'Unione Europea come una priorità al fine di: (i) ridurre la percentuale di rifiuti da smaltire in discarica al di sotto del 25%, entro il 2025, (ii) rispettare precisi target di gestione per i rifiuti riciclabili e biodegradabili (tal quali), e (iii) azzerare lo smaltimento in discarica, entro il 2030. Tali obiettivi rappresentano una sfida per gli Stati Membri, ma anche una grande opportunità per la green economy, vista la tendenza al riuso e al riciclo di prodotti quali: scarti urbani, agricoli e agroindustriali, forestali e zootecnici che sono, al contempo, anche risorse e base di partenza di processi di economia circolare.

Fra le biomasse di scarto si annoverano i residui agricoli e zootecnici, gli scarti e i residui di industrie agroalimentari e di altro tipo (es. cartiera, lavorazione del legno ecc.), i rifiuti forestali (manutenzione del bosco, scarti di segherie ecc.) e la frazione organica dei rifiuti urbani.

Di particolare interesse, a livello locale, sono le biomasse residuali di origine agricola, che comprendono le paglie di cereali quali frumento, avena, orzo, segale e riso, il trinciato di mais (foglie e gambi dopo il raccolto), le pannocchie di mais, i sarmenti di vite e le potature di ulivo e di alberi da frutto. Rivestono un ruolo importante, ai fini di un impiego energetico, anche gli scarti agroindustriali quali i gusci di frutta, le vinacce, le sanse, la bagassa (polpa secca polverosa che rimane dopo l'estrazione del succo dalla canna da zucchero), la melassa (sciropo denso e scuro proveniente dalla lavorazione della canna da zucchero o barbabietola da zucchero) e, in particolare, i reflui dell'industria olearia che potrebbero costituire una materia prima per la

produzione di energia da biogas, poiché contengono una notevole quantità di zuccheri fermentescibili.

Anche le deiezioni zootecniche hanno notevoli potenzialità, in Italia, che possono essere sfruttate tenendo conto che la loro composizione varia a seconda del tipo di apparato digerente e della dieta a cui sono soggetti gli animali. Di conseguenza, il digestato (ossia il residuo ottenuto dalla digestione anaerobica delle deiezioni) necessita sempre di una caratterizzazione per stabilirne gli impieghi più idonei. Per esempio, previa opportuna correzione dei parametri chimico-fisici (in particolare il rapporto carbonio/azoto), il digestato può essere impiegato come substrato per la crescita di microalghe. La gestione sostenibile ed innovativa delle deiezioni zootecniche è una strategia alternativa per superare la criticità ambientale legata al loro elevato contenuto di azoto che ne limita l'uso come fertilizzanti. Infatti, la normativa, al fine di ridurre i rischi di lisciviazione dei nitrati nelle acque sotterranee, ha fissato dei limiti, per l'azoto nei fertilizzanti, che sono più bassi delle concentrazioni normalmente rilevate negli escrementi animali. Di conseguenza, la maggior parte delle deiezioni non trova un impiego come concime e le aziende zootecniche sono costrette a caricarsi i costi del loro smaltimento.

Recentemente, anche gli oli usati o non commestibili (olio da cucina, olio per friggere e olio di sansa) nonché i grassi animali (strutto di maiale, grassi e sottoprodotti dell'olio di pesce) hanno guadagnato un'attenzione significativa per la produzione di biodiesel di seconda generazione (Kumar et al., 2017; Sheldon, 2011; Ripa et al., 2014).

L'aspetto positivo della natura non commestibile della biomassa di scarto è rappresentato dal superamento delle preoccupazioni relative ai prezzi e alla scarsa disponibilità di cibo, in alcuni Paesi in via di sviluppo. Un altro vantaggio è costituito dall'abbondante disponibilità, a prezzi bassi, delle biomasse di scarto agricolo e dai rifiuti urbani e industriali (Bentsen et al., 2017). Bisogna, però, tenere conto che alcune biomasse, essendo prodotte solo in determinate stagioni (vinacce, paglie, sansa, ecc.), sono caratterizzate da una variazione stagionale del prezzo, che può renderle non sempre economicamente convenienti.

In conclusione, le biomasse residuali rappresentano una fonte di energia rinnovabile abbondante, economica e prontamente disponibile. Inoltre, la loro conversione in bioenergie contribuisce a risolverne il problema dello smaltimento, in linea con i principi dell'economia circolare.

Sebbene le catene di valore a base biologica rivestano un grande potenziale dato dall'utilizzo della biomassa di scarto come materia prima seconda, numerosi ostacoli pratici si riscontrano ancora oggi. In particolare, lo sfruttamento molto limitato delle biomasse residuali è dovuto a molteplici fattori che vanno da una mancanza di conoscenza delle buone pratiche e di capacità di gestione (dalla raccolta alla conservazione e alla trasformazione in energia) ad una legislazione talvolta non adeguata. Si pensi, ad esempio ai complicati iter autorizzativi per la costruzione di nuovi impianti oppure alla difficoltà di riutilizzo di alcune biomasse di scarto, in quanto non riconosciute come sottoprodotti. Anche l'inadeguatezza delle biomasse all'impianto di trattamento può costituire un ostacolo al loro impiego. Infatti, la combustione delle biomasse, rispetto ai combustibili tradizionali, comporta maggiori emissioni di ceneri e di inquinanti tossici e/o corrosivi. In particolare, il tipo e la quantità di ceneri e inquinanti dipende sia dalla qualità della biomassa sia dalla tecnologia adottata, per cui si rendono spesso necessari costosi sistemi

di abbattimento che, senza incentivi pubblici, non è sempre possibile installare. Il problema dei costi elevati riguarda anche le reti di teleriscaldamento che sono deputate a trasportare e distribuire il calore generato al settore residenziale. A tutto ciò va aggiunta la questione del trasporto delle biomasse dai siti di stoccaggio a quelli di trasformazione, che risulta poco sostenibile, dal punto di vista ambientale ed economico, sulle lunghe distanze.

Ciò evidenzia la necessità di creare filiere locali organizzate, in modo tale da sfruttare al meglio le risorse del territorio, riducendo drasticamente i trasporti e favorendo la collaborazione tra le parti interessate (Giampietro et al., 1997; Giampietro and Ulgiati, 2005, Zucaro et al., 2018; Gomiero, 2018).

### Principali processi di conversione della biomassa

Le modalità di conversione delle biomasse variano a seconda del substrato di partenza e del prodotto energetico o chimico che si vuole ottenere (Figura 2). Ciò che accomuna tutti i percorsi di conversione è la necessità di un pre-trattamento di natura meccanica o fisica, allo scopo di ridurre le dimensioni della biomassa di partenza o di separarne i principali componenti, senza modificarne lo stato o la composizione (Fiorentino et al., 2017).

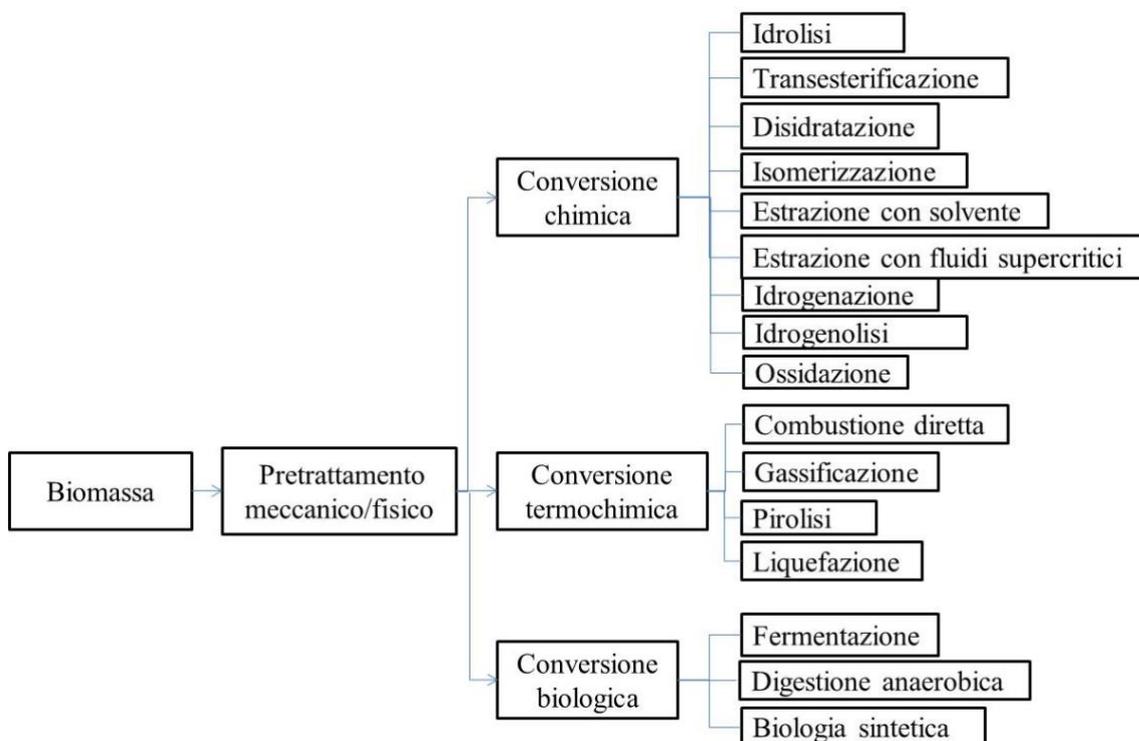


Figura 2. Percorsi di conversione della biomassa

## **1. Conversioni meccaniche e fisiche**

Processi meccanici e fisici, quali fresatura, irradiazione con raggi gamma, fascio di elettroni o microonde, estrusione ed esplosione di vapore, sono spesso usati come pre-trattamento della biomassa. Inoltre, vengono utilizzati comunemente per produrre biodiesel, attraverso un procedimento meccanico detto spremitura, ossia l'estrazione dai semi oleosi per mezzo di una pressa a vite che consente di recuperare e concentrare i trigliceridi da substrati sfusi e disomogenei, quali le piante ed i residui oleaginosi, con umidità inferiore al 35% e un rapporto C/N maggiore di 30. Gli oli combustibili così estratti vengono poi convertiti per via chimica (Russo et al., 2012).

## **2. Conversioni chimiche**

Le conversioni chimiche si riferiscono a processi come l'idrolisi, la transesterificazione, la disidratazione, l'isomerizzazione, l'estrazione con solventi, l'estrazione in fluidi supercritici, l'idrogenazione, l'idrogenolisi e l'ossidazione, che convertono direttamente la biomassa in prodotti chimici, cambiando la struttura chimica del substrato, a temperatura e pressione relativamente miti e in presenza di un catalizzatore. Le conversioni chimiche sono coinvolte sia nel pretrattamento della biomassa che nelle fasi di lavorazione a valle per convertire i prodotti chimici intermedi, derivanti da altri tipi di conversione (meccaniche, fisiche, termochimiche o biologiche), nei prodotti chimici finali. L'idrolisi, per esempio, utilizza acidi, alcali o enzimi per scindere i legami di polisaccaridi e proteine e ottenere i monomeri (ad esempio, il glucosio dalla cellulosa) o altri derivati chimici, come l'acido levulinico dal glucosio (Sun & Cheng, 2002).

Il ruolo dei catalizzatori in questi percorsi di conversione è cruciale e, nell'ambito della ricerca, molti sforzi si stanno concentrando sull'ottimizzazione dell'efficienza dei catalizzatori e sulla progettazione di catalizzatori eterogenei che possano essere applicati in un'ampia gamma di condizioni di reazione e che possano essere facilmente recuperati dalla miscela di reazione e riutilizzati (Wettstein et al., 2012).

## **3. Conversioni termochimiche**

Le conversioni termochimiche sono generalmente applicate a biomasse lignocellulosiche (umidità relativa inferiore al 50% e rapporto C/N superiore a 30) e comprendono la combustione diretta, la gassificazione, la pirolisi o la liquefazione, che coinvolgono principalmente il trattamento della biomassa in condizioni di temperatura e/o pressione più spinte rispetto alle conversioni chimiche (Goyal et al., 2008). La combustione diretta è la combustione della biomassa in un ambiente ricco di ossigeno, effettuata principalmente per la produzione di calore, mentre la gassificazione consiste nel trattamento della biomassa, ad alta temperatura (> 700 °C) e bassi livelli di ossigeno, per produrre il cosiddetto syngas, ossia una miscela di H<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub> e CH<sub>4</sub>, che può essere utilizzato direttamente come biocombustibile o come prodotto chimico intermedio per la preparazione di combustibili o prodotti chimici, attraverso la sintesi di Fischer-Tropsch. La pirolisi, invece, utilizza temperature intermedie (300–600 °C), in assenza di ossigeno, per convertire la biomassa in una miscela di composti aromatici e alifatici (olio pirolitico liquido o bio-olio), carbone solido (o char) e gas leggeri simili al syngas. La biomassa

può essere convertita anche in un prodotto liquido per mezzo del processo di liquefazione termochimica che, a differenza della pirolisi, richiede la presenza di un catalizzatore e opera in condizioni umide.

#### **4. Conversioni biologiche**

Le conversioni biologiche, come la fermentazione e la digestione anaerobica, sono tra le tecnologie più “verdi”, in quanto comportano l'utilizzo di enzimi o organismi viventi per catalizzare la conversione della biomassa. Tali conversioni, spesso indicate con i termini di processi biocatalitici e biotecnologie bianche, si applicano tanto a piante e residui cellulosici, amidacei e zuccherini quanto a piante e residui fermentescibili, reflui animali e alla frazione organica dei rifiuti solidi urbani, caratterizzati da un valore di umidità maggiore del 50% ed un rapporto C/N pari a 25-30 (Schmid et al., 2001).

Negli ultimi decenni, i bioprocessi hanno trovato applicazione nella produzione di prodotti ad alto valore come i prodotti farmaceutici (e i loro intermedi) e, in anni più recenti, anche i carburanti e i prodotti di chimica fine.

Sin dai primi anni '70, è stata ampiamente studiata l'idrolisi della cellulosa in zuccheri monomerici, mediante enzimi cellulolitici, come cellulasi ed emicellulasi, arrivando allo sviluppo di un metodo efficiente per la produzione di etanolo (Sánchez & Cardona, 2008). I processi di fermentazione con lieviti e batteri sono comunemente usati per produrre etanolo, in primo luogo, nonché altri prodotti chimici commerciali, come l'acido lattico, l'acido citrico e l'acetonebutanolo. I substrati più frequentemente utilizzati per la fermentazione sono gli esosi, principalmente il glucosio, mentre i pentosi, il glicerolo ed altri idrocarburi richiedono lo sviluppo di organismi modificati, per la fermentazione e la conversione in etanolo. In effetti, i recenti progressi nelle tecnologie di fermentazione, come l'ingegneria enzimatica e metabolica o la biologia sintetica, offrono nuove opportunità per migliorare i bioprocessi ed ampliare la gamma di prodotti che si possono ottenere, ottimizzando le vie metaboliche attraverso modificazioni genetiche volte a manipolare le capacità metaboliche dei microorganismi. Alta resa e selettività, così come flussi minimi di rifiuti, rendono le conversioni biologiche dei percorsi ottimali per trasformare la biomassa in sostanze chimiche di elevato valore. Tuttavia, ci sono ancora miglioramenti da adottare sia per aumentare l'efficienza della fermentazione e delle biocatalisi basate su microorganismi ed enzimi sia per ridurre i consumi energetici di queste tecnologie. Da un'attenta analisi della letteratura scientifica, risulta chiaro l'alto livello di criticità della lavorazione della biomassa e, in particolare, delle fasi di pre-trattamento: i processi di pre-trattamento fisico, fisico-chimico, chimico e biologico, o le loro combinazioni, sono cruciali per facilitare la solubilizzazione o la separazione dei principali componenti della biomassa, ovvero cellulosa, emicellulosa e lignina, nel caso della biomassa lignocellulosica. Una volta pretrattata, la biomassa può essere processata utilizzando diverse configurazioni di processo come idrolisi e fermentazione separate (SHF), saccarificazione e fermentazione simultanee (SSF), saccarificazione e co-fermentazione simultanee (SSCF) e trattamento della biomassa consolidato (CBP) (Menon & Rao, 2012).

La digestione anaerobica (AD), d'altro canto, sembra essere un altrettanto valido metodo per produrre energia rinnovabile sotto forma di biogas, risolvendo al tempo stesso la gestione dei

rifiuti. Il termine AD si riferisce a un complesso processo di biodegradazione anaerobica condotto da una varietà di specie diverse provenienti da due regni biologici completamente diversi (batteri e Archea). Il prodotto principale di questo processo di bioconversione è il biogas, una miscela che consiste principalmente di metano ( $\text{CH}_4$ ) e anidride carbonica ( $\text{CO}_2$ ), ma contenente anche diverse impurità. Di solito, il biogas prodotto viene bruciato in unità di cogenerazione in loco per produrre simultaneamente calore ed elettricità, per consumi interni dell'impianto di AD, con l'immissione del surplus di elettricità nella rete nazionale. In alternativa, il biogas può essere purificato per aumentare il suo contenuto di  $\text{CH}_4$ , fornendo un promettente vettore energetico, vale a dire il biometano ( $\text{bioCH}_4$ ), che può essere utilizzato come carburante per veicoli o iniettato nella rete del gas naturale, analogamente al  $\text{CH}_4$  a base fossile (Florio et al., 2019).

Al fine di rendere i prodotti ottenuti (bioetanolo e biogas) competitivi, in termini di qualità e prezzo, rispetto ai prodotti ottenuti per via tradizionale dai combustibili fossili, sono richiesti processi efficienti che si adattino alla struttura molecolare della biomassa altamente funzionalizzata, quali ad esempio: (i) processi catalitici flessibili, necessari per far fronte alle variazioni nella disponibilità e nella struttura molecolare delle materie prime, (ii) catalizzatori robusti e che si rigenerano facilmente, perché le materie prime naturali possono contenere impurità che potrebbero alterarne la selettività e diminuirne l'attività, (iii) nuovi mezzi di reazione, come i fluidi supercritici ed i liquidi ionici, e nuovi sistemi di attivazione, come gli ultrasuoni o le microonde.

### Definizione delle filiere delle bioenergie

Il presente studio sarà focalizzato sulle filiere delle bioenergie utilizzate per la produzione di energia elettrica facente parte del mix elettrico italiano. La Figura 3 mostra i diagrammi di flusso delle filiere energetiche, che saranno oggetto dell'analisi del ciclo di vita (LCA), secondo le norme ISO 14040-44 (ISO, 2006 a, b).

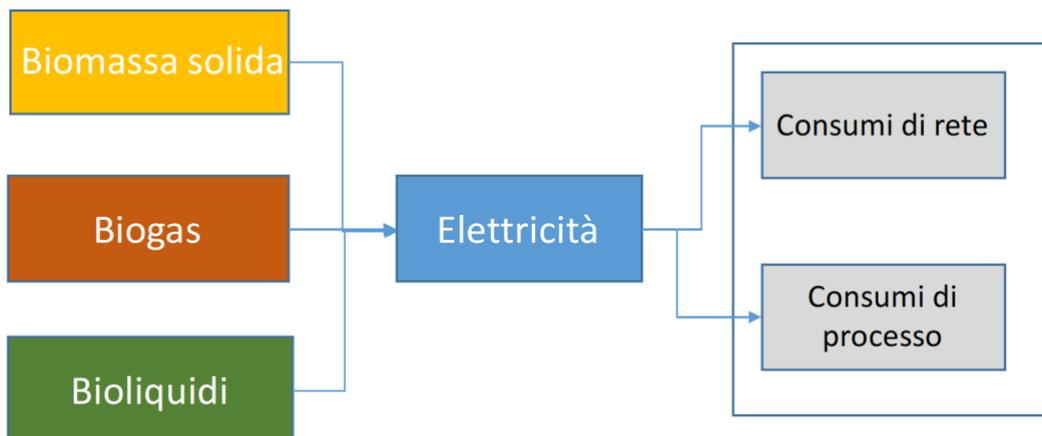


Figura 3. Confini del sistema delle filiere delle bioenergie per la produzione di energia elettrica

Verrà applicata una LCA di tipo attribuzionale e, in presenza di coprodotti, gli impatti relativi saranno allocati in funzione delle loro caratteristiche fisiche. In presenza di vettori energetici differenti, si prediligerà un'allocazione di tipo energetico.

L'unità funzionale (FU) è la produzione di 1kWh di energia elettrica da bioenergie di cui, nel 2018, il 43,3% (8299,6 GWh) proviene dal biogas, il 34,3% (6562,3 GWh) dalle biomasse solide ed il 22,4% (4290,7 GWh) dai bioliquidi. Di seguito verranno analizzate le tre filiere biogas, biomassa solida e bioliquidi.

### Raccolta dati per la costruzione della banca dati italiana LCA

Le filiere italiane di produzione di energia da biomasse constano di (i) una fase in cui la biomassa è prodotta, (ii) una fase di trasporto all'impianto di conversione (es. bioraffineria), e (iii) una fase di trasformazione in bioenergia e bioprodotto, aventi i requisiti essenziali, in termini ambientali (bassi impatti ambientali) ed economici (costi di produzione competitivi), per l'immissione sul mercato.

Di seguito, si riportano i primi risultati della ricerca dati su tali filiere, limitatamente alla produzione di energia elettrica. I dati relativi alla produzione di calore, invece, sono stati esclusi da questa prima fase della raccolta.

Le ricerche sono state condotte scegliendo, come riferimento temporale, l'anno 2018 e suddividendo i dati per macroaree (Nord, Centro e Sud Italia) o per regioni. In primo luogo, sono stati consultati i documenti del Gestore dei Servizi Energetici (GSE), di Terna e di Euroserv'er, per ottenere informazioni sulla dimensione media degli impianti, nonché sulla loro numerosità e distribuzione sul territorio italiano. Queste informazioni sono servite per determinare le dimensioni tipiche di un impianto per ciascuna tipologia di filiera e per capire in quali regioni/macroaree italiane le filiere indagate sono più sviluppate.

### 1. Panoramica sulla filiera energetica del biogas

In Figura 4, sono riportate le principali fasi della filiera biogas: quelle che sono state escluse da questo studio (relative alla produzione di calore) sono coperte da un rettangolo grigio.

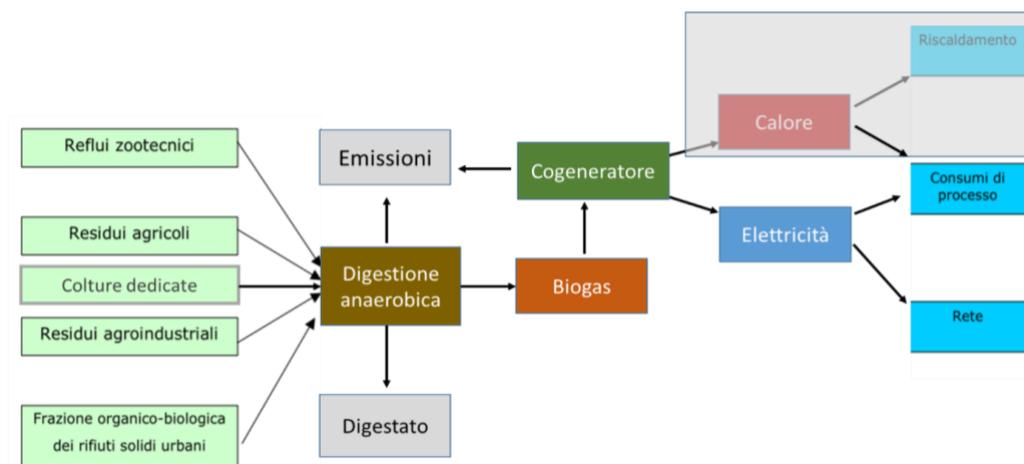


Figura 4. Fasi della filiera biogas. Le parti coperte dal rettangolo grigio sono escluse dallo studio

Per restringere il campo di ricerca dati, si è cercato di stabilire, innanzitutto, se esistono delle zone in cui la filiera del biogas è più sviluppata. L'analisi dell'ultimo rapporto GSE (2019) ha rivelato che la maggior parte degli impianti a biogas è localizzata nel Nord Italia (Figura 5) e, quindi, questa macroarea può essere considerata rappresentativa del contesto italiano per quanto riguarda la produzione di energia elettrica da biogas.

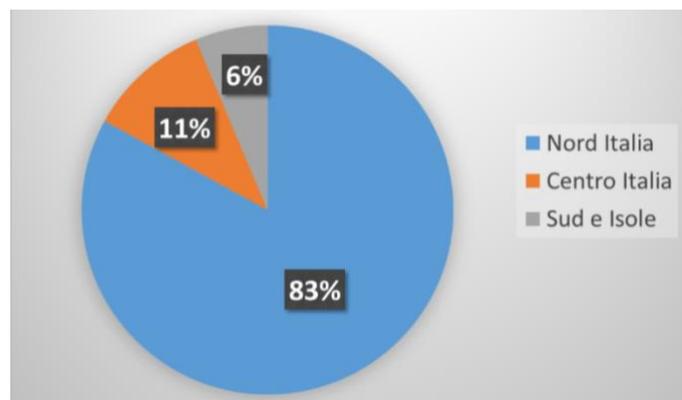


Figura 5. Produzione territoriale di energia elettrica da biogas

Inoltre, al fine di raffinare ulteriormente la ricerca dati, sono stati elaborati i dati GSE (2019) relativi alla tipologia di biomassa impiegata ed alla potenza degli impianti. I risultati ottenuti (Tabella 1 e Figura 6) mostrano che la maggior parte degli impianti ha una potenza media pari a 0,7 MW ed è alimentata con biomasse provenienti dalle attività agricole e forestali.

Biomassa	Numero di impianti	Potenza totale (MW)	Potenza media per impianto (MW)
Rifiuti	403,00	405,40	1,01
Fanghi	79,00	44,10	0,56
Deiezioni animali	615,00	238,50	0,39
Attività agricole e forestali	1039,00	760,00	0,73

Tabella 1. Numerosità e potenza impianti italiani a biogas, anno 2018, in Italia.

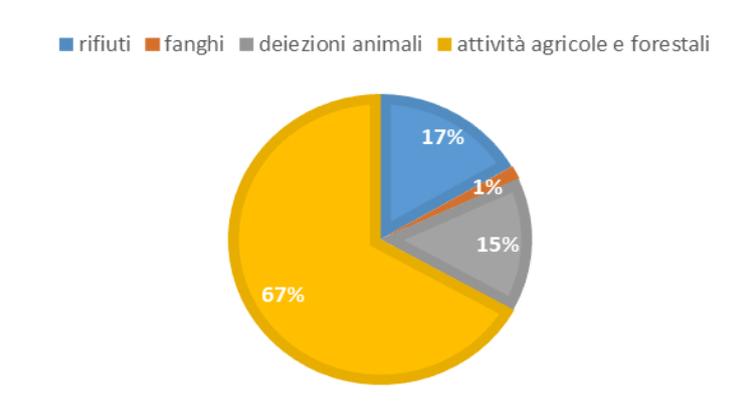


Figura 6. Energia elettrica (GWh) da biogas, nel 2018, in Italia

## 2. Panoramica sulla filiera energetica delle biomasse solide

In Figura 7, sono riportate tutte le fasi della filiera energetica delle biomasse solide. Le fasi relative alla produzione di calore, che non sono oggetto di questo studio, sono coperte da un rettangolo grigio.

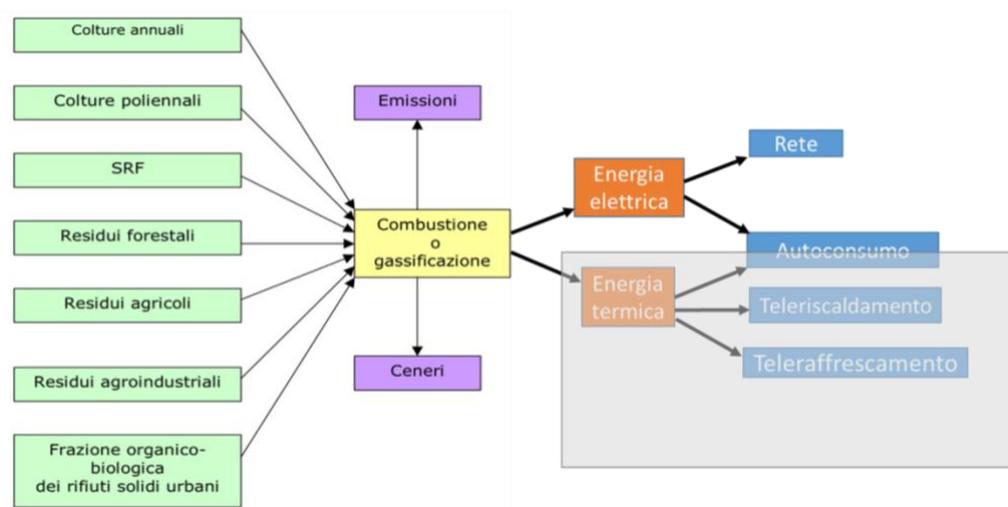


Figura 7. Fasi della filiera Biomasse solide. Le fasi escluse dall'analisi sono coperte con un rettangolo grigio

I dati GSE, pur indicando un utilizzo significativo della frazione organica dei rifiuti urbani (FORSU) per la produzione elettrica, evidenziano che il principale contributo alla produzione proviene da altre biomasse non meglio specificate (Tabella 2 e Figura 8). Sarà, quindi, necessario ricorrere ad altre fonti per conoscere la natura delle biomasse utilizzate, al fine di definire i flussi elementari. Relativamente alla potenza media degli impianti, appare chiaro che quelli alimentati da FORSU sono generalmente molto più grandi (14 MW, Figura 8) di quelli che bruciano altre tipologie di biomasse solide (1,92 MW, Figura 8).

Biomassa	Numero di impianti	Potenza totale (MW)	Potenza media per impianto (MW)

FORSU	65	938,80	14,44
Altre biomasse solide	410	786,60	1,92

Tabella 2. Numerosità e potenza impianti italiani a biomasse solide, anno 2018.

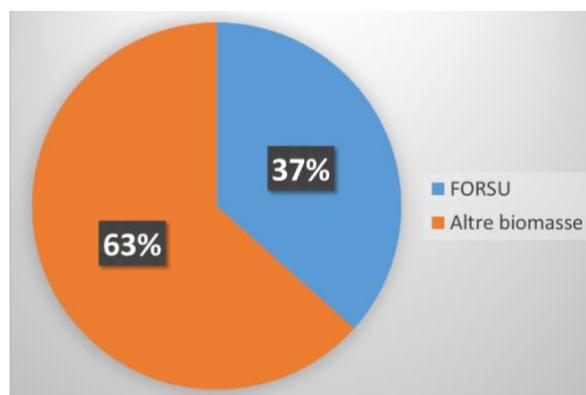


Figura 8. Energia elettrica (GWh) da biomasse solide, prodotta nel 2018, in Italia

Infine, il rapporto GSE (2019) mostra che la produzione di energia elettrica da FORSU avviene principalmente nel Nord Italia (68%), mentre quella tramite le altre biomasse solide risulta diffusa sia al Nord che al Sud, con la Calabria prima in classifica (28,2%), seguita da quattro regioni del Nord (Emilia-Romagna, Veneto, Piemonte e Lombardia), tutte con una capacità produttiva del 10% (Tabella 3).

FORSU (tot. 2404 GWh)	Altre biomasse (tot. 4158,3 GWh)
Lombardia: 38,4%	Calabria: 28,2 %
Emilia Romagna: 13,9 %	Emilia Romagna: 13,6 %
Campania: 13,9 %	Veneto: 10,9 %
Piemonte: 8,3 %	Piemonte: 10,7 %
Lazio: 6,4 %	Lombardia: 10,3 %
Puglia: 4%	Puglia: 8,6 %
Veneto: 3%	Sicilia: 3,7%
Toscana: 2,7%	Sardegna: 2,5 %
Friuli V.G.: 2,4 %	Lazio: 2,4 %
(Trentino) Alto Adige: 2%	Alto Adige: 2,3 % + 0,6 (Trentino)
Molise: 1,9%	Umbria: 2,2 %
Calabria: 0,9 %	Molise: 2,1 %
Sardegna: 0,8 %	Friuli V. G.: 0,8 %
Basilicata: 0,3 %	Toscana: 0,6 %
Marche: 0,1 %	Abruzzo = Basilicata = Campania: 0,2 %

Tabella 3. Produzione percentuale regionale di energia elettrica (GWh) da FORSU e altre biomasse solide, nel 2018, in Italia.

Sulla base di queste osservazioni, appare chiaro che la “filiera FORSU” e quella che impiega altri tipi di biomasse solide sono due realtà, abbastanza distinte, che andrebbero trattate separatamente.

### 3. Panoramica sulla filiera energetica dei bioliquidi

In Figura 9, sono riportate tutte le fasi della filiera dei biocombustibili liquidi. Le fasi relative alla produzione di calore che, in questo lavoro, non sono oggetto di studio, sono coperte da un rettangolo grigio.

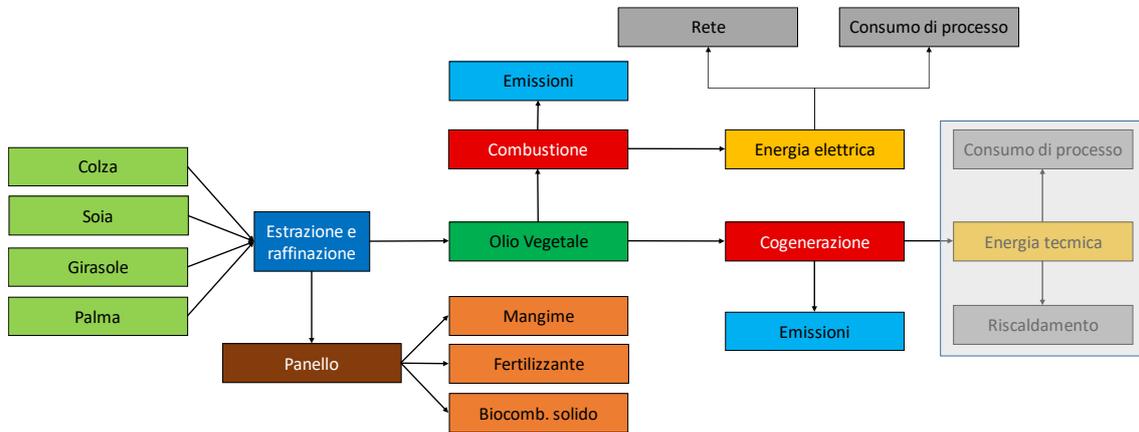


Figura 9. Fasi della filiera dei biocombustibili liquidi. Le fasi escluse dall'analisi sono coperte con un rettangolo grigio

I dati GSE indicano un consumo complessivo di 937763 tonnellate di bioliquidi sostenibili per la produzione di energia elettrica in Italia; il 60% di questi è rappresentato dall'olio di palma, seguito da oli e grassi animali (15%) e poi da altri oli di origine vegetale, quali olio di soia, olio di colza, derivati da oli vegetali e olio di girasole (Figura 10).

Circa il 60% dei bioliquidi impiegati in Italia viene prodotto nel Sud-est asiatico (Indonesia e Malesia), da materie prime locali. Il 31,6% dei bioliquidi viene prodotto in Italia, generalmente, a partire da materie prime di origine nazionale. Una quota inferiore al 10% proviene da altri Paesi extra UE.

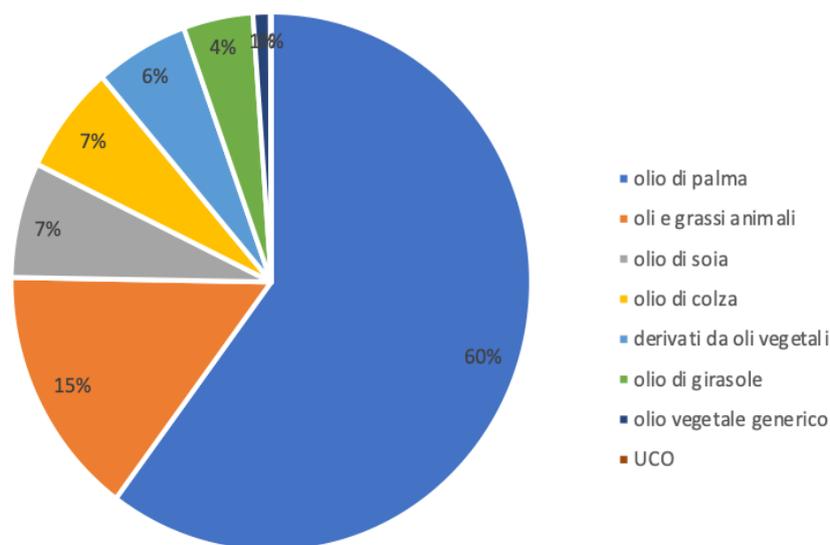


Figura 10. Consumi italiani di bioliquidi sostenibili, per tipologia

Per quanto riguarda la potenza media degli impianti e il numero di impianti, emerge che quelli alimentati a oli vegetali grezzi sono generalmente più grandi (1,01 MW, Tabella 4) di quelli che utilizzano altri bioliquidi (0,56 MW, Tabella 4). A questo corrisponde anche una diversa produzione di energia elettrica: l'82% dell'energia elettrica prodotta da bioliquidi sostenibili (3503,7 GWh su un totale di 4290,7 GWh) è generata da oli vegetali grezzi (Figura 11).

Biomassa	Numero di impianti	Potenza totale (MW)	Potenza media per impianto (MW)
Oli vegetali grezzi	403	405,4	1,01
Altri bioliquidi	79	44,1	0,56

Tabella 4. Numerosità e potenza impianti italiani a bioliquidi sostenibili, anno 2018.

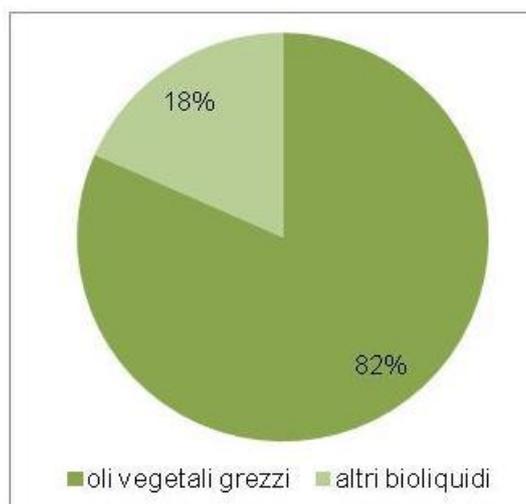


Figura 11. Energia elettrica (GWh) da bioliquidi, prodotta in Italia, nel 2018

Infine, il rapporto GSE mostra che, per il 2018, la produzione di energia elettrica da biocombustibili liquidi avviene principalmente nel Sud Italia e nelle isole (49%) e, in secondo luogo, nelle regioni del Nord Italia (42%), come mostrato in Figura 12. La regione italiana che presenta una maggiore produzione di energia elettrica da bioliquidi è la Puglia (952 kWh, pari al 22% del totale), seguita da Campania (743 kWh, 17% del totale) ed Emilia Romagna (652 kWh, 15% del totale); le altre regioni contribuiscono con percentuali inferiori al 10% (Friuli Venezia Giulia, Veneto, Lombardia e Sardegna) o al 5% (Lazio, Basilicata, Provincia Autonoma di Bolzano, Piemonte, Abruzzo, Toscana, Umbria, Provincia Autonoma di Trento, Molise, Marche, Liguria, Calabria, Valle d'Aosta, Sicilia) (Figura 13).

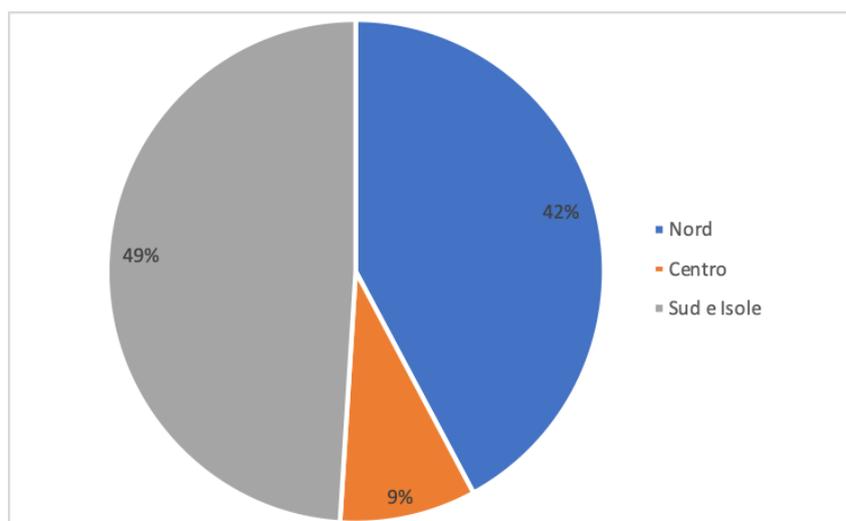


Figura 12. Distribuzione della produzione elettrica da bioliquidi per macroaree, in Italia, nel 2018

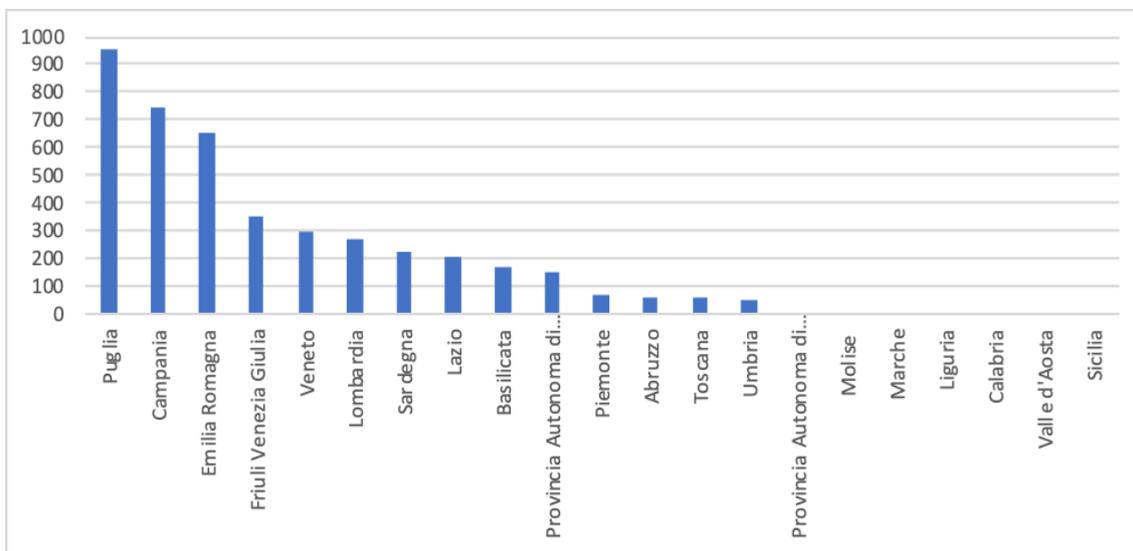


Figura 13. Produzione elettrica italiana da bioliquidi, per regione, nel 2018

#### **4. Preparazione degli inventari per le filiere energetiche delle biomasse**

A questa prima indagine conoscitiva è seguita una fase di ricerca più approfondita, effettuata con l'ausilio di questionari *ad hoc* (inventari). I primi inventari preparati sono stati incentrati sul tipo di impianto più comunemente impiegato (per la produzione di energia elettrica da biomasse solide, biogas e bioliquidi) e suddivisi sia per dimensione dell'impianto (grande, medio e piccolo) che per regione/macroarea.

In dettaglio, i dati sugli impianti richiesti negli inventari riguardano:

- la tipologia di impianto: es. tecnologia, cogenerazione, potenza, rendimento, ore/gg di attività annuali ecc.;
- i flussi materiali: es. quali e quante biomasse, emissioni e rifiuti ecc.;
- i flussi energetici: es. consumi energetici dei processi e produzione;
- i sistemi di ricezione e stoccaggio delle materie prime (es. biomasse in entrata), dei prodotti e dei co-prodotti;
- gli eventuali trattamenti, pre- e post-produzione.

Tutti i flussi, in entrata ed uscita, riportati negli inventari sono stati riferiti alla produzione di 1 kWh di energia elettrica, scelta come unità funzionale. Inoltre, per ogni dato, è stata prevista anche l'indicazione della fonte, in modo da poterne stabilire la qualità e il potenziale utilizzo per studi di LCA affidabili.

A partire dai dati ottenuti mediante questo primo tipo di inventario, sono stati predisposti nuovi inventari di approfondimento, così da ottenere una banca dati completa, in grado di analizzare le filiere delle bioenergie in modo esaustivo.

In particolare, i successivi inventari si sono focalizzati sulle biomasse più utilizzate e le informazioni richieste hanno riguardato principalmente:

1. la raccolta: es. macchinari per la raccolta, carburante consumato ecc.;
2. la provenienza e il trasporto: es. luogo di produzione, distanza media dal punto di produzione della biomassa all'impianto di conversione; veicolo *-tipo, categoria Euro, capacità, carburante impiegato e consumato* - più comunemente utilizzato.

Ulteriori informazioni sui flussi elementari delle filiere selezionate sono state ricavate da articoli scientifici e riviste specializzate, banche dati, comunicazioni ambientali di prodotto, rapporti ambientali e risultati di progetti (soprattutto se sviluppati a livello di filiera). In aggiunta, quando necessario, tali informazioni sono state integrate con stime di esperti del settore e con dati forniti da associazioni di categoria o aziende rappresentative del contesto italiano.

#### **Conclusioni**

Lo scopo principale di questa analisi resta l'identificazione e la validazione dei flussi a supporto della costruzione di una banca dati italiana LCA. Questa banca dati, aggiornata con dati relativi al territorio nazionale, sia per quanto riguarda l'approvvigionamento delle biomasse sia per l'identificazione delle tecnologie di conversione, rappresenta il primo passo per l'implementazione di analisi LCA sito-specifiche affidabili, in grado di supportare efficacemente i decisori politici nello sviluppo di strategie "green".

## Bibliografia

- Bentsen N.S., Møller I.M., 2017. Solar energy conserved in biomass: Sustainable bioenergy use and reduction of land use change. *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 71, 954-958.
- Bruckner T., Bashmakov I.A., Mulugetta Y., Chum H., de la Vega Navarro A., Edmonds J., et al, Energy systems. In: Edenhofer O., Pichs-Madruga R., Sokona Y., Farahani E., Kadner S., Seyboth K., et al (Eds.), *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge University Press, Cambridge and New York, 2014, pp. 511–597.
- COM (2014)15 final. Quadro per le politiche dell'energia e del clima per il periodo dal 2020 al 2030. Link: <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2014:0015:FIN:IT:PDF> (ultimo accesso, 6 luglio 2020).
- COM (2016) 767 final/2. Proposta di direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (rifusione). Link: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=IT> (ultimo accesso, 6 luglio 2020).
- Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28. Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE. Link: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2011/03/28/011G0067/sg> (ultimo accesso, 6 luglio 2020)
- Resource use efficiency and environmental performance of nine major biofuel crops, processed by first-generation conversion techniques.
- Direttiva 2009/28/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili e recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE. Link: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=celex%3A32009L0028> (ultimo accesso, 6 luglio 2020).
- Direttiva 2018/2001/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (rifusione). Link: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=celex:32018L2001> (ultimo accesso, 6 luglio 2020).
- Ekvall T., Assefa G., Björklund A., Eriksson O., Finnveden G., 2007. What life-cycle assessment does and does not do in assessments of waste management. *Waste Management* 27, 989–996.
- Fiorentino G., Ripa M., Mellino S., Fahd S., Ulgiati S., 2014. Life Cycle Assessment of Brassica carinata biomass conversion to bioenergy and platform chemicals. *Journal of Cleaner Production*, 66:174-187.
- Fiorentino G., Ripa M., Ulgiati S., 2017. Chemicals from biomass: technological versus environmental feasibility. A review. *Biofuels, Bioproducts and Biorefining* 11, 195-214.

- Florio C., Fiorentino G., Corcelli F., Ulgiati S., Dumontet S., Güsewell J., Eltrop L., 2019. A Life Cycle Assessment of Biomethane Production from Waste Feedstock Through Different Upgrading Technologies. *Energies* 12(4), 718-729.
- Giampietro, M., Ulgiati, S., 2005. Integrated assessment of large-scale biofuel production, *CRC Crit. Rev. Plant. Sci.* 24, 365\_384.
- Giampietro M., Ulgiati S., Pimentel D., 1997. Feasibility of Large-Scale Biofuel Production. Does an enlargement of scale change the picture? *Bioscience* 47, 587-600.
- Goyal H.B., Seal D., Saxena R.C., 2008. Bio-fuels from thermochemical conversion of renewable resources: a review. *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 12, 504-517.
- Gomiero, T., 2018. Large-scale biofuels production: a possible threat to soil conservation and environmental services, *Appl. Soil Ecol.* 123, 729-736.
- GSE (Gestore Servizi Energetici), 2018. <https://www.gse.it/dati-e-scenari/rapporti> e <https://www.gse.it/dati-e-scenari/statistiche>
- GSE (Gestore Servizi Energetici), 2019. Rapporto Statistico 2018 sulle fonti rinnovabili. [https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/GSE%20-%20Rapporto%20Statistico%20FER%202018.pdf](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/GSE%20-%20Rapporto%20Statistico%20FER%202018.pdf) (ultimo accesso 21 ottobre 2020).
- IRENA (International Renewable Energy Agency), 2015. Lavagne d’Ortigue O., Whiteman A. and Elsayed S.. Renewable energy capacity statistics 2015. Link: <https://www.irena.org/publications/2015/Jun/Renewable-Energy-Capacity-Statistics-2015> oppure [www.irena.org/Publications](http://www.irena.org/Publications) (ultimo accesso, 6 luglio 2020).
- ISO (International Organization for Standardization), 2006a. Environmental Management—Life Cycle Assessment—Principles and Framework. Standard ISO 14040. Geneva, Switzerland.
- ISO (International Organization for Standardization), 2006b. Environmental Management—Life Cycle Assessment—Requirements and Guidelines. Standard ISO 14044. Geneva, Switzerland.
- Kan T., Strezov V., Evans T.J., 2016. Lignocellulosic biomass pyrolysis: A review of product properties and effects of pyrolysis parameters. *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 57, 1126-1140.
- Kumar D., Singh B., Korstad J., 2017. Utilization of lignocellulosic biomass by oleaginous yeast and bacteria for production of biodiesel and renewable diesel. *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 73, 654–671.
- Lamers P., Hamelinck C., Junginger M., Faaij A., 2011. International bioenergy trade—A review of past developments in the liquid biofuel market. *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 15, 2655-2676.
- Menon V., Rao M., 2012. Trends in bioconversion of lignocellulose: Biofuels, platform chemicals & biorefinery concept. *Progress in Energy and Combustion Science* 38, 522-550.
- Nakada S., Saygin D., Gielen D., 2014. Global bioenergy: supply and demand projections. A working paper for REmap 2030. [http://www.globalbioenergy.org/uploads/media/1409\\_IRENA\\_-\\_REmap\\_2030\\_Biomass\\_paper\\_2014.pdf](http://www.globalbioenergy.org/uploads/media/1409_IRENA_-_REmap_2030_Biomass_paper_2014.pdf).

- Nazioni Unite, 2007. Rapporto all'Assemblea Generale delle Nazioni Unite, agosto 2007, Jean Zigler, Relatore Speciale delle Nazioni Unite per il diritto al cibo, 22 agosto 2007, No. A/62/289.
- REN21, Renewables 2015 Global Status Report, 2015. [http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/07/REN12-GSR2015\\_Onlinebook\\_low1.pdf](http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/07/REN12-GSR2015_Onlinebook_low1.pdf).
- Ripa M., Buonauro C., Mellino S., Fiorentino G., Ulgiati S., 2014. Recycling Waste Cooking Oil into Biodiesel : A Life Cycle Assessment. *International Journal of Performability Engineering* 10(4), 347–356.
- Russo D., Dassisti M., Lawlor V., Olabi A.G., 2012. State of the art of biofuels from pure plant oil. *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 16(6), 4056-4070.
- Sánchez Ó.J., Cardona C.A., 2008. Trends in biotechnological production of fuel ethanol from different feedstocks. *Bioresource Technology* 99, 5270-5295.
- Schmid A., Dordick J.S., Hauer B., Kiener A., Wubbolts M., Witholt B., 2001. Industrial biocatalysis today and tomorrow. *Nature* 409, 258-268.
- Sheldon R.A., 2011. Utilisation of biomass for sustainable fuels and chemicals: Molecules, methods and metrics, *Catalysis Today* 167, 3–13.
- Sun Y., Cheng J., 2002. Hydrolysis of lignocellulosic materials for ethanol production: a review. *Bioresource Technology* 83(1), 1-11.
- United Nations, 2007. Rapporto all'Assemblea Generale delle Nazioni Unite, agosto 2007, Jean Zigler, Relatore Speciale delle Nazioni Unite per il diritto al cibo, 22 agosto 2007, No. A/62/289.
- Wettstein S.G., Alonso D.M., Gürbüz E.I., Dumesic J.A., 2012. A roadmap for conversion of lignocellulosic biomass to chemicals and fuels. *Current Opinion in Chemical Engineering* 1, 218-224.
- Yousuf A., 2012. Biodiesel from lignocellulosic biomass – Prospects and challenges. *Waste Management* 32, 2061–2067.
- Zucaro A., Forte A., Fagnano M., Bastianoni S., Basosi R., Fierro A., 2015. Comparative Attributional Life Cycle Assessment of Annual and Perennial Lignocellulosic Feedstocks Production Under Mediterranean Climate for Biorefinery Framework. *Integrated Environmental Assessment and Management* 11 (3), 397-403.
- Zucaro A., Fiorentino G., Ulgiati S., 2020. Constraints, impacts and benefits of lignocellulose conversion pathways to liquid biofuels and biochemicals. In: ABU Yousuf A., Pirozzi D., Sannino F. (eds), *Lignocellulosic Biomass to Liquid Biofuels*. Elsevier Academic Press. pp. 249-282. (ISBN: 978-0-12-815936-1).
- Zucaro, A., Forte, A., Fierro, A., 2018. Life cycle assessment of wheat straw lignocellulosic bio-ethanol fuel in a local biorefinery prospective. *Journal of Cleaner Production*. 194, 138-149.



## La filiera italiana del biogas per la produzione di energia elettrica

Autori:

Giuliana Ansanelli<sup>1</sup>, Amalia Zucaro<sup>1</sup>, Antonietta Cerbone<sup>1</sup>, Alessandro Giocoli<sup>2</sup>,  
Vincenzo Motola<sup>2</sup>, Gabriella Fiorentino<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ENEA, Dipartimento Sostenibilità, circolarità e adattamento al cambiamento climatico dei Sistemi Produttivi e Territoriali

<sup>2</sup> ENEA, Dipartimento Tecnologie Energetiche e Fonti Rinnovabili

*Revisione critica interna:* Simona Scalbi - ENEA, Dipartimento Sostenibilità, circolarità e adattamento al cambiamento climatico dei Sistemi Produttivi e Territoriali



## Sommario

Introduzione.....	31
Obiettivi e campo di applicazione dello studio.....	33
Analisi di Inventario .....	36
Valutazione degli impatti ed interpretazione dei risultati .....	38
Conclusioni.....	41
Bibliografia .....	41

## Introduzione

Le biomasse rappresentano una risorsa strategica per l'Italia, in quanto possono essere sfruttate a fini energetici nei settori Elettrico, Termico e dei Trasporti. Negli ultimi anni, sono stati registrati contributi crescenti delle bioenergie in tutti e tre i settori, grazie alla disponibilità di una pluralità di materie prime e di tecnologie mature e affidabili.

Secondo il Gestore dei Servizi Energetici (GSE, 2021), tra il 2005 e il 2019, l'elettricità generata con le biomasse è cresciuta in media dell'11% l'anno. In particolare, la produzione di energia elettrica da biogas, che nel 2009 è stata pari a 1.665 GWh, è arrivata a quota 8.277 GWh, nel 2019, anno in cui sono stati registrati 2177 impianti installati, con una potenza complessiva di circa 1455 MW ed una taglia media di 0,7 MW (Tabella 5).

BIOGAS	2018		2019	
	N°	MW	N°	MW
-				
- <b>da rifiuti</b>	403	405,4	398	402
- <b>da fanghi</b>	79	44.1	80	44
- <b>da deiezioni animali</b>	615	238.5	636	242
- <b>da attività agricole e forestali</b>	1039	760	1063	767.3

Tabella 5. Numero e potenza degli impianti di produzione elettrica alimentati da biogas (fonte GSE, 2021).

Il boom delle installazioni di impianti di biogas, in Italia, si è avuto tra il 2008 e il 2012, perché in quel periodo è stato promosso lo schema Feed-in Tariff. Da allora, il numero di impianti, seppur con un tasso minore, ha continuato a crescere, portando l'Italia ad essere, nel 2019, il secondo paese produttore di elettricità da biogas in Europa, dietro alla Germania (Biogas barometer, 2020).

Relativamente alla distribuzione della produzione elettrica da biogas, risulta che il maggior contributo proviene dal Nord Italia (Figura 14) (GSE, 2021).

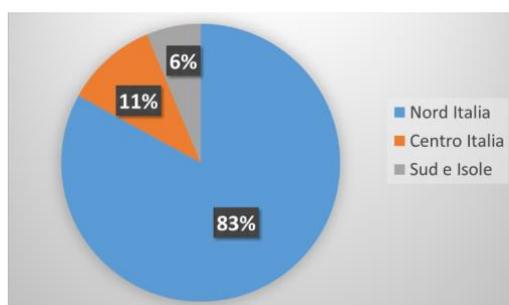


Figura 14. Produzione territoriale di energia elettrica da biogas (fonte GSE, 2021)

Invece, per quanto riguarda la tipologia di biomassa usata per la produzione di biogas, è emerso (GSE, 2021) che la più sfruttata è quella di origine agro-forestale (colture dedicate e scarti agro-forestali), spesso integrata con reflui zootecnici, che sono facilmente reperibili sul territorio (Tabella 5 e Figura 2). Nel 2019, gli impianti alimentati con queste matrici hanno generato più di

5500 GWh, contribuendo per oltre l'80% (Figura 15) alla produzione italiana di energia elettrica da biogas (GSE, 2021).



Figura 15. Energia elettrica da biogas (fonte GSE, 2021)

Secondo la Guida 2020 *Biometano, Biogas, Biomasse*<sup>1</sup>, il settore italiano del biogas continua ad essere caratterizzato da un forte sviluppo e il modello italiano risulta essere il più seguito al mondo (soprattutto negli Stati Uniti), nonostante alcuni aspetti critici come, ad esempio, lo scarso o non ottimale utilizzo dell'energia termica ottenuta nel processo di cogenerazione.

Dal punto di vista socio-economico, la filiera energetica del biogas, come le altre filiere agro-energetiche, rappresenta un'interessante opportunità per lo sviluppo del lavoro locale nonché per l'industria italiana specializzata nell'impiantistica (impianti di digestione anaerobica e cogeneratori). Inoltre, l'utilizzo di biomasse e reflui locali per la produzione del biogas, consente di conseguire benefici, sia economici che ambientali, in relazione al trasporto ed allo smaltimento dei rifiuti (Fiper, 2018).

Un'interessante analisi socio-economica della filiera italiana del biogas, condotta nel 2018 dalla Federazione italiana produttori di energia da fonti rinnovabili (Fiper), insieme al Consorzio Monviso Agroenergia (CMA), ha rivelato che le aziende agricole dotate di impianti a biogas sono più competitive (Fiper, 2018). Infatti, tali aziende risparmiano sulle spese per i concimi, parzialmente sostituiti dal digestato, e su quelle di riscaldamento, grazie allo sfruttamento del calore generato dagli impianti a biogas. Inoltre, possono aumentare i profitti, tramite la vendita dell'energia prodotta in eccedenza. Solo nel 2016, il comparto del biogas del settore agricolo italiano ha fatturato circa 2 Mld euro di energia elettrica incentivata (Carrosio, 2012; Fiper, 2018). Infine, dall'analisi è emerso che, nel 2017, la filiera italiana del biogas ha apportato benefici economici, a livello nazionale, pari a circa 3.400 milioni di € ed ha impiegato oltre 12.000 ULA (Unità Lavorative Annue) (Fiper, 2018).

Le ricadute economiche ed occupazionali connesse alla filiera del biogas possono essere così classificate (Fiper, 2018):

- *dirette*, che derivano dalla progettazione e costruzione degli impianti di biogas e dal loro esercizio pluriennale;

<sup>1</sup> [https://www.eiomeditoria.it/bioenergia/newsletter\\_bio/2020\\_01/guida-biometano-biomasse-bio-gas-2020.pdf](https://www.eiomeditoria.it/bioenergia/newsletter_bio/2020_01/guida-biometano-biomasse-bio-gas-2020.pdf)

- *indirette*, inerenti ai settori fornitori, sia a monte che a valle della filiera (fornitori di materie prime, trasportatori ecc.);
- *relative all'indotto*, ossia legate ai settori impegnati nella produzione di beni e servizi per i fornitori della filiera.

In aggiunta, va considerato l'impatto fiscale. Infatti, la creazione di valore e di nuovi posti di lavoro ha l'effetto di aumentare la base imponibile e, quindi, il gettito fiscale (Fiper, 2018).

Questo lavoro è stato realizzato nell'ambito del progetto Arcadia - approccio ciclo di vita nei contratti pubblici e banca dati italiana LCA, finanziato dal PON Governance e Capacità Istituzionali 2014-2020, e descrive lo sviluppo del dataset relativo alla filiera italiana di produzione di energia elettrica da biogas, da inserire nel dataset del mix elettrico italiano, della Banca Dati Italiana di LCA (BDI-LCA), prevista dal progetto. Inoltre, il presente lavoro fornisce una valutazione, in accordo con le norme nell'ISO 14040-44/2006, dei potenziali impatti ambientali della filiera di produzione di energia elettrica da biogas, in Italia.

### **Gruppo di Lavoro di Filiera**

Si ringraziano il dr. Riccardo De Lauretis e la dr.ssa Eleonora Di Cristofaro, dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), che hanno fornito ai ricercatori ENEA informazioni sulle emissioni locali generate dal processo (impianto) di conversione del biogas in elettricità e calore.

### **Obiettivi e campo di applicazione dello studio**

Gli obiettivi dello studio LCA di filiera sono:

- La realizzazione del dataset "Produzione di 1 kWh di elettricità da biogas" finalizzato ad incrementare i dataset relativi al settore energetico presenti nella Banca Dati Italiana di LCA di Arcadia, per consentire ad altri utenti (pubblica amministrazione, imprese, associazioni di categoria, progettisti, ONG e università/ricerca) di utilizzarlo in ambito di studi LCA e di valutazioni di sostenibilità.
- Rendere disponibili dati di inventario e di impatto ambientale sul prodotto oggetto dello studio (servizi energetici) per valutazioni in ambito GPP, in particolare a supporto dell'introduzione di criteri connessi a LCA ed LCC, nelle procedure di acquisto.
- Sviluppare il report tecnico dello studio LCA di filiera, reso disponibile sul sito di Arcadia nella pagina dedicata (<https://www.arcadia.enea.it/settori-di-intervento/energia.html>), che comprende una descrizione del settore dal punto di vista ambientale e socio-economico e gli step dello studio LCA, in accordo con le norme ISO 14040-44. Scopo del documento è: sia fornire una descrizione dettagliata dello studio effettuato, del gruppo di lavoro e dei dati utilizzati per lo sviluppo del dataset e dei risultati di impatto ambientale, sia costituire una guida per le imprese del settore che vogliono intraprendere un proprio studio LCA.

La funzione del sistema è la produzione di 1 kWh di energia elettrica da biogas, in Italia. L'unità funzionale è la produzione di 1 kWh elettrico da biogas, in Italia.

In Figura 16 e Figura 17 sono rappresentati i confini dei sistemi investigati.

Le matrici organiche rappresentative della filiera italiana di produzione di elettricità da biogas in Italia, considerate in questo studio, sono le colture dedicate e le biomasse di scarto, quali i reflui zootecnici, i sottoprodotti, la frazione organica dei rifiuti solidi urbani ed i fanghi di depurazione. Nel caso delle **colture energetiche dedicate** (Figura 16), l'analisi LCA ha tenuto conto della fase agricola di produzione della biomassa, del trasporto della biomassa presso il sito di trattamento, del processo di digestione anaerobica, che trasforma la biomassa di partenza in biogas e digestato, e del processo di conversione del biogas in elettricità e calore, attraverso un impianto di cogenerazione (Combined Heat and Power, CHP). I processi di conversione anaerobica e di cogenerazione si assumono autosufficienti dal punto di vista energetico, in quanto per il loro funzionamento utilizzano parte dell'elettricità prodotta e del calore generato. Per lo studio LCA di questo sistema, è stato seguito un approccio *Cradle to Gate (dalla culla al cancello)*, ossia sono stati considerati tutti i flussi, dalla produzione delle biomasse fino alla vendita dell'energia alla rete nazionale.

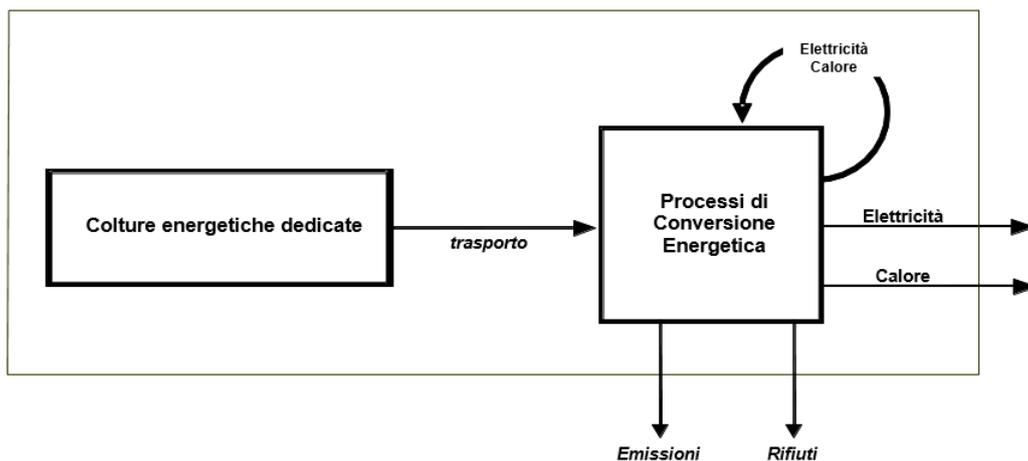


Figura 16. Confini del sistema per le biomasse dedicate dalla "culla al cancello"

Nel caso delle **biomasse di scarto**, è stato applicato l'approccio "zero burden", ossia non è stato considerato il carico ambientale del processo che genera lo scarto, in accordo con la letteratura di settore (Ekvall et al., 2007). Di conseguenza, il confine del sistema (Figura 17), secondo un approccio *Gate to Gate (dal Cancellino al Cancellino)*, include il trasporto delle biomasse residuali presso gli impianti di conversione e i processi di conversione delle biomasse prima in biogas e poi in energia.

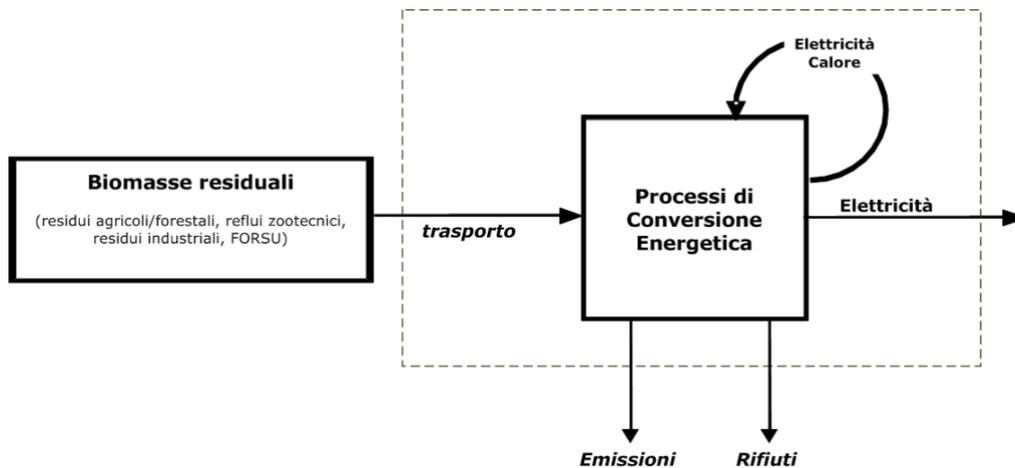


Figura 17. Confini del sistema per le biomasse di scarto, dal “cancello al cancello” (approccio “zero burden”)

È esclusa dai confini del sistema la produzione di macchinari ed infrastrutture (e i relativi rifiuti di manutenzione), con l’eccezione di quelli già contenuti nei dataset di Ecoinvent 3.7.1 (Wernet et al., 2016), utilizzati per modellare i dati di background.

In un’ottica di rappresentatività geografica, temporale e tecnologica, si è fatto riferimento a tecnologie e processi medi, sia nazionali che europei e globali, a seconda della necessità e in base alla disponibilità, e ai più recenti dati disponibili nel database Ecoinvent 3.7.1.

La scelta dei confini del sistema, effettuata in questo studio, è ritenuta rilevante per le attività delle aziende italiane che producono elettricità da biogas.

Nello studio, sono stati definiti quattro processi unitari, relativi alla produzione di energia da biogas:

- Classe 1 (CL1): produzione di energia da biogas derivante da biomasse di origine agricola-forestale e deiezioni animali, mediante impianti con potenza nominale 1-700 kW.
- Classe 2 (CL2): produzione di energia da biogas derivante da biomasse di origine agricola-forestale e deiezioni animali, mediante impianti con potenza nominale 701-1700 kW.
- Classe 3 (CL3): produzione di energia da biogas derivante da rifiuti e fanghi.
- Produzione di 1 kWh di energia elettrica da biogas, in Italia ( $0,22 \cdot CL1 + 0,60 \cdot CL2 + 0,18 \cdot CL3$ ) – nome del dataset nella BDI-LCA: “*Electricity from biogas, IT mix, Anaerobic digestion and cogeneration, at plant*”.

In dettaglio, i dataset CL1, CL2 e CL3 rappresentano i processi unitari che vanno a costituire il dataset finale (*Electricity from biogas, IT mix, Anaerobic digestion and cogeneration, at plant*) relativo alla produzione di 1 kWh di energia elettrica da biogas, in Italia. I contributi percentuali dei dataset CL1 (22%), CL2 (60%) e CL3 (18%), alla produzione di 1 kWh elettrico da biogas, in Italia, sono stati determinati sulla base delle informazioni ricavate dal GSE (GSE, 2021). Ogni processo unitario comprende tutte le fasi che portano alla produzione di energia (elettrica e termica), a partire dall’approvvigionamento delle biomasse, fino alla conversione del biogas in energia elettrica.

Inoltre, dal momento che la filiera analizzata genera, oltre all'elettricità (prodotto principale), anche il calore (co-prodotto), è stata effettuata un'allocazione exergetica, per consentire un confronto delle prestazioni ambientali dei due co-prodotti. Tuttavia, si sottolinea che, secondo la letteratura di settore, per gli impianti di cogenerazione, il calore, al netto dell'autoconsumo, difficilmente viene recuperato.

L'analisi del ciclo di vita è stata effettuata mediante l'impiego del software SimaPro 9.2.0.1 sulla base del metodo di valutazione degli impatti EF 3.0 (Zampori e Pant, 2019).

## Analisi di Inventario

Per la costruzione degli inventari sono stati utilizzati sia dati primari che secondari. I dati primari sono stati ottenuti da aziende agricole e impianti di trattamento che sono ritenuti rappresentativi della situazione media italiana.

Di seguito, è descritta dettagliatamente l'origine dei dati utilizzati per lo sviluppo dei dataset.

Per quanto riguarda le **biomasse impiegate** per la produzione di biogas, si è sempre fatto ricorso a dati primari. In particolare, per i processi unitari relativi alla generazione di biogas a partire da biomasse di origine agro-forestale e deiezioni animali (CL1 e CL2), sono stati utilizzati i dati riportati nelle schede di monitoraggio del progetto Biomasse ENAMA (Ente Nazionale Meccanizzazione Agricola) (ENAMA, 2015). Tali dati sono riferiti ad aziende agricole, situate in diverse regioni d'Italia, i cui impianti ricadono nelle fasce di potenza nominale selezionate (1-700 kW e 701-1700 kW). In dettaglio, i dati utilizzati sono inerenti alla tipologia (scarti o colture dedicate), alla provenienza (aziendale o extraaziendale) e alla quantità delle biomasse impiegate nelle aziende coinvolte nel progetto. In tutto, sono stati usati i dati di 15 aziende (aziende di riferimento), per la Classe 1 (CL1), e di 16 aziende (aziende di riferimento), per la Classe 2 (CL2). I dati sono relativi a uno o più anni del periodo 2012-2015. Nel caso di disponibilità di dati per più anni, è stata effettuata una media aritmetica.

Le principali tipologie di biomasse, considerate per CL1 e CL2, sono le colture dedicate, gli effluenti zootecnici, gli scarti agro-alimentari e i sottoprodotti.

Per il processo unitario CL3 (energia da biogas derivante da rifiuti e fanghi), sono stati impiegati i valori medi annuali di due impianti, ritenuti rappresentativi del contesto nazionale:

- 1) Impianto a FORSU (Frazione Organica dei Rifiuti Solidi Urbani) della Provincia di Bolzano (Reichhalter, 2011). Anno di riferimento: 2009.
- 2) Impianto di compostaggio di Herambiente Spa di Voltana (Herambiente, 2020). L'impianto tratta rifiuti organici urbani (da raccolta differenziata, da manutenzione del verde pubblico) e rifiuti agroindustriali. Anni di riferimento: 2017-19.

La **distanza media**, fra il punto di raccolta della biomassa e l'impianto di conversione, è stata ipotizzata pari a 70 km, in accordo con il DM 02/03/2010. Per le biomasse di origine aziendale (mediamente pari al 20% del totale delle biomasse impiegate), la distanza di trasporto è stata considerata pari a zero.

I processi di **digestione anaerobica** (per la produzione di biogas) e di **cogenerazione** (per la produzione di energia elettrica e termica) sono stati modellati a partire dai processi presenti nel

database Ecolnvent 3.7.1, in cui sono stati sostituiti i quantitativi di biomasse, i flussi di biogas e le emissioni locali con i dati primari e secondari, ottenuti attraverso altri canali.

I **flussi di biogas** ( $m^3$ ), per la Classe 1 (CL1) e la Classe 2 (CL2), sono stati calcolati moltiplicando le tonnellate di ciascuna tipologia di biomassa impiegata, per la relativa resa in biogas ( $m^3/ton$ ), indicata nelle schede del progetto Biomasse ENAMA. Con riferimento alla Classe 3 (CL3), è stato utilizzato un dato primario per il quantitativo di biogas ( $m^3/anno$ ) bruciato nell'impianto di Bolzano, mentre il flusso di biogas per l'impianto di Herambiente di Voltana è stato calcolato considerando una resa di biogas pari a circa  $376 m^3/ton$  di FORSU<sup>2</sup>.

La **quantità di lubrificante** per il cogeneratore è stata calcolata facendo riferimento al report di Ecoinvent "Bioenergy" (Jungbluth, 2007), che indica un consumo di lubrificante pari a 0,03 g per ogni MJ di biogas in entrata.

L'**elettricità media annuale lorda** (ceduta + autoconsumo) da biogas, per le Classi 1 e 2, è stata ottenuta sommando i quantitativi annuali medi generati dalle rispettive aziende di riferimento, coinvolte nel progetto Biomasse ENAMA. L'autoconsumo è stato posto uguale al 10% dell'energia elettrica prodotta, in accordo con quanto riportato dal GSE (GSE, 2021). Il **calore medio annuale lordo** (ceduto + autoconsumo) da biogas, per le Classi 1 e 2, è stato calcolato a partire dall'energia elettrica media annuale lorda e dalla potenza elettrica e termica dei sistemi di cogenerazione di ciascun impianto. In dettaglio, dal rapporto fra l'elettricità prodotta e la potenza elettrica, è stato ricavato il numero di ore annuali lavorate che è stato, quindi, moltiplicato per la potenza termica, per ottenere il calore teorico prodotto. L'autoconsumo è stato posto uguale al 15% dell'energia termica prodotta, in accordo con quanto riportato dal GSE (GSE, 2021).

Riguardo alla Classe 3, per determinare l'elettricità media annuale netta prodotta, si è partiti dal calcolo delle rese (elettricità prodotta per unità di biomassa) elettriche di ciascun impianto di riferimento (impianto di Bolzano e Herambiente Spa di Voltana), usando dati primari. Quindi, è stata effettuata una media fra le rese energetiche dei due impianti. Per la determinazione dei flussi medi di calore netto, si è proceduto in modo analogo. I valori percentuali relativi all'autoconsumo di elettricità e calore, pari rispettivamente al 25% e 10% dell'energia elettrica e termica prodotta, sono stati ottenuti facendo una media dei dati primari dei due impianti di riferimento.

Le **emissioni di metano ( $CH_4$ )** provenienti dal digestore anaerobico, sono state stimate considerando una perdita di biogas pari all'1% del totale prodotto, in accordo con i dati di letteratura (Lijó et al., 2014), e supponendo un contenuto medio di metano, nel biogas, pari al 55% (Busato, 2020; Reichhalter et al., 2011).

Le **emissioni dal cogeneratore** sono state ricavate dal foglio di lavoro "Non industrial" del documento "EF combustion 2019" di ISPRA (ISPRA, 2019). In particolare, per le Classi 1 e 2, sono stati utilizzati i valori corrispondenti alle emissioni associate alla produzione di energia da biogas, in impianti con potenza inferiore a 50 MW, impiegati nel settore agricolo-industriale. Per la Classe 3, invece, sono stati impiegati i valori delle emissioni associate alla produzione di energia

---

<sup>2</sup> [Biogas Biomasse utilizzabili per la produzione di biogas: disponibilità e rese energetiche: https://www.nextville.it/index/559](https://www.nextville.it/index/559) (ultimo accesso settembre 2023)

da biogas, in impianti con potenza inferiore a 50 MW, impiegati nel settore di gestione di rifiuti e acque reflue.

### Valutazione degli impatti ed interpretazione dei risultati

Gli impatti caratterizzati, relativi alla produzione di 1 kWh elettrico da biogas in Italia, sono riportati in Tabella 6. Oltre agli impatti totali su ciascuna categoria esaminata, sono riportati anche i contributi percentuali delle tre Classi (CL1, CL2 e CL3) di produzione energetica che costituiscono il dataset per la produzione italiana di 1 kWh elettrico da biogas (*Electricity from biogas, IT mix, Anaerobic digestion and cogeneration, at plant*).

Categoria di impatto	Unità	Abbreviaz.	Totale	CL1	CL2	CL3
Climate change	kg CO2 eq	CC	9,61E-01	15%	81%	4%
Ozone depletion	kg CFC11 eq	OD	4,96E-08	15%	83%	2%
Ionising radiation	kBq U-235 eq	IR	2,54E-02	15%	83%	2%
Photochemical ozone formation	kg NMVOC eq	POD	1,03E-02	20%	63%	18%
Particulate matter	disease inc.	OPM	1,19E-07	17%	76%	7%
Human toxicity, non-cancer	CTUh	HTnon-c	1,88E-08	16%	83%	1%
Human toxicity, cancer	CTUh	HTc	6,49E-10	15%	84%	1%
Acidification	mol H+ eq	AC	1,09E-02	16%	83%	1%
Eutrophication, freshwater	kg P eq	EUf	3,23E-04	15%	85%	0%
Eutrophication, marine	kg N eq	Eut	1,10E-02	17%	77%	6%
Eutrophication, terrestrial	mol N eq	EUf	4,96E-02	17%	78%	5%
Ecotoxicity, freshwater	CTUe	ECT	8,03E+01	15%	85%	0%
Land use	Pt	LU	7,85E+01	13%	87%	0%
Water use	m3 depriv.	WU	9,70E+00	14%	86%	0%
Resource use, fossils	MJ	RDF	6,26E+00	15%	84%	2%
Resource use, minerals and metals	kg Sb eq	RDm	5,32E-06	15%	84%	2%
Climate change - Fossil	kg CO2 eq	CCf	7,83E-01	15%	84%	1%
Climate change - Biogenic	kg CO2 eq	CCb	1,63E-01	13%	68%	18%
Climate change - Land use and LU change	kg CO2 eq	Cclu	1,49E-02	28%	72%	0%
Human toxicity, non-cancer - organics	CTUh	HTnon-c-o	2,46E-09	15%	83%	2%
Human toxicity, non-cancer - inorganics	CTUh	HTnon-c-i	5,33E-09	18%	72%	10%
Human toxicity, non-cancer - metals	CTUh	HTnon-c-m	1,33E-08	17%	83%	1%
Human toxicity, cancer - organics	CTUh	HTc-o	2,72E-10	15%	84%	1%
Human toxicity, cancer - inorganics	CTUh	HTc-i	7,31E-23	4%	93%	3%
Human toxicity, cancer - metals	CTUh	HTc-m	3,77E-10	16%	83%	1%
Ecotoxicity, freshwater - organics	CTUe	ECT-o	2,07E+01	15%	85%	0%
Ecotoxicity, freshwater - inorganics	CTUe	ECT-i	9,51E+00	15%	85%	0%
Ecotoxicity, freshwater - metals	CTUe	ECT-m	5,01E+01	15%	85%	0%

Tabella 6. Impatti caratterizzati calcolati per 1 kWh elettrico da biogas in Italia (unità funzionale): impatti totali (valori assoluti) e impatti suddivisi per ciascuna classe (valori percentuali): 1-700 kW (CL1), 701-1700 kW (CL2) e produzione di energia da biogas derivante da rifiuti e fanghi (CL3).

I risultati mostrano che l'impatto maggiore è dovuto a CL2 (701-1700 kW) che contribuisce per il 60% alla produzione di 1 kWh elettrico da biogas: in particolare, CL2 impatta su HTc-i per il 93%. Per quanto concerne CL1, gli impatti generati variano tra il 4% in HTc-i e il 28% in Cclu, mentre per CL3 il range di impatti varia da 0%, in alcune categorie, a 18% in CCb.

I risultati della caratterizzazione per le classi CL1 e CL2 indicano, come più impattante, la fase di approvvigionamento della biomassa. In particolare, è la produzione del mais che apporta l'impatto maggiore (44%, per CL1, e 46%, per CL2), in quasi tutte le categorie esaminate (eccetto nella *Human toxicity, non-cancer – metals*, dove l'impatto maggiore, pari al 26%, per CL1, e al 25%, per CL2, deriva dalla produzione della segale). Altri impatti rilevanti sono associati alle emissioni locali (13%, per CL1, e 10%, per CL2) e, solo per CL1, all'impiantistica (5%). Invece, gli impatti del trasporto e del lubrificante, utilizzato nell'impianto di cogenerazione, sono considerati trascurabili. Per la classe CL3 (Figura 18), la fase di approvvigionamento della biomassa (rifiuti e fanghi) segue un approccio "zero burden". Pertanto, in questo caso, l'impatto generato dall'impiantistica rappresenta il maggiore contributo, con un picco del 100% nella categoria HTc-i (contributo medio su tutte le categorie investigate pari al 35%). Seguono l'impatto delle emissioni locali, con un valore medio, su tutte le categorie investigate, del 33%, e quello del trasporto, con un valore medio del 30%. L'impatto del lubrificante riveste, ancora una volta, un ruolo marginale.

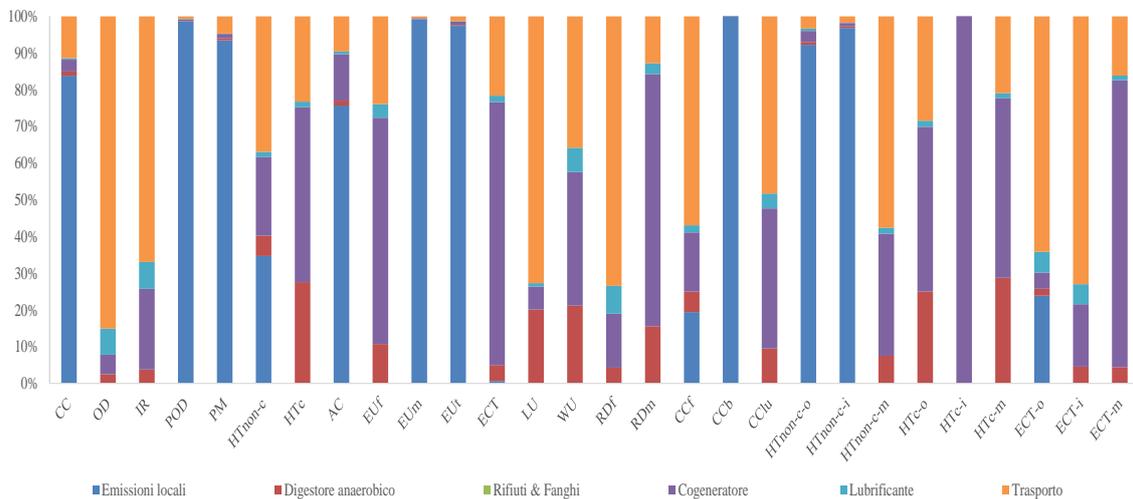


Figura 18. Contributo percentuale di ciascun input della classe CL3 (produzione di energia da biogas derivante da rifiuti e fanghi) alla produzione di 1 kWh elettrico da biogas

In Figura 19, sono riportati i risultati della normalizzazione per la produzione di un 1 kWh di elettricità da biogas, in Italia. La categoria più impattata è la Ecotoxicity, freshwater (ECT), con un valore di impatto normalizzato di 1,88E-03. Tale risultato è ascrivibile all'utilizzo di fertilizzante (cloruro di potassio), durante la fase di coltivazione della biomassa, associata ai processi CL1 (1-700 kW) e CL2 (701-1700 kW). La seconda categoria più impattata è la Water use (WU), mentre la terza è la Eutrophication, marine (EUm). Per la Water use (WU), l'impatto (8,46E-04) è totalmente dovuto all'irrigazione delle colture dedicate alla produzione di biomassa per scopi energetici (fase di coltivazione della biomassa, relativa alle classi CL1 e CL2). Pertanto, i flussi elementari più rilevanti, per le categorie più impattate, risultano tutti correlati alla fase di produzione delle biomasse dedicate e sono il cloruro di potassio, utilizzato come fertilizzante, e l'acqua per l'irrigazione. I risultati della normalizzazione confermano quanto riscontrato in fase

di caratterizzazione, evidenziando l'elevato impatto della fase di coltivazione delle biomasse dedicate, in particolare per la produzione di mais e segale.

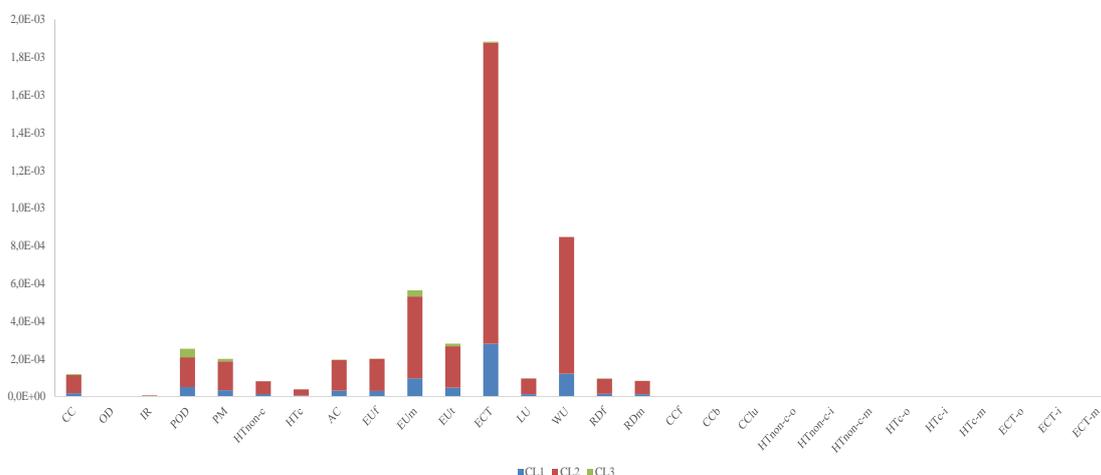


Figura 19. Impatti normalizzati per la produzione di 1 kWh elettrico da biogas, in Italia

L'analisi (normalizzazione) focalizzata sulle classi CL1 (1-700 kW) e CL2 (701-1700 kW), mostra, in entrambi i casi, un impatto elevato sulla categoria Ecotoxicity, freshwater (ECT), a causa dell'utilizzo di fertilizzanti nella fase di coltivazione della biomassa. In particolare, la produzione di mais e di segale si confermano come i processi più impattanti. Per le altre categorie maggiormente impattate, in particolare per la Water Use (WU) e la Eutrophication, marine (EUm), gli impatti possono essere attribuiti principalmente alla produzione delle colture dedicate con le relative emissioni locali. Nel caso della classe CL3, i risultati della normalizzazione mostrano che la categoria più rilevante è la Photochemical ozone formation (POD), seguita da Eutrophication, marine (EUm), Eutrophication, terrestrial (EUt) e Particulate matter (PM). L'impatto per tali categorie è ascrivibile quasi totalmente (93% - 99%) alle emissioni in aria, derivanti dagli impianti di digestione anaerobica e cogenerazione.

Inoltre, dalla pesatura (metodo EF 3.0) del processo di produzione di un 1 kWh di elettricità da biogas, in Italia, emerge che la categoria con il peso maggiore è la Water use (WU), seguita da Ecotoxicity, freshwater (ECT) e Climate change (CC). Il carico ambientale della categoria WU è associato al consumo di acqua per l'irrigazione delle colture dedicate ed è determinato, per l'86%, dalla classe CL2 e, per il 14%, dalla classe CL1. Per quanto riguarda la ECT, il contributo maggiore è dovuto all'utilizzo di fertilizzanti nella fase di coltivazione delle biomasse mentre, per il CC, l'impatto deriva dalla fase di produzione ed essiccazione delle biomasse da colture dedicate, oltre che dalle emissioni locali.

Infine, il confronto dei sistemi con e senza allocazione tra i co-prodotti (elettricità e calore), fatto allo scopo di testare la sensibilità dell'analisi, ha dimostrato una variazione contenuta degli impatti (in media del 22%).

## Conclusioni

Questo lavoro descrive la costruzione del dataset relativo alla filiera di produzione di energia elettrica da biogas, in Italia, da inserire nel dataset del mix elettrico italiano. Il dataset inerente alla produzione italiana di elettricità da biogas è costituito da 3 dataset (CL1, CL2, e CL3) che sono stati costruiti sulla base di dati sia primari che secondari. I dati primari provengono da impianti di trattamento considerati rappresentativi della situazione media in Italia.

I risultati ottenuti dall'analisi LCA del dataset relativo alla filiera di produzione di 1 kWh di energia elettrica da biogas, in Italia, mostrano che i principali hotspot sono i processi unitari di produzione di elettricità da biomasse agricole e deiezioni animali (CL1 e CL2). In particolare, la classe energetica con potenza nominale elettrica 701-1700 kW (CL2) contribuisce, da sola, agli impatti totali, per circa l'80% in media, su tutte le categorie d'impatto investigate. Sia per CL1 che per CL2, la fase più impattante risulta essere quella di approvvigionamento delle biomasse da colture dedicate. In particolare, è la produzione di mais che genera il maggiore impatto in quasi tutte le categorie esaminate. Anche le emissioni locali, legate alla fase di trattamento (digestione anaerobica e cogenerazione), contribuiscono agli impatti generati, in maniera rilevante (13% per la CL1 e 10% per la CL2) mentre l'impiantistica e il trasporto delle biomasse mostrano impatti quasi trascurabili. Per la classe CL3, invece, poiché si considerano solo biomasse di scarto, trattate con approccio "zero burden", il contributo delle infrastrutture (37%), delle emissioni locali (33%) e del trasporto (30%) diventa predominante.

La normalizzazione e la pesatura del processo di produzione di 1 kWh di energia elettrica da biogas, in Italia, indicano gli impatti maggiori rispettivamente per le categorie di Ecotoxicity, freshwater (ECT) e Water use (WU), dovuti all'utilizzo di fertilizzanti (cloruro di potassio) e di acqua per l'irrigazione, nella fase di produzione delle colture dedicate.

I risultati di questo studio sono perfettamente in linea con l'orientamento della comunità scientifica internazionale che negli ultimi anni ha sottolineato la necessità di privilegiare le biomasse di scarto rispetto a quelle da colture dedicate per la produzione di energia.

L'affidabilità degli studi LCA è strettamente legata alla qualità dei dati raccolti. In questo studio i dati utilizzati per le tre classi energetiche (CL1, CL2 e CL3), pur essendo per lo più dati primari, presentano il limite di non essere riferiti all'ultimo triennio. Inoltre, se per le biomasse di origine agricola (CL1 e CL2), il numero di aziende di riferimento (31) è un campione consistente sul territorio nazionale, nel caso di rifiuti e fanghi (CL3), i dati a disposizione si limitano a due soli impianti, nel Nord Italia. Tuttavia, poiché il contributo alla produzione di energia elettrica da biogas derivante da biomasse di origine non agricola è limitato (18%), si ritiene che lo studio effettuato sia comunque rappresentativo della filiera.

Il dataset sviluppato può essere utilizzato come fonte di dati rappresentativi del contesto italiano per realizzare studi di LCA.

## Bibliografia

Biogas barometer – EurObserv'ER – December 2020: <https://www.eurobserv-er.org/biogas-barometer-2020/> (ultimo accesso a Settembre 2023)

- Busato Jacopo, 2020. Tesi di laurea: Analisi LCA del biogas prodotto da un mix agro-zootecnico in un'azienda del settore agricolo, considerando diversi utilizzi finali. Link: [http://tesi.cab.unipd.it/64467/1/Busato\\_Jacopo\\_1177891.pdf](http://tesi.cab.unipd.it/64467/1/Busato_Jacopo_1177891.pdf)
- Carrosio, G., 2012 La diffusione degli impianti per la produzione di energia da biogas agricolo in Italia: una storia di isomorfismo istituzionale. Studi Organizzativi, n.2, pp. 9-26.
- Ekvall T, Assefa G, Björklund A, Eriksson O, Finnveden G., 2007. What life-cycle assessment does and does not do in assessments of waste management. Waste Management (Oxford). 27, 989–996.
- Enama, 2015. Link: <https://www.progettobiomasse.it> (ultimo accesso, dicembre 2021).
- Fiper, 2018. Quaderno CMA, Strategia 2024. BIOGAS: driver per la filiera agroalimentare. Link: <https://www.monvisoenergia.it/2019/02/22/libro-strategia-2024-cma/> (ultimo accesso, ottobre 2021).
- GSE (Gestore Servizi Energetici), 2021. Rapporto Statistico 2019 sulle fonti rinnovabili. [https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Rapporto%20Statistico%20GSE%20-%20FER%202019.pdf](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Rapporto%20Statistico%20GSE%20-%20FER%202019.pdf) (ultimo accesso: settembre 2023).
- Herambiente, 2020. Dichiarazione ambientale 2020 relativa al Complesso Impiantistico Via Traversagno 30, Località Voltana, Lugo (RA). <https://ha.gruppohera.it/documents/28896471/35456108/complesso-impiantistico-via-traversagno-30-loc-voltana-lugo-ra-herambiente/26060d36-d717-646e-8dd3-d6713d1a6ed0?t=1676890061232> (ultimo accesso: settembre 2023).
- ISPRA, 2019. <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/fattori-di-emissione-per-le-sorgenti-di-combustione-stazionarie-in-italia/view> (ultimo accesso: ottobre 2021).
- Jungbluth, N., Chudacoff, M., Dauriat, A., Dinkel, F., Doka, G., Faist Emmenegger, M., Gnansounou, E., Kljun, N., Schleiss, K., Spielmann, M., Stettler, C., Sutter, J. 2007: *Life Cycle Inventories of Bioenergy. ecoinvent report No. 17*, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH LEGAMBIENTE, 2021. Comunità rinnovabili. Link: <https://www.comunirinnovabili.it/wp-content/uploads/2021/05/CR2021-1.pdf>. (ultimo accesso, ottobre 2021).
- Lijó L., González-García S., Bacenetti J., Fiala M., Feijoo G., Lema J. M., Moreira M.T., 2014. Life Cycle Assessment of electricity production in Italy from anaerobic co-digestion of pig slurry and energy crops. Renewable Energy 68, 625-635.
- Reichhalter H., Bozzo A., Dal Savio S., Guerra T., 2011. Analisi energetica, ambientale ed economica di impianti a biogas in Provincia di Bolzano – Relazione conclusiva. [http://www.provincia.bz.it/agricoltura/download/Bilancio\\_ecologico\\_di\\_impianti\\_a\\_biogas.pdf](http://www.provincia.bz.it/agricoltura/download/Bilancio_ecologico_di_impianti_a_biogas.pdf) (ultimo accesso: settembre 2023).
- Wernet et al., 2016. Wernet B., Bauer G., Steubing C., Reinhard B., Moreno-Ruiz J., and Weidema E., 2016. “The ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology,” Int. J. Life Cycle Assess. <https://doi.org/10.1007/s11367-016-1087-8>

Zampori e Pant, LU, 2019. Zampori, L. and Pant, R., Suggestions for updating the Product Environmental Footprint (PEF) method, EUR 29682 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2019, ISBN 978-92-76-00654-1, doi:10.2760/424613, JRC115959.



## La filiera italiana delle biomasse solide per la produzione di energia elettrica

Autori:

Gabriella Fiorentino<sup>1</sup>, Amalia Zucaro<sup>1</sup>, Antonietta Cerbone<sup>1</sup>, Alessandro Giocoli<sup>2</sup>,  
Vincenzo Motola<sup>2</sup>, Giuliana Ansanelli<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ENEA, Dipartimento Sostenibilità, circolarità e adattamento al cambiamento climatico dei Sistemi Produttivi e Territoriali

<sup>2</sup> ENEA, Dipartimento Tecnologie Energetiche e Fonti Rinnovabili

*Revisione critica interna:* Flavio Scrucca - ENEA, Dipartimento Sostenibilità, circolarità e adattamento al cambiamento climatico dei Sistemi Produttivi e Territoriali



## Sommario

Introduzione.....	46
Obiettivi e campo di applicazione dello studio.....	48
Analisi di Inventario .....	50
Valutazione degli impatti ed interpretazione dei risultati.....	51
Conclusioni.....	55
Bibliografia .....	56

## Introduzione

Le energie da biomasse<sup>3</sup> possono giocare un ruolo di grande importanza nel processo di transizione verso un sistema decarbonizzato, contribuendo a garantire la sicurezza e la continuità delle forniture di energia.

In particolare, le biomasse solide rappresentano una risorsa pulita e rinnovabile di energia, con una buona disponibilità potenziale sul territorio nazionale. Infatti, il nostro Paese possiede un consistente patrimonio forestale che, nel 2018, copriva circa il 36,4% dell'intera superficie nazionale. Purtroppo, questo patrimonio non viene sfruttato in modo ottimale, e i prelievi legnosi sono solo del 18-37% degli accrescimenti annui di biomassa, mentre la media, nell'Europa meridionale, è del 62-67%. Di conseguenza, in Italia, i boschi sono poco curati e, quindi, più soggetti agli incendi nonché meno efficaci nella fissazione della CO<sub>2</sub> e nel contrastare i fenomeni di dissesto idrogeologico (ENEA, 2020).

Nel 2018, l'Italia si è classificata sesta, in Europa, per il consumo di biomassa solida a fini energetici, dopo Germania, Francia, Svezia, Finlandia e Polonia (EurObserv'ER, 2020), con una produzione pari a 8,87 Mtep (milioni di tonnellate di petrolio equivalenti). In particolare, la maggior parte di tale energia (7,4 Mtep) è costituita da calore (Figura 20), prodotto soprattutto dagli impianti domestici (6,9 Mtep) per il riscaldamento invernale. La produzione di elettricità da biomassa solida, invece, si è mantenuta al di sotto di 1,6 Mtep (CNR IIA, 2019).

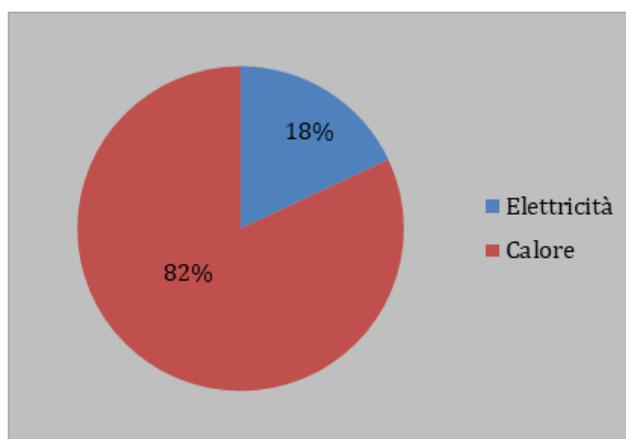


Figura 20. Ripartizione, fra settore termico ed elettrico, dell'energia nazionale da biomassa solida. Fonte: Elaborazione personale

Inoltre, più della metà dell'elettricità generata con biomasse solide è stata prodotta in impianti che non permettono il recupero di calore, portando ad uno spreco di circa il 60% dell'energia primaria della biomassa. Tuttavia, grazie ai recenti investimenti per potenziare le reti di teleriscaldamento (FIPER, 2018), si sta assistendo ad un cambiamento di rotta, con un aumento degli impianti di cogenerazione che consentono il recupero del calore prodotto.

---

<sup>3</sup> La biomassa è definita come la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura (sia sostanze vegetali sia animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, gli sfalci e le potature provenienti dal verde pubblico e privato, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali ed urbani (Decreto Legislativo n. 28 del 3 marzo 2011).

Secondo il GSE (GSE, 2022), tra il 2019 e il 2020, la produzione di energia elettrica da biomasse solide è aumentata di circa il 2,9%, passando da 6609 GWh, nel 2019, a 6800 GWh, nel 2020 (GSE, 2022). In particolare, dei 6800 GWh prodotti nel 2020, il 35% proviene dalle biomasse dei Rifiuti Solidi Urbani (RSU), mentre il restante è generato dalle biomasse di origine forestale, agricola e agroindustriale, che complessivamente sono indicate, in questo lavoro, come “altre biomasse” (Tabella 7). Dal punto di vista geografico, nel 2020 il contributo più significativo alla produzione elettrica nazionale tramite biomasse da RSU è stato fornito dalla Lombardia (37,4%), seguita dall'Emilia-Romagna (15,8%). Tra le regioni centrali, si è distinto il Lazio, con un contributo del 5,7%, mentre tra le regioni meridionali, è prevalsa la Campania (14,6%). Relativamente all'elettricità ottenuta da “altre biomasse”, nel 2020, la produttività più elevata è stata registrata nel Nord Italia, con contributi rispettivamente del 16,6%, 10,2% e 9,9% da parte di Emilia-Romagna, Piemonte e Veneto. Nel Centro Italia, Lazio e Umbria si sono attestate intorno al 2%, mentre tra le regioni meridionali si è distinta la Calabria, col contributo più elevato (27,1%) a livello nazionale (GSE, 2022).

	<b>Biomasse da RSU<sup>(a)</sup></b>	<b>Altre biomasse<sup>(b)</sup></b>
<b>N. impianti</b>		
<b>2019</b>	60	410
<b>2020</b>	61	403
<b>Potenza (MW)</b>		
<b>2019</b>	899.1	782.9
<b>2020</b>	907.3	780.9
<b>Produzione elettrica (GWh)</b>		
<b>2019</b>	2412,2	4196,7
<b>2020</b>	2379,5	4420,5

Tabella 7. Numero e potenza impianti, produzione di energia elettrica da biomasse solide (dati GSE, 2022). (a) RSU: Rifiuti Solidi Urbani; (b): Altre biomasse: biomasse di origine forestale, agricola e agroindustriale.

Nel 2021, in Italia, sono stati investiti circa 50 milioni di euro in nuovi impianti di produzione di energia elettrica da biomasse solide, con un valore aggiunto di 256 milioni di euro e la generazione di 6308 posti di lavoro, fra lavoratori diretti e dell'indotto (MITE, 2022).

Le filiere energetiche delle biomasse solide possono rappresentare anche un'opportunità di salvaguardia e sviluppo di contesti fragili, come quelli agricoli e forestali. Infatti, la valorizzazione energetica delle biomasse può contribuire a mettere in sicurezza porzioni di territorio, altrimenti destinate al degrado e al progressivo abbandono, nonché favorire lo sviluppo di competenze specialistiche. Ad esempio, lo sfruttamento sostenibile delle risorse forestali consente di mantenere i boschi in uno stato ottimale e di minimizzare i rischi di incendi e dissesto idrogeologico. Anche dal punto di vista economico, lo sfruttamento delle biomasse a fini energetici risulta vantaggioso, perché consente di ridurre le spese correnti e favorire nuove catene del valore (Fiper, 2015). Per esempio, la segatura, un residuo di prima lavorazione, può essere valorizzata come materia prima per la produzione di pellet (Fiper, 2015), acquisendo così un valore di mercato. Anche le potature del verde pubblico, anziché essere smaltite come rifiuti, comportando un costo per la Pubblica Amministrazione, possono essere valorizzate come combustibili per la produzione di energia. Si stima che, a livello nazionale, il quantitativo disponibile di potature del verde urbano si attesti intorno ai 3-4 milioni di tonnellate/anno, con

un costo di smaltimento di circa 180-240 milioni di euro. Se, invece, il verde urbano fosse valorizzato energeticamente, si potrebbero ricavare circa 80-120 milioni di euro per tonnellata di biomassa, con un beneficio economico complessivo, per l'Amministrazione Pubblica, compreso tra 260 e 360 milioni di euro/anno (Fiper, 2015).

Questo lavoro è stato realizzato nell'ambito del progetto Arcadia - approccio ciclo di vita nei contratti pubblici e banca dati italiana LCA, finanziato dal PON Governance e Capacità Istituzionali 2014-2020, e descrive lo sviluppo del dataset relativo alla filiera italiana di produzione di energia elettrica da biomasse solide, da inserire nel dataset del mix elettrico italiano della Banca Dati Italiana di LCA (BDI-LCA), prevista dal progetto. Inoltre, il presente lavoro fornisce una valutazione, in accordo con le norme ISO 14040-44/2006, dei potenziali impatti ambientali della filiera di produzione di energia elettrica da biomasse solide, in Italia.

### **Obiettivi e campo di applicazione dello studio**

Gli obiettivi dello studio LCA di filiera sono:

- realizzare il dataset *"Produzione di 1 kWh di elettricità da biomasse solide"*, riferito al contesto italiano. Lo scopo è incrementare i dataset relativi al settore energetico, presenti nella Banca Dati Italiana di LCA di Arcadia, per consentire ad altri utenti (pubblica amministrazione, imprese, associazioni di categoria, progettisti, ONG e università/ricerca) di utilizzarli in ambito di studi LCA e di valutazioni di sostenibilità.
- Rendere disponibili dati di inventario e di impatto ambientale sul prodotto oggetto dello studio (servizi energetici) per valutazioni in ambito Green Public Procurement (GPP), in particolare a supporto dell'introduzione di criteri connessi a LCA e LCC, nelle procedure di acquisto.
- Sviluppare il report tecnico dello studio LCA di filiera, reso disponibile sul sito di Arcadia nella pagina dedicata (<https://www.arcadia.enea.it/settori-di-intervento/energia.html>), che comprende una descrizione del settore dal punto di vista ambientale e socio-economico e gli step dello studio LCA, in accordo con le norme ISO 14040-44. Scopo del documento è: sia fornire una descrizione dettagliata dello studio effettuato, del gruppo di lavoro e dei dati utilizzati per lo sviluppo del dataset e dei risultati di impatto ambientale, sia costituire una guida per le imprese del settore che vogliono intraprendere un proprio studio LCA.

La funzione del sistema è la produzione di 1 kWh di energia elettrica da biomasse solide, in Italia. L'unità funzionale è la produzione di 1 kWh elettrico da biomasse solide, in Italia.

In Figura 21, sono rappresentati i confini del sistema investigato.

I dati raccolti per la costruzione della Banca Dati Italiana (BDI) LCA della filiera energetica delle biomasse solide sono relativi all'energia prodotta esclusivamente dalle biomasse solide di scarto (materiale residuale da filiera forestale, agro-industriale e agricola o scarti dell'industria di prima o seconda lavorazione del legno e biomasse da RSU). In questo studio LCA è stato applicato l'approccio "zero burden", ossia non è stato considerato il carico ambientale del processo che genera lo scarto, in accordo con la letteratura di settore (Clift et al., 2000; Ekvall et al., 2007;

Nakatani, 2014). Di conseguenza, i confini del sistema, secondo un approccio *gate-to-gate* (dal cancello al cancello), includono il trasporto delle biomasse residuali o di scarto (RSU) presso gli impianti di conversione ed i processi di trasformazione delle biomasse in energia.

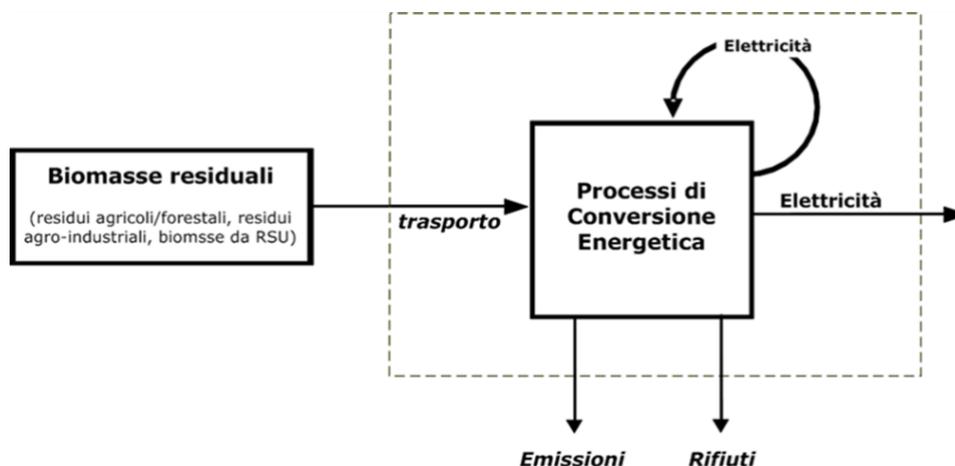


Figura 21. Confini del sistema per le biomasse di scarto, “dal cancello al cancello” (approccio “zero burden”)

È esclusa, dai confini del sistema, la produzione di macchinari ed infrastrutture (e i relativi rifiuti di manutenzione), con l’eccezione di quelli già contenuti nei dataset di Ecoinvent 3.7.1 (Wernet et al., 2016), utilizzati per modellare i dati di background.

In un’ottica di rappresentatività geografica e tecnologica, si è fatto riferimento a tecnologie e processi medi, sia nazionali che europei e globali (in base a necessità e disponibilità), presenti nel database di Ecoinvent (v. 3.7.1).

La scelta dei confini del sistema, effettuata in questo studio, è ritenuta rilevante per le attività delle aziende italiane che producono elettricità da biomasse solide.

Lo studio ha previsto lo sviluppo di tre dataset:

- (i) *Electricity from solid biomass\_CL1\_other biomass*, relativo alla produzione di energia elettrica da “altre biomasse solide”, in Italia. Col termine “altre biomasse solide” si intendono esclusivamente le biomasse solide residuali provenienti dai comparti forestale, agricolo ed agroindustriale, che costituiscono la principale fonte di biomasse solide impiegate per produrre elettricità, in Italia (EBS, 2020).
- (ii) *Electricity from solid biomass\_CL2\_biomass from MSW*, riferito alla produzione di energia elettrica dalle biomasse derivanti dai rifiuti solidi urbani (RSU), in Italia;
- (iii) *1kWh Electricity from solid biomass IT mix*, relativo alla produzione di 1 kWh elettrico da biomasse solide, in Italia, ottenuto combinando i due processi unitari CL1 (65%) e CL2 (35%), in base ai dati del GSE (GSE, 2022) sulla produzione di elettricità da biomasse solide, nel 2020.

Dai dati primari raccolti è emerso che, nella maggior parte degli impianti italiani, viene recuperata solo l'energia elettrica, con conseguente perdita di energia termica. Pertanto, nel modello sviluppato, l'elettricità appare come unico prodotto, mentre il calore è considerato completamente disperso. Inoltre, è stata effettuata un’analisi di sensibilità, mediante

allocazione exergetica, per valutare gli impatti di un processo in cui si producono e recuperano sia l'energia elettrica che quella termica.

L'analisi del ciclo di vita è stata effettuata mediante l'impiego del software SimaPro 9.2.0.1, sulla base del metodo di valutazione degli impatti EF 3.0 (Zampori e Pant, 2019).

### **Analisi di Inventario**

Per la costruzione degli inventari dei processi che generano energia elettrica, a partire da **biomasse solide di origine diversa da RSU ("altre biomasse solide")**, sono stati utilizzati dati primari e secondari. In particolare, i dati primari sono stati forniti da aziende afferenti all'Associazione Energia da Biomasse Solide (EBS), costituita da 15 associati, con 18 impianti distribuiti su tutto il territorio nazionale. In dettaglio, i dati raccolti dalle aziende EBS riguardano:

- provenienza delle biomasse, tipologia di biocombustibile prodotto e consumi annui di biomassa;
- consumi di acqua e produzione di rifiuti;
- caratteristiche degli impianti di cogenerazione, quali la potenza elettrica nominale, la potenza termica recuperabile e l'autoconsumo elettrico dell'impianto;
- quantità di energia elettrica prodotta.

In tutto, sono stati impiegati i dati di 14 aziende (aziende di riferimento), con una potenza elettrica compresa fra 0,99 e 46 MWe. Pertanto, gli impianti di tali aziende ricadono nella fascia di potenza 1-75 MWe che risulta essere rappresentativa di circa il 98%<sup>4</sup> dell'elettricità da "altre biomasse solide", in Italia, in accordo con i dati del portale Atlaimpianti del GSE<sup>5</sup>.

La percentuale media di **autoconsumo elettrico** è pari all'11%, mentre il surplus di elettricità prodotta viene venduto alla rete elettrica nazionale.

Per quanto riguarda il pretrattamento di **cippatura** (processo di chipping), i dati sono stati tratti dallo studio condotto da Scrucca et al. (2021).

Per la costruzione degli inventari dei processi che generano energia elettrica, a partire da **biomasse solide da RSU**, sono stati utilizzati dati relativi a 7 impianti di termovalorizzazione, riportati sul portale di Atlaimpianti<sup>3</sup>.

Nel dettaglio, i dati raccolti riguardano:

- consumi annui di biomassa;
- consumi di acqua;
- tipologia di combustione;
- caratteristiche degli impianti (es. potenza elettrica nominale e autoconsumo di elettricità da parte dell'impianto);

---

<sup>4</sup> Si sottolinea che l'elettricità totale da "altre biomasse solide" è stata determinata considerando solo il 5% dell'energia elettrica prodotta dalla centrale Fiume Santo (SS) (<https://www.epproduzione.com/it/impianti/fiume-santo>), presente sul portale di Atlaimpianti. Infatti, in questo impianto, solo il 5% del combustibile è costituito da biomasse vegetali vergini, mentre il restante è rappresentato da carbone (Dichiarazione Ambientale Fiume Santo, 2021).

<sup>5</sup> <https://www.gse.it/dati-e-scenari/atlaimpianti> (anno 2020)

- quantità di energia elettrica prodotta.

Siccome negli impianti di termovalorizzazione confluiscono tutti i rifiuti urbani (non solo quelli ascrivibili alle biomasse), l'energia da biomassa è stata considerata pari al 51% dell'energia elettrica totale prodotta dagli impianti di termovalorizzazione, in accordo col D.M. 06/07/2012. Gli impianti selezionati ricadono nella fascia 1-70 MWe e rappresentano il 45% della produzione elettrica complessiva degli impianti alimentati da RSU (5.540.882.578 kWh, anno 2020). Il restante 55% proviene da un impianto di Venezia, con potenza elettrica nominale di 640000 kW<sup>6</sup> che non è stato incluso nello studio, per mancanza di dati.

Per le biomasse di origine nazionale (che costituiscono il 90% per la classe CL1 e il 100% per la classe CL2), **la distanza media**, fra il punto di raccolta della biomassa e l'impianto di conversione energetica, è stata ipotizzata pari a 70 km, in accordo con il DM 02/03/2010. Nel caso del processo CL1, per il restante 10% della biomassa totale utilizzata, il flusso del trasporto è stato stimato come segue:

- per l'8% della biomassa (proveniente dall'Europa), è stato considerato un trasporto su gomma, considerando una distanza media europea pari a 543 km<sup>7</sup>;
- per il 2% della biomassa (proveniente da USA e Canada) è stato considerato un trasporto via mare, per una distanza media di 7458,5 km<sup>8</sup>, e poi su gomma, per la distanza media nazionale che è pari a 125 km<sup>5</sup>.

Le **emissioni dal cogeneratore** sono state ottenute dal documento EF combustion 2019 di ISPRA (ISPRA, 2019), foglio di lavoro "Non industrial".

In particolare, per il processo CL1, è stata fatta una media tra i valori corrispondenti alle emissioni associate alla produzione di energia da biomasse solide, in impianti di combustione con potenza inferiore a 50 MW, impiegati nel settore agricolo-forestale, e i valori corrispondenti alle emissioni associate alla produzione di energia da legno e similari, in impianti di combustione con potenza inferiore a 50 MW, impiegati nel settore commerciale e istituzionale. Per il processo CL2, sono stati impiegati i valori corrispondenti alle emissioni in aria associate alla produzione di energia da rifiuti municipali e biomasse, in impianti di combustione commerciali e istituzionali nonché in impianti residenziali, con potenza inferiore a 50 MW.

Per le emissioni in acqua, invece, si è fatto riferimento al processo del database Ecolnvent v. 3.7.1 (*Biomaste {GLO} treatment of biomaste, municipal incineration* | *Cut-off, U*).

### **Valutazione degli impatti ed interpretazione dei risultati**

Gli **impatti caratterizzati**, relativi alla produzione di 1 kWh elettrico da biomasse solide in Italia, sono riportati in Tabella 8. Oltre agli impatti totali su ciascuna categoria esaminata, sono riportati anche i contributi percentuali delle due Classi (CL1 e CL2) di produzione energetica che

---

<sup>6</sup> <https://www.gse.it/dati-e-scenari/atlainpianti> (anno 2020)

<sup>7</sup> <https://www.continental-pneumatici.it/truck-autobus/press/news/la-distanza-media-nel-2018>

<sup>8</sup> <https://www.searates.com/services/distances-time/>

costituiscono il dataset per la produzione italiana di 1 kWh elettrico da biomasse solide (*1kWh Electricity from solid biomass IT mix*).

Categorie d'impatto	Abbreviaz.	Unità	Totale	CL1	CL2
Climate change	CC	kg CO <sub>2</sub> eq	7,10E-02	5,38E-02	1,71E-02
Ozone depletion	OD	kg CFC11 eq	1,16E-08	9,69E-09	1,90E-09
Ionising radiation	IR	kBq U-235 eq	2,17E-03	1,55E-03	6,19E-04
Photochemical ozone formation	POD	kg NMVOC eq	1,53E-03	1,49E-03	3,79E-05
Particulate matter	PM	disease inc.	2,47E-07	2,46E-07	6,34E-10
Human toxicity, non-cancer	HTnon-c	CTUh	3,72E-09	2,00E-09	1,71E-09
Human toxicity, cancer	HTc	CTUh	8,88E-10	8,45E-10	4,39E-11
Acidification	AC	mol H+ eq	1,68E-04	1,25E-04	4,33E-05
Eutrophication, freshwater	EUF	kg P eq	2,46E-05	1,84E-06	2,28E-05
Eutrophication, marine	EUM	kg N eq	1,13E-04	8,34E-05	2,91E-05
Eutrophication, terrestrial	EUT	mol N eq	7,16E-04	5,97E-04	1,19E-04
Ecotoxicity, freshwater	ECT	CTUe	1,07E+00	2,79E-01	7,90E-01
Land use	LU	Pt	3,43E-01	2,14E-01	1,29E-01
Water use	WU	m <sup>3</sup> depriv.	8,56E-02	4,91E-02	3,65E-02
Resource use, fossils	RDF	MJ	4,77E-01	3,23E-01	1,55E-01
Resource use, minerals and metals	RDm	kg Sb eq	1,13E-07	7,02E-08	4,28E-08
Climate change - Fossil	CCf	kg CO <sub>2</sub> eq	4,52E-02	2,83E-02	1,69E-02
Climate change - Biogenic	CCb	kg CO <sub>2</sub> eq	2,57E-02	2,55E-02	2,50E-04
Climate change - Land use and LU	CCLu	kg CO <sub>2</sub> eq	1,03E-05	6,04E-06	4,27E-06
Human toxicity, non-cancer - organics	HTnon-c-o	CTUh	1,26E-10	1,22E-10	4,06E-12
Human toxicity, non-cancer - inorganics	HTnon-c-i	CTUh	1,19E-08	1,18E-08	1,05E-10
Human toxicity, non-cancer - metals	HTnon-c-m	CTUh	3,44E-09	1,83E-09	1,61E-09
Human toxicity, cancer - organics	HTc-o	CTUh	8,12E-10	8,07E-10	4,75E-12
Human toxicity, cancer - inorganics	HTc-i	CTUh	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Human toxicity, cancer - metals	HTc-m	CTUh	7,63E-11	3,72E-11	3,91E-11
Ecotoxicity, freshwater - organics	ECT-o	CTUe	3,49E-02	2,97E-02	5,24E-03
Ecotoxicity, freshwater - inorganics	ECT-i	CTUe	4,69E-01	6,08E-02	4,08E-01
Ecotoxicity, freshwater - metals	ECT-m	CTUe	5,64E-01	1,88E-01	3,76E-01

*Tabella 8. Impatti caratterizzati calcolati per 1 kWh elettrico da biomasse solide in Italia (unità funzionale): impatti totali e impatti suddivisi per ciascun processo.*

I risultati mostrano che l'impatto maggiore è generato dal processo CL1, che contribuisce per il 65% alla produzione di 1 kWh elettrico da biomasse solide. In particolare, la classe CL1 ha un impatto maggiore della CL2 in tutte le categorie d'impatto, fatta eccezione per Euf (93% CL2, 7% CL1), ECT (74% CL2, 26% CL1), HTC-m (51% CL2, 49% CL1), ECT-i (87% CL2, 13% CL1) e ECT-m (67% CL2, 33% CL1).

Nella classe CL1 (Figura 22), il contributo più elevato agli impatti deriva dalle emissioni locali, con picchi del 100% nelle categorie PM, CCb, Htnon-c-i (con un valore medio, su tutte le categorie di impatto, del 48%). A seguire, l'impatto maggiore è dato dalla fase di trasporto della biomassa, con un valore medio su tutte le categorie investigate del 26%, e poi dall'impiantistica (valore medio del 16%). Il processo di cippatura genera impatti fino al 36% (in RDF), con un valore

medio del 9%, su tutte le categorie investigate, mentre gli impatti relativi allo smaltimento dei rifiuti (acque di scarico e rifiuti pericolosi e non pericolosi) possono considerarsi trascurabili (minori dell'1%). La biomassa residua non genera impatti, dato l'approccio "zero burden" adottato.

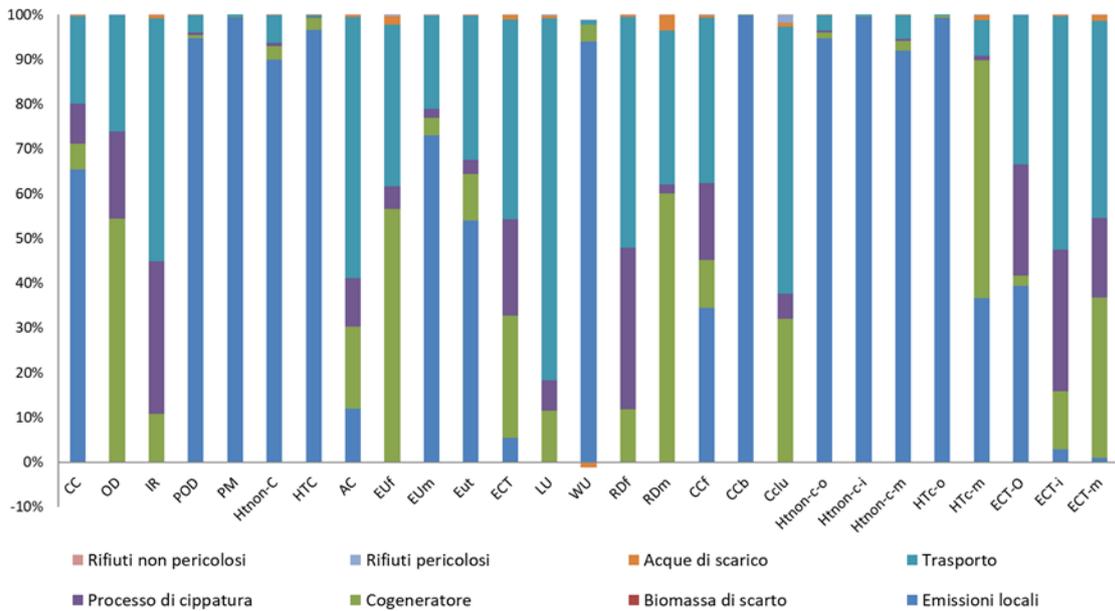


Figura 22. Contributo percentuale di ciascun flusso di input/output agli impatti (caratterizzati) del processo CL1 (energia elettrica da biomasse residuali di provenienza diversa da RSU)

Per CL2 (Figura 23), l'impiantistica è l'input più impattante, con contributi fino al 99%, nella categoria Euf, ed un valore medio del 75%, su tutte le categorie investigate. Segue il trasporto, con un impatto medio del 16%, e le emissioni locali che, sebbene generino un impatto medio dell'8%, contribuiscono rispettivamente per il 90% e per l'81% agli impatti sulle categorie CCb e WU. Anche in questo caso, le biomasse da RSU seguono l'approccio "zero burden" e non generano impatti.

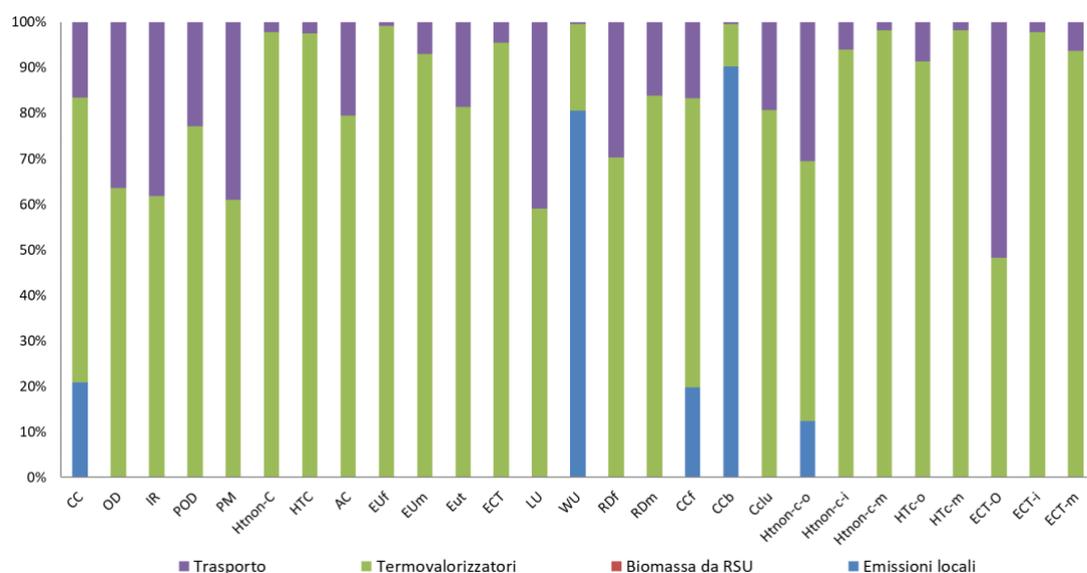


Figura 23. Contributo percentuale di ciascun flusso di input/output agli impatti (caratterizzati) del processo CL2 (energia elettrica da biomasse da RSU)

In Figura 24, sono riportati i risultati della **normalizzazione** per la produzione di un 1 kWh di elettricità da biomasse solide in Italia, a cui contribuisce per il 65% l'energia elettrica prodotta da biomasse residue che hanno provenienza diversa da RSU (CL1) e per il 35% l'energia elettrica prodotta da biomasse da RSU (CL2). La categoria più impattata è la Particulate Matter (PM), con un valore di impatto normalizzato di  $4,14E-4$ , determinato esclusivamente dal processo CL1. Impatti normalizzati rilevanti sono riscontrati anche per la categoria Human toxicity, cancer - HTc ( $5,26E-5$ ) e per la categoria Photochemical ozone formation - POD ( $3,78E-5$ ), dove l'impatto del processo CL1 contribuisce, rispettivamente, per il 95% e 98%.

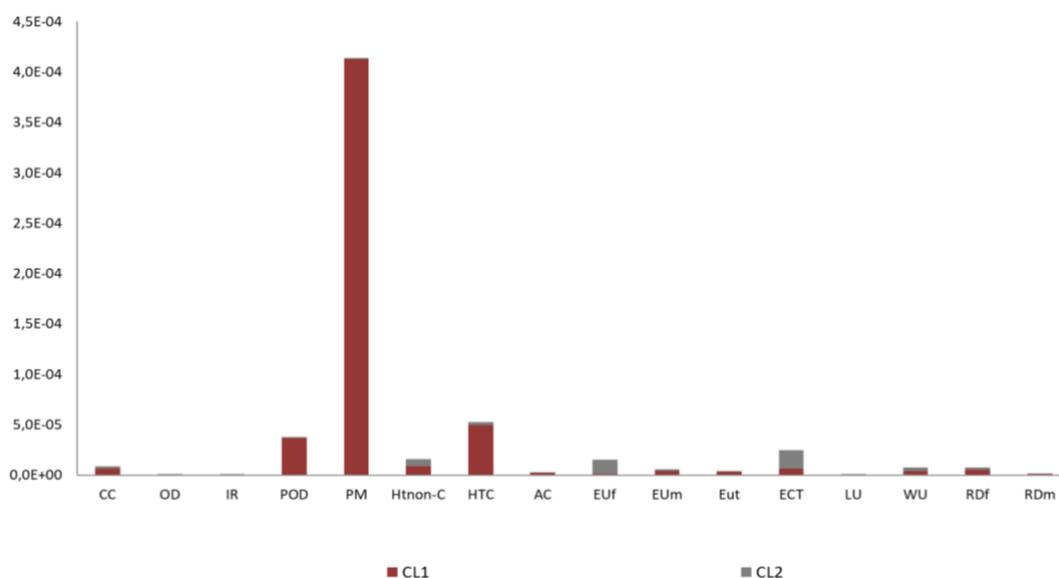


Figura 24. Impatti normalizzati per la produzione di 1 kWh elettrico da biomasse solide in Italia, con i contributi dei processi CL1 e CL2

Anche la normalizzazione per il processo di produzione di energia elettrica da biomasse residuali di provenienza diversa da RSU (CL1) evidenzia un impatto predominante sulla categoria PM, seguito dagli impatti su HTc e POD. Per tutte queste categorie, gli impatti sono quasi totalmente ascrivibili alle emissioni locali. Invece, la normalizzazione per il processo di produzione di energia elettrica da biomasse da RSU (CL2) mostra che, in questo caso, le categorie più impattate sono Ecotoxicity, freshwater (ECT), Eutrophication, freshwater (Euf) e Human toxicity, non-cancer (HTnon-c) e che l'impatto è quasi totalmente ascrivibile all'impianto di cogenerazione.

Infine, la **pesatura** indica che la categoria con il peso maggiore è la Particulate Matter (PM), il cui carico ambientale è totalmente determinato dal processo CL1 (100%). Le altre categorie hanno pesi notevolmente inferiori o trascurabili.

L'analisi di sensibilità, svolta focalizzando l'attenzione sulle scelte metodologiche (allocazione exergetica per la co-produzione di elettricità e calore), ha evidenziato che, recuperando il calore oltre all'elettricità, gli impatti medi su tutte le categorie investigate si riducono di circa il 48%. Pertanto, sarebbe opportuno recuperare e valorizzare il calore co-prodotto, anche in virtù dell'attuale crisi energetica.

## Conclusioni

Questo lavoro descrive la costruzione del dataset relativo alla filiera di produzione di energia elettrica da biomasse solide, in Italia, da inserire nel dataset del mix elettrico italiano. Il dataset inerente alla produzione italiana di elettricità da biomasse solide è costituito dalla combinazione di altri 2 dataset (classi CL1 e CL2), che sono stati costruiti sulla base di dati sia primari che secondari. I dati primari provengono da impianti di trattamento considerati rappresentativi della situazione media, in Italia.

I risultati della caratterizzazione mostrano che il principale hotspot del processo di produzione di 1 kWh di energia elettrica da biomasse solide, in Italia, è il processo unitario di produzione di elettricità da biomasse residuali diverse da RSU (CL1), che, da solo, rappresenta circa il 70% degli impatti su tutte le categorie d'impatto investigate. Nel processo CL1, il flusso maggiormente impattante è rappresentato dalle emissioni locali generate dalla conversione delle biomasse in elettricità, con un contributo medio del 48% sulle categorie investigate. A seguire, il trasporto contribuisce con il 26% in media e, infine, l'impiantistica (impianto di cogenerazione) e il pretrattamento di cippatura apportano un impatto medio rispettivamente del 16% e del 9%. D'altra parte, per quanto riguarda il processo CL2 (elettricità da biomasse derivanti da RSU), il contributo predominante (circa 75%) è quello delle infrastrutture, mentre il trasporto (circa 16%) e le emissioni locali, generate durante la fase di conversione (circa 8%), contribuiscono agli impatti in misura minore.

La normalizzazione e la pesatura indicano che, per il processo CL1, gli impatti maggiori si registrano per la categoria Particulate Matter (PM), a causa delle emissioni locali della fase di conversione energetica delle biomasse. Per il processo CL2, invece, le categorie Ecotoxicity, freshwater (ECT) e Climate change (CC) risultano essere quelle con impatti maggiori, a valle rispettivamente della normalizzazione e della pesatura. Tali impatti sono legati principalmente agli impianti di termovalorizzazione e alle emissioni locali da essi generate.

Infine, l'analisi di sensibilità evidenzia i grandi vantaggi conseguibili attraverso il recupero del calore co-prodotto.

I risultati di questo studio sono perfettamente in linea con l'orientamento della comunità scientifica internazionale che, negli ultimi anni, ha sottolineato la necessità di adeguare gli impianti e le tecnologie, al fine di minimizzare le emissioni e di recuperare il calore prodotto per migliorare l'efficienza dei processi di conversione energetica delle biomasse solide.

L'affidabilità degli studi LCA è strettamente correlata alla qualità dei dati raccolti che, in questo studio, può essere considerata buona. In dettaglio, per il dataset relativo al processo CL1, sono stati usati i dati primari, forniti dall'Associazione Energia da Biomasse Solide (EBS), come medie nazionali; per il dataset riferito al processo CL2, invece, sono stati utilizzati i dati relativi a 7 impianti di termovalorizzazione selezionati, sul portale di Atlaimpianti, in modo da rappresentare la realtà nazionale. L'unica limitazione dello studio è rappresentata dall'assenza di dati primari relativi all'impiantistica ed al trasporto. Ciononostante, tali flussi sono stati opportunamente modellati a partire da dati secondari ricavati da database di settore.

Il dataset sviluppato può essere utilizzato come fonte di dati rappresentativi del contesto italiano per realizzare studi di LCA.

## **Bibliografia**

Clift, R., Doig, A., Finnveden, G., 2000. The application of life cycle assessment to integrated solid waste management. *Process Saf. Environ. Protect.* 78 (4), 279-287.

CNR - IIA, 2019. Manuale tecnico-scientifico a cura di Rotatori M., Di Franco S., Salvatori R., Mosca S. (CONSIGLIO NAZIONALE DELLE RICERCHE, Istituto sull'Inquinamento Atmosferico e-mail: [direzione@iia.cnr.it](mailto:direzione@iia.cnr.it)). Studio sugli effetti ambientali connessi all'impiego della biomassa solida per la produzione di energia elettrica. ISBN 978-88-6224-017-8.

EBS (Energia da Biomasse Solide), 2020. Link: <https://biomasseenergia.eu/> (ultimo accesso, novembre 2022).

Ekvall T, Assefa G, Björklund A, Eriksson O, Finnveden G., 2007. What life-cycle assessment does and does not do in assessments of waste management. *Waste Management (Oxford)*. 27, 989–996.

ENEA, 2020. Considerazioni sullo stato dell'arte e le prospettive di sviluppo delle bioenergie in Italia.

Link:[https://www.camera.it/application/xmanager/projects/leg18/attachments/upload\\_file\\_doc\\_acquisiti/pdfs/000/004/007/Memoria\\_ENEA.pdf](https://www.camera.it/application/xmanager/projects/leg18/attachments/upload_file_doc_acquisiti/pdfs/000/004/007/Memoria_ENEA.pdf) (ultimo accesso, novembre 2022).

EurObserv'ER,2020. BIOFUEL BAROMETER. Link: <file:///C:/Users/Antonella%20Cerbone/Downloads/2020-Baro-Biomasse-Solide-GB-1.pdf> (ultimo accesso, novembre 2022).

FIPER (Federazione di Produttori di Energia da Fonti Rinnovabili), 2015. Biomasse Legnose - Petrolio verde per il teleriscaldamento italiano. Link: <https://www.fiper.it/wp-content/uploads/libroFIPER-biomasse-legnose-petrolio-verde-per-il-teleriscaldamento-italiano.pdf> (ultimo accesso, novembre 2022).

- FIPER (Federazione di Produttori di Energia da Fonti Rinnovabili), 2018. TELERISCALDAMENTO A BIOMASSA: UN INVESTIMENTO PER IL TERRITORIO. Analisi delle ricadute economiche, energetiche e ambientali su scala locale e nazionale. ISBN:9788894343700.
- GSE (Gestore Servizi Energetici), 2022. Rapporto Statistico 2020 sulle fonti rinnovabili. [https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Rapporto%20Statistico%20GSE%20-%20FER%202020.pdf](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Rapporto%20Statistico%20GSE%20-%20FER%202020.pdf) (ultimo accesso, maggio 2022).
- ISPRA, 2019. <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/fattori-di-emissione-per-le-sorgenti-di-combustione-stazionarie-in-italia/view> (ultimo accesso: ottobre 2021).
- MiTE (MINISTERO DELLA TRANSIZIONE ECOLOGICA), 2022. LA SITUAZIONE ENERGETICA NAZIONALE NEL 2021. Luglio 2022. Link: [https://dgsaie.mise.gov.it/pub/sen/relazioni/relazione\\_annuale\\_situazione\\_energetica\\_nazionale\\_dati\\_2021.pdf](https://dgsaie.mise.gov.it/pub/sen/relazioni/relazione_annuale_situazione_energetica_nazionale_dati_2021.pdf) (ultimo accesso, dicembre 2022)
- Nakatani, J., 2014. Life cycle inventory analysis of recycling: mathematical and graphical frameworks. Sustainability 6 (9), 6158
- Scrucca F., Rinaldi C., Morara E., Argnani A., 2021. Report Arcadia “Studio di filiera – Cippato forestale”.
- Wernet et al., 2016. Wernet B., Bauer G., Steubing C., Reinhard B., Moreno-Ruiz J., and Weidema E., 2016. “The ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology,” Int. J. Life Cycle Assess. <https://doi.org/10.1007/s11367-016-1087-8>
- Zampori e Pant, LU, 2019. Zampori, L. and Pant, R., Suggestions for updating the Product Environmental Footprint (PEF) method, EUR 29682 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2019, ISBN 978-92-76-00654-1, doi:10.2760/424613, JRC115959.



## La filiera italiana dei bioliquidi per la produzione di energia elettrica

Autori:

Antonio Picarelli, Gabriella Fiorentino, Amalia Zucaro, Silvia Scaffoni, Tiziana Beltrani

ENEA, Dipartimento Sostenibilità, circolarità e adattamento al cambiamento climatico dei Sistemi Produttivi e Territoriali

*Revisione critica interna:* Giuliana Ansanelli – ENEA, Dipartimento Sostenibilità, circolarità e adattamento al cambiamento climatico dei Sistemi Produttivi e Territoriali



## Sommario

Introduzione.....	60
Obiettivi e campo di applicazione dello studio.....	62
Analisi di Inventario .....	64
Valutazione degli impatti ed interpretazione dei risultati .....	65
Conclusioni.....	67
Bibliografia .....	69

## Introduzione

Il presente documento, realizzato nell'ambito del progetto "Arcadia - approccio ciclo di vita nei contratti pubblici e banca dati italiana LCA" finanziato dal PON Governance e Capacità Istituzionali 2014-2020, descrive la costruzione del dataset relativo alla filiera di produzione di energia elettrica da bioliquidi in Italia, da inserire nel dataset del mix elettrico italiano.

Nel 2020 le fonti rinnovabili di energia (FER) hanno confermato un ruolo da protagonista nel panorama energetico italiano e, tra queste, l'utilizzo dei bioliquidi per fini di produzione di energia elettrica ha visto un lieve decremento (-0,2%) rispetto al 2019 (GSE, 2022).

La potenza efficiente lorda installata da impianti alimentati da bioliquidi si attesta a 966 MW quota, tra le FER, superiore alla sola fonte geotermica. La produzione lorda di energia elettrica da bioliquidi calcolata nel 2020 è pari a 4,7 TWh su un totale di 116,9 TWh da FER, con una disomogenea distribuzione sul territorio nazionale. Nel settore termico l'utilizzo dei bioliquidi è da registrare solo in impianti di cogenerazione (GSE, 2022)

Per quanto riguarda gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da bioliquidi, ne esistono 380, con una potenza installata pari a circa 835.000 kW nel 2019. Si registra un lieve decremento nel 2020, con 371 impianti per una potenza di 826.000 kW, dovuto principalmente alla crescente diffusione del fotovoltaico, che copre il 98,6 % del totale del numero degli impianti da fonti rinnovabili (GSE, 2022).

La taglia degli impianti alimentati da bioliquidi presenta perlopiù una concentrazione maggiore nella fascia da 200 kW ad 1 MW (circa 80%), con una piccola quota per potenze minori di 200 kW e maggiori di 50kW (circa 20%).

I biocombustibili, o bioliquidi, sono per definizione *"i combustibili liquidi per scopi energetici diversi dal trasporto, compresi l'elettricità, il riscaldamento ed il raffreddamento, prodotti a partire dalla biomassa"*. Si tratta, in definitiva, di combustibili liquidi che possono essere utilizzati per la produzione di energia elettrica in alternativa alle fonti fossili e vengono ricavati da biomasse di origine vegetale e animale.

Quelli di origine vegetale sono in maggioranza ottenuti dalla spremitura di semi e piante oleaginose, mediante processi di estrazione. Dal punto di vista chimico, gli oli vegetali sono una miscela di acidi grassi liberi, trigliceridi, glicerolo, composti fosforici e cere. L'ampia Direttiva UE 2018/2001 (EU, 2018), anche nota come Direttiva RED II, dispone che gli Stati membri dovranno raggiungere, entro il 2030, una quota di energia da fonti rinnovabili (FER) nel consumo lordo finale di energia dell'Unione almeno pari al 32 % (art. 1 ed art. 3, par.1) e una quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti almeno pari al 14 % del consumo finale in tale settore (art.25, par.1). La direttiva fissa, inoltre, criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per i biocarburanti, i bioliquidi ed i combustibili da biomassa. (art.29 e 31).

Lo sviluppo di una filiera produttiva di bioliquidi da semi oleaginosi deve rispettare i principi di sostenibilità economica ed ambientale introdotti con la Direttiva Europea 2009/28, oltre a non sottrarre terreni alle colture per la produzione alimentare.

Valutando il consumo nazionale del 2020, oltre il 55% dei bioliquidi impiegati in Italia viene lavorato nel Sud-Est asiatico da materie prime locali. Il 35% dei bioliquidi viene lavorato all'interno dei confini nazionali, in crescita rispetto al 2019 (GSE, 2022).

Nel 2020 l'olio di palma si conferma come la tipologia di bioliquido maggiormente utilizzato, con 602.694 tonnellate consumate (60% sul totale), in diminuzione del 8,5% rispetto al 2019. A seguire, la seconda categoria di bioliquidi più consumati sono gli oli e grassi animali, il cui impiego (161.899 tonnellate) registra una crescita del 18% rispetto all'anno precedente. Inoltre, si rileva un aumento simile, rispetto al 2019 anche nei consumi di olio di soia (+8,1%) e di olio di mais, mentre si riduce il consumo di olio di colza (GSE, 2022).

La filiera di produzione dei bioliquidi prevede le seguenti fasi:

- coltivazione (coltivazione, raccolta, trasporto e stoccaggio);
- pretrattamento (pulitura, essiccazione e stoccaggio);
- trasformazione (estrazione meccanica e/o chimica, suddivisione dei prodotti ottenuti);
- utilizzo.

Gli aspetti socio-economici della filiera di produzione dei bioliquidi possono essere affrontati su differenti scale, partendo da quella locale e fino a quella globale.

La materia prima da cui sono prodotti gli oli vegetali puri (OVP), i semi oleaginosi, hanno un duplice mercato, alimentare e per la produzione energetica, sia essa connessa alla produzione elettrica e/o ai trasporti (miscelazione con biodiesel). Tali mercati si sovrappongono, rendendo difficoltoso delineare su larga scala quale quota parte della produzione mondiale sia finalizzata al mercato alimentare e quale a quello energetico. Di sicuro le evidenze mostrano un importante impatto ambientale e sociale per la massiva produzione di semi oleaginosi che ha indotto valutazioni su larga scala, soprattutto nelle zone del mondo maggiormente interessate a tali coltivazioni. Tra le colture maggiormente impattanti dal punto di vista sociale c'è, senza dubbio, la palma da olio.

Di seguito, la Figura 25 mostra le zone del mondo dove la coltura di semi oleaginosi è maggiormente praticata e dove, conseguentemente, gli impatti sociali della coltura massiva dei semi oleaginosi sono di maggior rilievo.

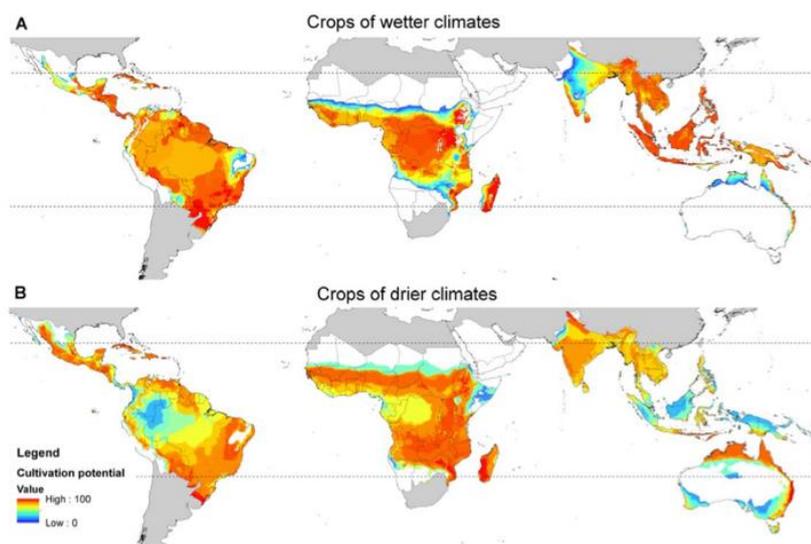


Figura 25. Aree del mondo maggiormente interessate alla coltura di semi oleaginosi (Phalan, et al., 2013)

## Obiettivi e campo di applicazione dello studio

Gli obiettivi dello studio LCA di filiera sono:

- La realizzazione del dataset “Produzione di energia elettrica da bioliquidi” finalizzato ad incrementare i dataset relativi al settore energia presenti nella BDI-LCA di Arcadia, per consentire ad altri utenti (pubblica amministrazione, imprese, associazioni di categoria, progettisti, ONG e università / ricerca) di utilizzarlo in ambito di studi LCA e di valutazioni di sostenibilità.
- Rendere disponibili dati di inventario e di impatto ambientale sul prodotto oggetto dello studio per valutazioni in ambito GPP, in particolare a supporto dell'introduzione di criteri connessi ad LCA ed LCC nelle procedure di acquisto.
- Sviluppare il report tecnico dello studio LCA di filiera, reso disponibile sul sito di Arcadia nella pagina dedicata (<https://www.arcadia.enea.it/component/jdownloads/?task=download.send&id=37&catid=12&Itemid=101>), che comprende una descrizione della filiera dal punto di vista ambientale e socio-economico e gli step dello studio LCA in accordo con le norme ISO 14040-44.

Scopo del documento è sia fornire una descrizione dettagliata dello studio effettuato dal gruppo di lavoro e dei dati utilizzati per lo sviluppo del dataset e dei risultati di impatto ambientale, sia costituire una guida per le imprese del settore che vogliano intraprendere un proprio studio LCA. Alla produzione del mix elettrico nazionale, le fonti rinnovabili contribuiscono per oltre il 40%. Pertanto, al fine di costruire un dataset del mix elettrico italiano, sono stati raccolti dati relativi a selezionate filiere energetiche da fonti rinnovabili.

Per quanto riguarda l'uso dei bioliquidi per la produzione di energia elettrica, oggetto del presente lavoro, sono stati considerati i bioliquidi prodotti da colture oleaginose (palma 60,3%, girasole 5,6%, soia 7,7%, mais 0,1%, colza 3,7%) ed in aggiunta, come da dati secondari raccolti, sono stati considerati gli oli esausti (oli alimentari esausti (UCO), derivati da oli vegetali, oli e grassi animali per un totale del 22,6%).

I dati relativi al consumo di bioliquidi utilizzati per la produzione elettrica nel 2020 sono stati estratti dal report statistico del GSE (GSE, 2022). I bioliquidi considerati sono solo quelli che rispettano i criteri di sostenibilità stabiliti dal D.Lgs. 31 Marzo 2011, n.55 (riportanti i medesimi criteri della Direttiva 2009/28/CE). Ciò in quanto la quota di produzione lorda effettiva di energia elettrica da bioliquidi sostenibili copre il 98% del totale ed è quindi sicuramente rappresentativa. L'unità funzionale (UF) scelta è 1 kWh di energia elettrica prodotto da bioliquidi in Italia. Si specifica che la UF scelta è funzionale ad integrare il presente studio nella più ampia valutazione del mix energetico nazionale.

In Figura 26 e Figura 27 sono rappresentati i confini dei sistemi investigati.

L'analisi LCA ha tenuto conto delle seguenti fasi:

- agricola di produzione della materia prima (semi oleaginosi);
- di raccolta della materia prima ed invio alla sede di produzione/raffinazione del bioliquido;

- di produzione e raffinazione del bioliquido;
- di trasporto del bioliquido dalla sede produttiva agli impianti di conversione per la produzione di energia.

Il processo di produzione elettrica si assume autosufficiente dal punto di vista energetico. Le sottocategorie di bioliquidi utilizzate sono state trattate seguendo un duplice approccio. Per i bioliquidi provenienti da colture oleaginose è stato adottato un approccio *Cradle to Gate* (“dalla culla al cancello”): sono stati considerati tutti i flussi, dalla produzione delle materie prime fino alla vendita dell’energia alla rete nazionale.

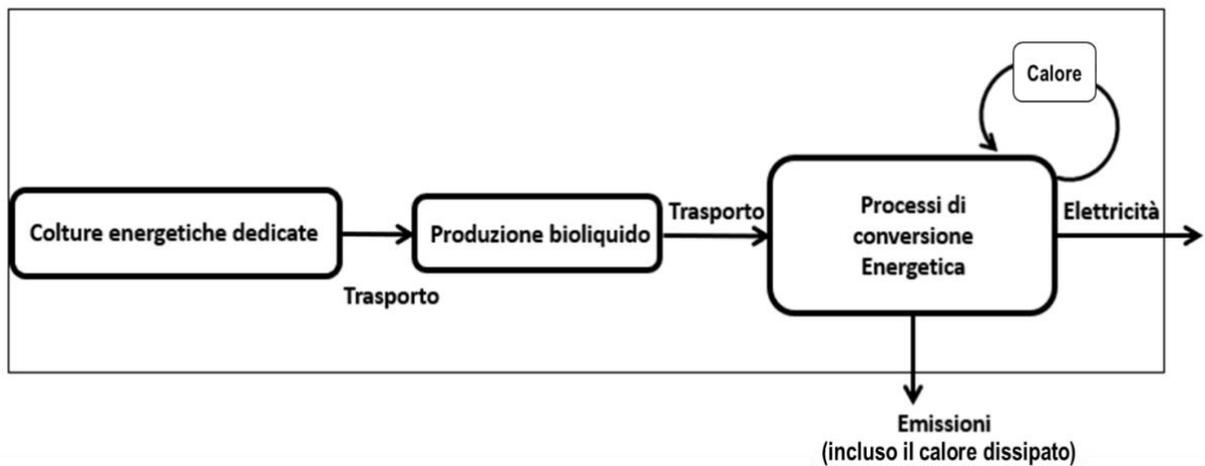


Figura 26. Confini del sistema per i bioliquidi dedicati dalla “culla al cancello”

Nel caso di oli esausti è stato applicato l’approccio “zero burden”: non è stato considerato il carico ambientale del processo che genera lo scarto, in accordo con la letteratura di settore (Ekvall, 2007). Di conseguenza, il confine del sistema Figura 27, secondo un approccio *Gate to Gate* (dal Cannello al Cannello), include il trasporto degli oli esausti presso gli impianti di produzione di energia elettrica e il processo di conversione energetica.

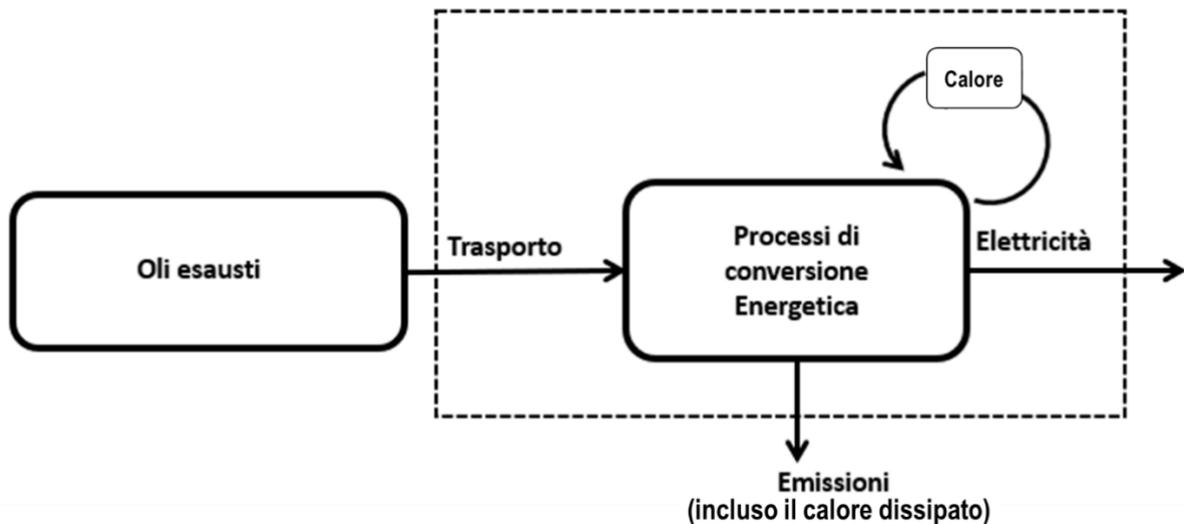


Figura 27. Confini del sistema per gli oli esausti, dal “cancello al cancello” (approccio “zero burden”)

L’analisi del ciclo di vita è stata effettuata mediante l’impiego del software SimaPro 9.2.0.1, sulla base del metodo di valutazione degli impatti EF 3.0 (Zampori e Pant, 2019).

#### Analisi di Inventario

I dati di inventario raccolti sono relativi alla produzione di 1 kWh di elettricità da bioliquidi, in Italia.

Ai fini dell’analisi del mix energetico nazionale condotta in questo studio, per la produzione di energia elettrica da bioliquidi, è stato considerato un impianto di produzione di energia elettrica da fonti fossili con potenza nominale di 500 MW. Ciò seppur è in contrasto con i dati disponibili sulla taglia di potenza degli impianti alimentati a bioliquidi (80 % nella fascia da 200 kW ad 1 MW e 20% per potenze minori di 200 kW e maggiori di 50kW) è motivato dall’impossibilità di reperire un altro impianto di produzione elettrica disponibile nel database di Ecoinvent.

I dati secondari relativi ai quantitativi di bioliquidi utilizzati per la produzione di energia elettrica in Italia sono relativi all’anno 2020 e sono stati estratti dall’ultimo report del GSE (GSE, 2022).

Ugualmente per la costruzione degli inventari dei processi che generano bioliquidi a partire da colture oleaginose sono stati utilizzati i dati riportati nel rapporto del GSE (GSE, 2022). I dati sono relativi alla tipologia, ai quantitativi ed alla provenienza dei bioliquidi impiegati per produrre elettricità in Italia nel 2020 e sono relativi a differenti materie prime (olio di palma, di soia, di girasole, di colza, di mais, oli e grassi animali, derivati da oli vegetali ed oli alimentari usati).

In questo studio è stato definito un solo processo unitario, relativo alla produzione di elettricità da bioliquidi e per il calcolo dei flussi dei processi sono stati utilizzati sempre dati nazionali del 2020 (GSE, 2022) relativi all’energia elettrica totale (4,6E+9 kWh) prodotta da bioliquidi sostenibili ed ai consumi di tali bioliquidi. L’analisi della filiera energetica dei bioliquidi ha visto lo sviluppo di un solo dataset (Produzione di energia da bioliquidi sostenibili, prodotti da differenti materie prime, mediante un impianto di potenza nominale 500 MW) con nome

“Electricity from biooil\_500 MW”.

I calcoli relativi al dimensionamento di un impianto di produzione elettrica da bioliquidi sostenibili sono stati effettuati tenendo conto delle informazioni descritte nel relativo processo di Ecoinvent: “Oil power plant, 500MW {GLO}| market for | Cut-off, U”.

I quantitativi dei bioliquidi utilizzati per la produzione di 4,6E+9 kWh elettrici, nel 2020, sono stati opportunamente calcolati (Olio di palma: 602.694 ton, Olio di soia: 76.775 ton, Olio di girasole: 56.262 ton, Olio di colza: 37.034 ton, Olio da grassi animali: 161.899 ton, Derivati da oli vegetali: 62.548 ton; UCO: 248 ton, Olio di mais: 1.385 ton).

Gli oli esausti sono stati considerati con un approccio “zero burden” e come somma di differenti contributi (Derivati degli oli vegetali, Oli e grassi animali; UCO (oli alimentari usati).

Il processo di produzione dell’olio di soia (Soybean oil, refined {GLO}| market for | Cut-off, U) è stato utilizzato come proxy di quello di produzione dell’olio di mais, non presente in Ecoinvent (le quantità dei due oli sono stata quindi sommate come flussi in input).

Il processo di produzione dell’olio di colza è stato usato come proxy del processo di produzione dell’olio di girasole; per l’olio di colza raffinato “market for” è stato quindi utilizzato come proxy il processo di raffinazione dell’olio di soia, ipotizzando la medesima resa di raffinazione per i due oli (soia e colza).

I quantitativi di bioliquidi trasportati sono catalogati per nazione/sito di produzione del bioliquido stesso (Italia, Indonesia, Malesia, Altri paesi UE, Altri paesi non UE). Sono state considerate le fasi di coltivazione, produzione e raffinazione del bioliquido, pronto per il mercato (“market for”). Sono stati opportunamente considerati differenti tipologie di trasporto in funzione della provenienza del bioliquido (trasporto via nave, gomma, treno). Le distanze medie utilizzate per il calcolo dei flussi relativi ai trasporti, sono state reperite da dati secondari disponibili da ricerche online (ISTAT, 2022).

Le emissioni dall’impianto di produzione di energia elettrica alimentato da bioliquidi sostenibili sono state ricavate da dati forniti dall’ISPRA e riportati a 1 kWh.

### **Valutazione degli impatti ed interpretazione dei risultati**

Gli impatti relativi alla produzione di 1 kWh elettrico da bioliquidi in Italia sono riportati nella Tabella 9 ed in Figura 28.

In dettaglio, si osserva che la produzione dell’olio di palma (Palm Oil, in verde) ha quasi per tutte le categorie la percentuale di impatto più elevata. Mediamente, su tutte le categorie di impatto, tale input pesa per il 50,24%. Il massimo impatto si registra in Exotoxicity, freshwater – organics (ECT-o), con un contributo percentuale pari a 80,17 %, seguito dall’impatto in Water use (WU), uguale a 76,99 %. Il secondo input/processo mediamente più impattante è quello dell’impianto di generazione di energia elettrica da bioliquidi (Oil Power Plant), con un impatto medio pari al 21,16%. È quindi evidente come la produzione dei bioliquidi e l’impianto di produzione elettrica siano tra i processi che maggiormente contribuiscono all’impatto complessivo del processo di produzione di elettricità da bioliquidi, in Italia.

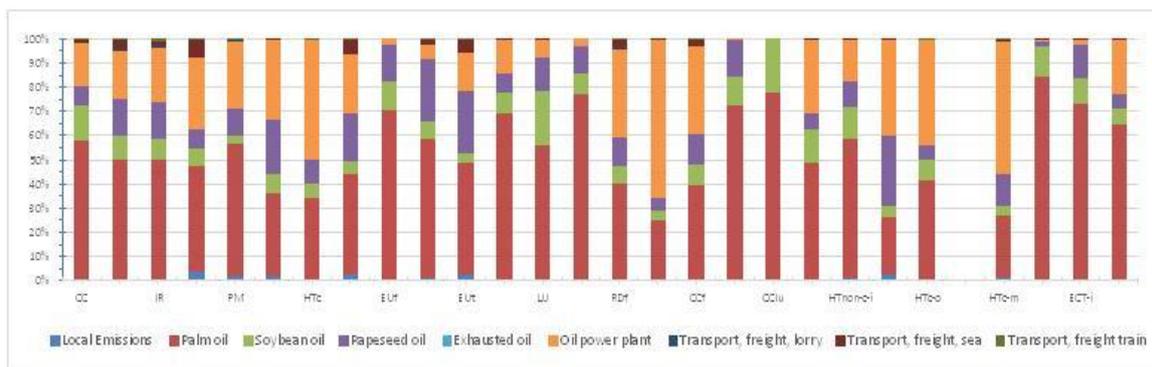


Figura 28. Contributo percentuale di ciascun flusso di input/output agli impatti (caratterizzati), associati alla produzione di 1 kWh elettrico da bioliquidi in Italia

Categoria d'impatto	Abbreviazione	Unità	Totale
Climate change	CC	kg CO <sub>2</sub> eq	8,46E-01
Ozone depletion	OD	kg CFC11 eq	5,52E-08
Ionising radiation	IR	kBq U-235 eq	3,02E-02
Photochemical ozone formation	POD	kg NMVOC eq	2,99E-03
Particulate matter	PM	disease inc.	6,44E-08
Human toxicity, non-cancer	HTnon-c	CTUh	1,94E-08
Human toxicity, cancer	HTc	CTUh	1,37E-09
Acidification	AC	mol H+ eq	4,84E-03
Eutrophication, freshwater	EUF	kg P eq	3,62E-03
Eutrophication, marine	EUM	kg N eq	3,96E-03
Eutrophication, terrestrial	EUT	mol N eq	1,68E-02
Ecotoxicity, freshwater	ECT	CTUe	4,72E+01
Land use	LU	Pt	2,23E+01
Water use	WU	m <sup>3</sup> depriv.	1,30E+00
Resource use, fossils	RDF	MJ	4,30E+00
Resource use, minerals and metals	RDm	kg Sb eq	1,53E-05
Climate change - Fossil	CCf	kg CO <sub>2</sub> eq	4,11E-01
Climate change - Biogenic	CCb	kg CO <sub>2</sub> eq	7,70E-02
Climate change - Land use and LU change	CCLu	kg CO <sub>2</sub> eq	3,58E-01
Human toxicity, non-cancer - organics	HTnon-c-o	CTUh	1,01E-09
Human toxicity, non-cancer - inorganics	HTnon-c-i	CTUh	6,68E-09
Human toxicity, non-cancer - metals	HTnon-c-m	CTUh	1,18E-08
Human toxicity, cancer - organics	HTc-o	CTUh	5,73E-10
Human toxicity, cancer - inorganics	HTc-i	CTUh	0,00E+00
Human toxicity, cancer - metals	HTc-m	CTUh	7,94E-10
Ecotoxicity, freshwater - organics	ECT-o	CTUe	4,51E+00
Ecotoxicity, freshwater - inorganics	ECT-i	CTUe	1,56E+01
Ecotoxicity, freshwater - metals	ECT-m	CTUe	2,71E+01

Tabella 9. Impatti totali caratterizzati, calcolati per 1 kWh elettrico da bioliquidi in Italia (unità funzionale). Valori assoluti.

In Figura 29, sono invece riportati i risultati della normalizzazione per la produzione di un 1 kWh di elettricità da bioliquidi in Italia. La categoria più impattata è la Eutrophication, freshwater (EUF) con un valore di impatto normalizzato di 2,26E-03, seguita dalla categoria Ecotoxicity, freshwater (ECT), con un impatto normalizzato pari a 1,11E-03. Per entrambe le categorie il

contributo principale deriva dal processo di produzione dell'olio di palma (1,58E-03 e 7,66E-04, rispettivamente).

Per quel che concerne gli impatti pesati per la produzione di 1 kWh elettrico da bioliquidi in Italia, la categoria con il peso maggiore è la EUf, seguita da Climate change (CC), ECT e RDm. Il carico ambientale sulla prima categoria è determinato per il 70% dalla produzione dell'olio di palma e, a seguire, dalla produzione dell'olio di colza (15%).

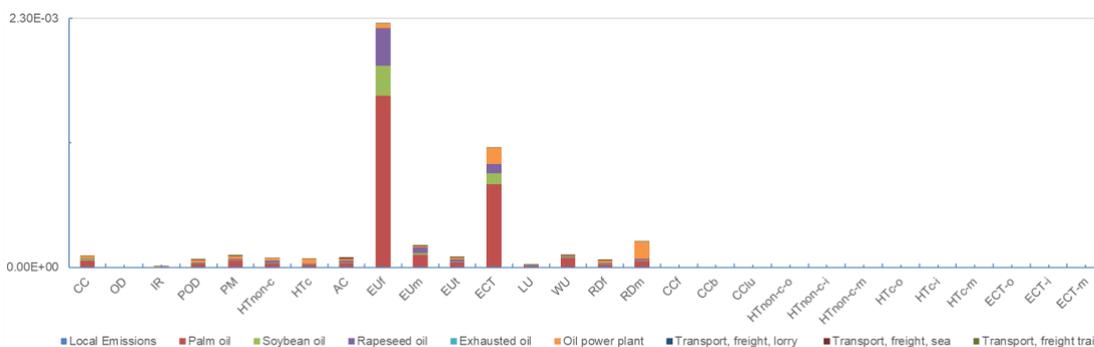


Figura 29. Impatti normalizzati per la produzione di 1 kWh elettrico da bioliquidi in Italia

Dall'analisi degli impatti normalizzati le categorie di impatto più rilevanti nell'analisi del ciclo di vita sono:

- Eutrophication, freshwater (EUf);
- Ecotoxicity, freshwater (ECT);
- Resource use, minerals and metals (RDm).

Gli impatti sulle risorse idriche (EUf e ECT) potrebbero essere ascrivibili ai pesticidi e ai concimi impiegati nella produzione delle piante oleaginose.

L'analisi dei flussi elementari, effettuata per le categorie di impatto più rilevanti, ha evidenziato che relativamente alla categoria più impattata (EUf), il flusso elementare più importante è rappresentato dal fosfato (99,4%), nel comparto acqua, che proviene dalle acque reflue di trattamento degli oli vegetali. Per la seconda categoria più impattata (ECT), i flussi elementari più rilevanti sono costituiti dai cloruri (30,6%) e i solfuri (23,9%) rilasciati in acqua, nell'ambito dei processi di produzione dell'olio di palma (22,5%), di colza (4,2%) e di soia (3,5%).

## Conclusioni

Lo studio LCA è stato effettuato utilizzando dati secondari, non essendo disponibili dati primari di facile reperibilità. L'impianto di produzione di energia elettrica considerato è un impianto alimentato da fonti fossili di potenza nominale 500 kW e con una vita media di 30 anni. Ciò seppur è in contrasto con i dati disponibili (la taglia degli impianti alimentati da bioliquidi nella fascia di potenza da 200 kW ad 1 MW è pari a circa l'80%, mentre il 20% comprende potenze minori di 200 kW e maggiori di 50kW) è motivato dall'impossibilità di reperire un altro impianto di produzione elettrica disponibile nel database di Ecoinvent. I risultati relativi all'impatto dell'impiantistica sono stati quindi approfonditi in tale studio per comprenderne il peso specifico

sul totale e, al fine di creare un database rappresentativo, sono state effettuate analisi con e senza l'impianto prescelto.

Il carattere internazionale dell'approvvigionamento e della produzione dei bioliquidi ha reso necessario estendere l'analisi della filiera anche parzialmente, e per quanto strettamente necessario, alla scala mondiale. Si ritiene che lo studio effettuato sia, in ogni caso, rappresentativo della scala nazionale.

I risultati ottenuti dall'analisi LCA del dataset relativo alla filiera di produzione di 1 kWh di energia elettrica da bioliquidi, in Italia, mostrano che i principali *hotspot* sono i processi di produzione delle colture oleaginose. In generale, la produzione di olio di palma impatta mediamente per il 50,2% su tutte le categorie di impatto. In particolare, si possono evidenziare dei picchi dell'80,2 % sul totale degli impatti della categoria Ecotoxicity, freshwater - organics (ECT-o). ed un valore medio del 77% sul totale degli impatti della categoria Water use (WU) e del 74,5% sul Climate change - Land use and LU change (CCLu). Mediamente la produzione dell'olio di palma è di gran lunga il processo più impattante tra le diverse colture oleaginose oggetto di studio e per le diverse fasi del processo di produzione raggiungendo valori maggiori del 20% per ognuna delle categorie. L' Human toxicity, cancer – metals (HTc-m) per un totale del 22 % è la categoria meno impattante per la produzione di bioliquido da olio di palma. è

Il secondo processo più importante mediamente per tutte le categorie di impatto è la costruzione, smaltimento e consumo di suolo derivanti dalla realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica per un valore medio pari al 21,2%. La categoria di impatto con un maggior valore percentuale è la Resource use, minerals and metals (RDm) con un valore pari al 67,3 %. A seguire si riportano le categorie Human toxicity, cancer – metals (HTc-m) con un valore pari al 61,5% e Human toxicity, cancer (HTc ) con un valore di 51,9%.

La robustezza dello studio è stata dimostrata dai risultati dell'analisi di sensibilità che è stata condotta e che ha avvalorato le scelte effettuate per i flussi impiegati.

## **Bibliografia**

Ekvall, T. (2007). What life-cycle assessment does and does not do in assessments of waste management.

EU. (2009, Aprile). Tratto da <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX:32009L0028>

EU. (2018, Aprile). Tratto da <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001>

GSE. (2022, Marzo). Rapporto Statistico 2020 - Energia da fonti rinnovabili in Italia.

ISTAT. (2022, Luglio). Tratto da [http://dati.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DCSC\\_TRAFERR](http://dati.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DCSC_TRAFERR)

Phalan, B., Bertzsky, M., Butchart, S., Donald, P., Scharlemann, J., Stattersfield, A., & Balmford, A. (2013, Gennaio). Crop Expansion and Conservation Priorities in Tropical Countries.



## La filiera italiana di produzione del mix elettrico

Autori:

Gabriella Fiorentino, Simona Scalbi, Antonietta Cerbone, Giuliana Ansanelli, Marco Giammartini, Amalia Zucaro

ENEA, Dipartimento Sostenibilità, circolarità e adattamento al cambiamento climatico dei Sistemi Produttivi e Territoriali

*Revisione critica esterna:* Ecoinnovazione S.r.l



## Sommario

Introduzione.....	72
Gruppo di Lavoro di Filiera.....	73
Obiettivi e campo di applicazione dello studio.....	74
Analisi di Inventario .....	76
Valutazione degli impatti ed interpretazione dei risultati.....	78
Conclusioni.....	87
Bibliografia .....	88

## Introduzione

Il Sistema Elettrico Nazionale risulta essere strutturato in quattro fasi (dettaglio in Figura 30):

- Produzione
- Trasmissione
- Distribuzione
- Utenze

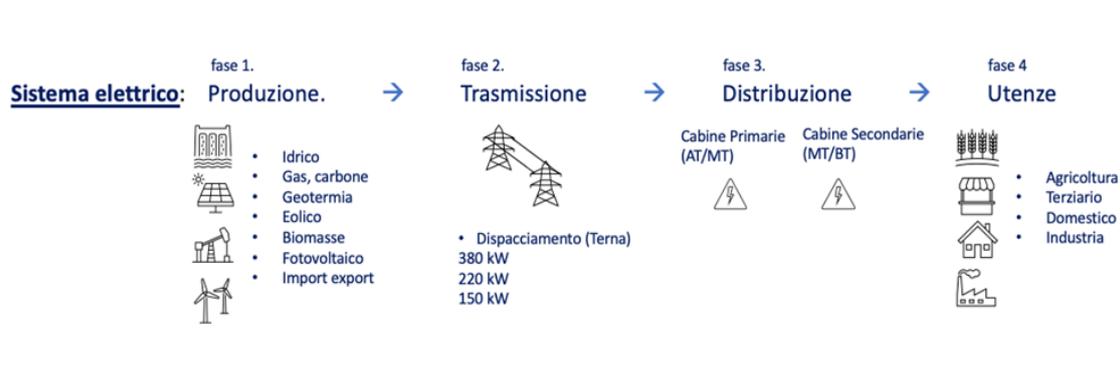


Figura 30. Sistema Elettrico Nazionale. Fonte: Elaborazione personale adattata da Terna

In Italia, l'energia elettrica viene prodotta ancora in larga misura sfruttando fonti non rinnovabili come gas naturale, carbone e petrolio, anche se lo sviluppo delle fonti rinnovabili, quali l'energia idroelettrica, solare, eolica, bioenergie e geotermica, è in continuo aumento. Nel 2019, il 38% del fabbisogno energetico italiano è stato coperto da fonti rinnovabili (Terna, 2023).

La potenza di generazione lorda installata in Italia al 2020 è pari a 120,4 GW, di cui il 53,1% è coperto dalle centrali termoelettriche (63,9 GW), il 19,2% da centrali idroelettriche (23,1 GW) ed infine, il 27,7% da impianti eolici, fotovoltaici e geotermoelettrici (circa 33,4 GW). Il parco di generazione elettrica da fonti rinnovabili è cresciuto di circa il 2%, nel 2020 (MiTE, 2021).

L'intero fabbisogno energetico italiano non è soddisfatto con la sola produzione interna di energia elettrica, per questo risulta necessario importare energia acquistandola da altri Paesi confinanti. Il Paese da cui importiamo più energia è la Svizzera, con circa il 50% del totale, seguita da Francia (35%), Slovenia (12%) e Austria (3%). Si possono considerare trascurabili le importazioni da Grecia, Malta e Montenegro.

Il sistema di trasmissione si compone di:

- trasformatori di altissima tensione (AAT) che ricevono l'energia dalle centrali elettriche nazionali o dai punti di confine e la trasformano;
- linee elettriche ad altissima ed alta tensione che trasportano l'energia;
- stazioni di trasformazione che trasformano l'energia elettrica ad alta tensione in elettricità a media e bassa tensione e cedono l'energia trasformata alle società di distribuzione.

Una complessa infrastruttura di rete permette di trasportare l'energia elettrica fino all'utente finale, attraverso le cabine primarie (che trasformano l'elettricità ad alta tensione in elettricità

a media tensione), le cabine secondarie (dalla media tensione alla bassa tensione) e i trasformatori.

Nel 2019, le imprese appartenenti al settore energetico hanno contribuito per l'1,7% al PIL, per un ammontare, a prezzi correnti, di 30,2 miliardi di euro. In volume, la filiera energetica ha registrato un incremento dell'1,6%, segnando una nuova ripresa, dopo il rallentamento registrato nel 2018 (-2,7%). Inoltre, le imposte sull'energia in Italia hanno portato ad un gettito fiscale di 47,3 miliardi di euro (il 6,2% del totale di imposte e contributi sociali statali e il 2,6% del PIL), in crescita dello 0,4% rispetto al 2018 (MiSE, 2020).

Nel 2019, è aumentato il divario tra i costi dell'energia elettrica in Italia e quelli medi europei, interrompendo il trend di riduzione che si era registrato negli anni dal 2012 al 2017 (MiSE, 2020).

Sempre nel 2019, gli investimenti nelle rinnovabili sono lievemente diminuiti rispetto al 2018, attestandosi a valori intorno a 1,6 miliardi. Tali investimenti si sono concentrati principalmente nel settore fotovoltaico (circa 835 mln) ed eolico (circa 571 mln). Le valutazioni preliminari riportano che, per la costruzione e installazione dei nuovi impianti, sono state coinvolte 11000 unità di lavoro per le fonti energetiche rinnovabili. La gestione "permanente", invece, ha coinvolto circa 33600 unità di lavoro dirette e indirette, delle quali circa il 35% per la filiera idroelettrica, il 18% per quella del biogas ed il 17% per il fotovoltaico, con una spesa complessiva di 3,4 miliardi. Il valore aggiunto per l'intera economia, nel 2019, è stato complessivamente di oltre 2,9 miliardi di euro, derivante dagli investimenti e dalle altre spese nel settore elettrico da fonti rinnovabili.

Gli investimenti per il termoelettrico sono rimasti stabili intorno ai 3 milioni di euro, in linea con gli anni precedenti così come anche l'occupazione legata alla gestione e alla manutenzione degli impianti esistenti (MiSE, 2020).

Il settore energetico, e in particolare quello elettrico, assume particolare importanza per i potenziali impatti ambientali che ne derivano, in quanto responsabile di una quota rilevante delle emissioni di gas serra nazionali. In quest'ottica, riveste un ruolo molto importante la disponibilità di dati di inventario a livello nazionale per la realizzazione di studi LCA dei diversi settori produttivi nazionali.

In questo lavoro, realizzato nell'ambito del progetto Arcadia - approccio ciclo di vita nei contratti pubblici e banca dati italiana LCA, finanziato dal PON Governance e Capacità Istituzionali 2014-2020, si descrive lo sviluppo del dataset relativo alla filiera di produzione di energia elettrica dal mix elettrico italiano. Tale dataset va ad arricchire la Banca Dati Italiana di LCA (BDI-LCA), prevista dal progetto. Inoltre, il presente lavoro fornisce una valutazione, in accordo con le norme ISO 14040-44/2006, dei potenziali impatti ambientali della filiera di produzione di energia elettrica dal mix elettrico italiano.

### **Gruppo di Lavoro di Filiera**

Si ringraziano, per il supporto al gruppo di lavoro ENEA, il dott. Riccardo De Lauretis dell'ISPRA, per il contributo nella interpretazione dei dati energetici ed il dott. Pierpaolo Gerardi del RSE (Ricerca Sistema Elettrico), per la consulenza su metodologie implementate nell'ambito dello studio.

## Obiettivi e campo di applicazione dello studio

Gli obiettivi dello studio LCA di filiera sono:

- realizzare il dataset “**Produzione di 1 kWh di elettricità da mix elettrico**”, riferito al contesto italiano. Lo scopo è incrementare i dataset relativi al settore energetico, presenti nella Banca Dati Italiana di LCA di Arcadia, per consentire ad altri utenti (pubblica amministrazione, imprese, associazioni di categoria, progettisti, ONG e università/ricerca) di utilizzarli in ambito di studi LCA e di valutazioni di sostenibilità.
- Rendere disponibili dati di inventario e di impatto ambientale sul prodotto oggetto dello studio (servizi energetici) per valutazioni in ambito Green Public Procurement (GPP), in particolare a supporto dell'introduzione di criteri connessi a LCA e LCC, nelle procedure di acquisto.
- Sviluppare il report tecnico dello studio LCA di filiera, reso disponibile sul sito di Arcadia nella pagina dedicata (<https://www.arcadia.enea.it/settori-di-intervento/energia.html>), che comprende una descrizione del settore dal punto di vista ambientale e socio-economico e analizza tutte le fasi dello studio LCA, in accordo con le norme ISO 14040-44. Il report tecnico sviluppato nel progetto ACADIA ha lo scopo di: (i) fornire una descrizione dettagliata dello studio effettuato, del gruppo di lavoro e dei dati utilizzati per lo sviluppo del dataset e (ii) analizzare i risultati di impatto ambientale, al fine di supportare le imprese del settore che vogliono intraprendere un proprio studio LCA.

Nello studio della filiera di produzione del mix elettrico italiano, ci si è soffermati sulle fasi di produzione e di consumo di energia elettrica.

La funzione del sistema è la produzione di 1 kWh elettrico immesso in rete per il consumo finale, in Italia. L'unità funzionale è la produzione di 1 kWh di elettricità da mix elettrico immesso in rete per il consumo finale, in Italia.

In Figura 31 sono rappresentati i confini del sistema investigato.

Nel presente studio è stato applicato un approccio “*cradle-to-consumer*” (dalla culla al consumatore), ovvero un approccio che considera tutti i flussi ed i processi fino alla produzione e al consumo di energia elettrica da mix elettrico italiano. Nei confini del sistema investigato sono state incluse la produzione di energia elettrica lorda in alta tensione e in bassa tensione: la prima comprende tutte le fonti di elettricità da idroelettrico, eolico, geotermico e termoelettrico, la seconda comprende la sola produzione di elettricità (in bassa tensione) da fotovoltaico. Inoltre, nei confini del sistema sono state considerate la produzione netta, in alta tensione (con la quota di energia elettrica in alta tensione importata dall'estero), e il consumo di energia in alta tensione, con trasformazione in media e bassa tensione, tenendo conto, in ogni trasformazione, delle perdite di rete. Analogamente, è stato considerato il consumo in bassa tensione che comprende sia il consumo in alta tensione sia la produzione in bassa tensione (elettricità da fotovoltaico), considerando, anche in questo caso, le perdite di rete tra produzione e consumo.

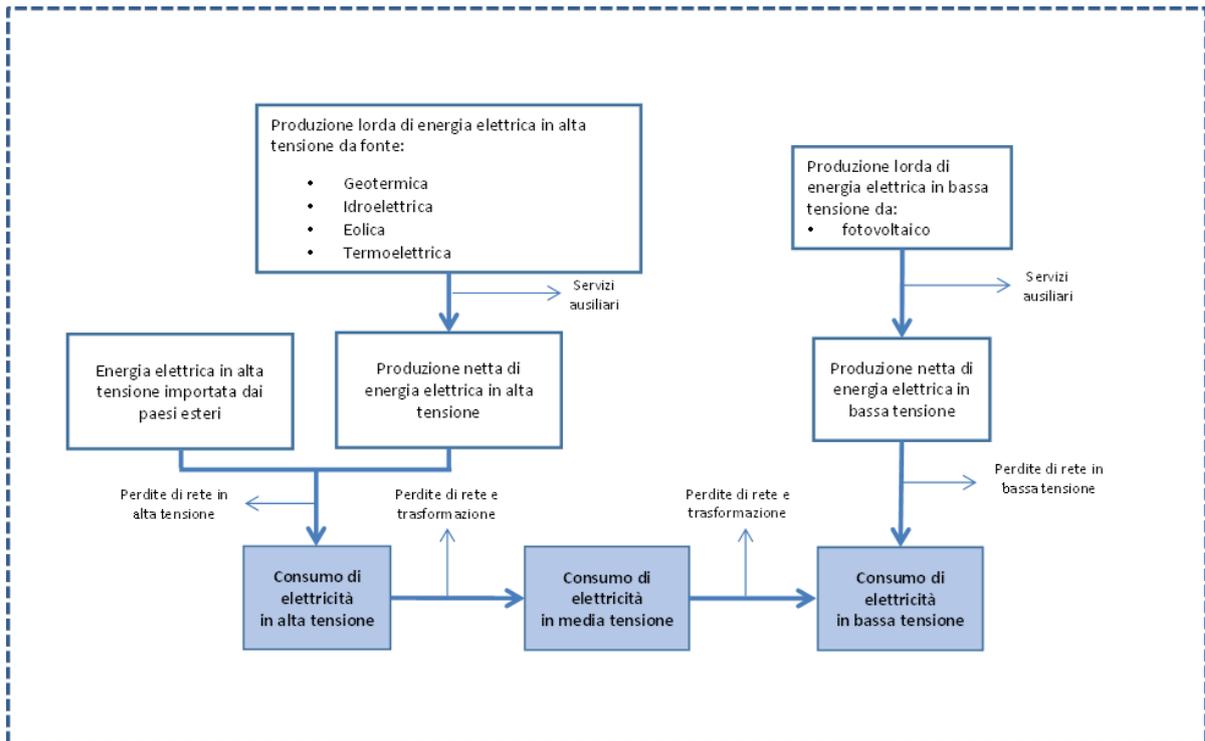


Figura 31. Confini del sistema investigato: approccio dalla culla al consumatore

La scelta dei confini del sistema, effettuata in questo studio, è ritenuta rilevante per la produzione di elettricità da mix elettrico italiano.

Lo studio ha previsto lo sviluppo di sette dataset relativi a:

1. Produzione di energia elettrica in alta tensione (*Electricity grid mix, technology mix, production mix at plant, High Voltage*), in Italia.
2. Produzione di elettricità da gas naturale (*Electricity from natural gas, mix of cogeneration and non-cogeneration, production mix at plant, High Voltage*), incluso nel dataset di produzione di energia elettrica in alta tensione.
3. Consumo di energia elettrica in alta tensione (*Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, High Voltage*), in Italia;
4. Produzione di elettricità da fotovoltaico, classe 3 kWp (*Electricity from photovoltaic, 3 kWp, all types of cells and installations, production mix at plant, Low Voltage*).
5. Produzione di elettricità da fotovoltaico, classe 570 kWp (*Electricity from photovoltaic, 570 kWp, open ground installation, multi-Si, production mix at plant, Low Voltage*).
6. Produzione di energia elettrica in bassa tensione (*Electricity grid mix, photovoltaic technology mix, production mix at plant, Low Voltage*), in Italia, che include i due dataset di produzione elettrica da fotovoltaico (classi 3 kWp e 570 kWp).
7. Consumo di energia elettrica in bassa tensione (*Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, Low Voltage*).

Il dataset "*Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, Low Voltage*", che richiama al suo interno tutti gli altri dataset sviluppati nel presente studio, è il dataset di

riferimento per valutare gli impatti generati dalla produzione di 1 kWh di elettricità del mix elettrico nazionale.

L'analisi del ciclo di vita è stata effettuata mediante l'impiego del software SimaPro v.9.3.0.3 (Pré-Consultants), con il supporto del database EcoInvent 3.7.1 (dataset cut-off) per i dati di background, e del metodo EF 3.0 (Zampori e Pant, 2019) per la valutazione degli impatti caratterizzati, normalizzati e pesati. In particolare, in un'ottica di rappresentatività geografica e tecnologica, si è fatto riferimento a tecnologie e processi medi, sia nazionali che europei e globali (in base alla necessità e alla disponibilità), presenti nel database di EcoInvent (v. 3.7.1).

### **Analisi di Inventario**

Per la costruzione degli inventari di tutti i processi di produzione elettrica, sono stati utilizzati dati, riferiti al periodo 2018-2020 e ricavati da fonti statistiche nazionali (TERNA, GSE, ISPRA) o, quando possibile, da aziende italiane del settore (dichiarazioni EMAS), come descritto dettagliatamente, di seguito.

I valori annuali della **produzione di energia elettrica netta e lorda** per ciascuna fonte del mix elettrico nazionale, considerando la distinzione in alta (AT) e bassa (BT) tensione, nonché i dati sulle perdite di rete, sono stati ottenuti da Terna (2021) e dal GSE (2020 e 2021).

I contributi percentuali di ciascuna fonte alla **produzione di elettricità in AT** sono stati determinati sulla base dei dati di Terna (2021).

La produzione di **elettricità da termoelettrico** è stata modellata sulla base dei processi di EcoInvent 3.7.1, per i combustibili "Solidi", "Gas derivati", "Prodotti petroliferi" ed "Altri combustibili (altri rifiuti)". Invece, per la produzione di energia elettrica da **gas naturale**, i consumi di acqua ( $3,12E-02 \text{ m}^3$ ) e di gas naturale ( $0,21 \text{ m}^3/\text{kWh}$ ) sono stati calcolati a partire dai dati derivanti dalle dichiarazioni EMAS dei seguenti impianti a metano: Erg Power (impianto a ciclo combinato cogenerativo), Sorgenia Aprilia (impianto a ciclo combinato cogenerativo), Sorgenia Modugno (impianto a ciclo combinato cogenerativo) e Edison 2020 (che include diversi impianti che per la quasi totalità sono centrali termoelettriche a ciclo combinato cogenerativo). Per le emissioni relative alla produzione di elettricità da gas naturale sono stati utilizzati i dati riportati da ISPRA (SINANet), mentre la parte impiantistica (impianto a ciclo combinato) è stata modellata basandosi sul processo di EcoInvent 3.7.1 "*Gas power plant, combined cycle, 400MW electrical {RER}| construction | Cut-off, U*".

La produzione di elettricità da **idroelettrico** (impianti a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente), **eolico** (impianti  $\leq 1 \text{ MWp}$ ,  $1 \text{ MWp} < \text{impianti} \leq 10 \text{ MWp}$ , impianti  $> 10 \text{ MWp}$ ) e **geotermico** è stata modellata, basandosi sui processi presenti in EcoInvent 3.7.1 e sui dati di produzione elettrica ottenuti dal GSE (2021) e da Terna (2021).

I dati di inventario relativi alla produzione di energia elettrica da **bioenergie**, ossia da biogas ("*Electricity from biogas, Anaerobic digestion and cogeneration, at plant*"), da biomasse solide ("*Electricity from solid biomass, Combustion, cogeneration and waste-to-energy, at plant*") e da bioliquidi ("*Electricity bioliquids, combustion, at plant*"), sono descritti nelle relative monografie, nonché, in maggiore dettaglio, nei report sugli studi di filiera condotti nell'ambito del progetto Arcadia (<https://www.arcadia.enea.it/>).

La produzione di energia elettrica da **carbone**, in impianti non cogenerativi (99% della produzione) è stata modellata considerando il processo di EcoInvent “*Electricity, High voltage {IT} electricity production, hard coal |Cut-off,U*”. Invece, per la produzione di energia elettrica da carbone in impianti cogenerativi, si è fatto riferimento al processo di EcoInvent “*Electricity, High voltage {IT} heat and power co-generation, hard coal, |Cut-off,U*”.

A partire dai processi di produzione di elettricità in AT descritti sopra e considerando l'importazione di energia elettrica dall'estero, si è costruito il processo di **consumo di elettricità in AT**. Inoltre, sono stati utilizzati i dati forniti da Terna (2021), riferiti all'anno 2019 e relativi a (i) produzione nazionale, (ii) lunghezza della rete, (iii) perdite di rete e trasmissione relative alle linee ad AT e (iv) quota parte di elettricità importata dai Paesi esteri.

Per la costruzione del dataset relativo alla **produzione di elettricità in BT**, ossia da **fotovoltaico** (GSE, 2019), sono stati utilizzati dati primari (Cozza, 2020). Nel modello, per la produzione di elettricità da pannelli fotovoltaici sono state considerate 2 classi corrispondenti ai valori di potenza di picco di 3 kW<sub>p</sub> (che include tutti gli impianti fotovoltaici con taglia inferiore ai 200 kW<sub>p</sub>) e 570 kW<sub>p</sub> (che include tutti gli impianti fotovoltaici con taglia superiore ai 200 kW<sub>p</sub>), in linea con quanto presente nel database EcoInvent 3.7.1. Pertanto, la produzione elettrica media totale da fotovoltaico è stata ottenuta sommando i contributi percentuali di energia elettrica media da fotovoltaico calcolata per le classi 3kW<sub>p</sub> (39%) e 570 kW<sub>p</sub> (61%) (GSE, 2019, 2020, 2021). La distribuzione percentuale delle due classi di impianto, così come le percentuali delle tipologie di celle, sono state determinate in base ai dati del GSE (2019, 2021), mentre per la tipologia di installazione sono stati utilizzati dati riferiti al contesto europeo (EcoInvent - Life Cycle Inventories of Photovoltaics, 2012).

Il processo relativo alla produzione di 1 kWh di energia elettrica media da fotovoltaico, in Italia, da impianti da **570 kW<sub>p</sub>** (impianti di grande taglia), è stato modellato considerando il numero di pannelli in silicio policristallino necessario per ottenere una potenza pari a 570 kW<sub>p</sub>, il consumo di acqua per la pulizia dell'impianto, nell'arco della sua vita utile (20 anni), e il conseguente volume di acque reflue generato. Il numero dei pannelli necessari per produrre 1 kWh è stato calcolato considerando i parametri riguardanti l'installazione dell'impianto (potenza, tempo di utilizzo) e quelli dell'insolazione. Per questo studio, i dati di irraggiamento sono stati ricavati mediante il programma di calcolo della radiazione, PVGIS (PhotoVoltaic Geographical Information System): nei calcoli, per tutte le tipologie di impianto, sono stati considerati sempre gli stessi valori di latitudine e longitudine, corrispondenti ad una zona media del Centro Italia. Per il consumo delle acque di lavaggio dei pannelli (20 litri di acqua l'anno per m<sup>2</sup> di pannello) e per il trattamento dei relativi reflui (Jungbluth, 2012), sono stati considerati i dati riportati nel dataset di EcoInvent, allocati su 20 anni di utilizzo. Per il calcolo dei m<sup>2</sup> di pannelli installati, appartenenti alla classe 570 kW<sub>p</sub>, si è utilizzato un valore medio della superficie di un pannello fotovoltaico pari a 1,65 m<sup>2</sup> (Sorgenia). Per modellare la produzione di energia elettrica media da **fotovoltaico**, mediante impianti da **3 kW<sub>p</sub>** in Italia, si è partiti dal calcolo dei contributi alla produzione elettrica complessiva della classe, derivanti da ciascuna combinazione di tipologia di pannello (in silicio mono- e poli-cristallino) e di installazione (su facciata, tetto piatto, tetto inclinato). In tutto, sono state definite 8 combinazioni (processi) i cui contributi percentuali sono

stati calcolati moltiplicando i valori percentuali di ciascuna tipologia di celle per i valori percentuali delle relative tipologie di installazione. Ciascuno degli 8 processi è stato modellato considerando i consumi di acqua e il conseguente smaltimento dei reflui generati, nonché il numero di pannelli necessari per ottenere un impianto di taglia pari a 3kW<sub>p</sub> nella rispettiva tipologia di installazione e di pannello. Il numero di pannelli è stato calcolato basandosi sulla potenza dell'impianto (3 kW<sub>p</sub>), il tempo di utilizzo del pannello (20 anni) e sulle tipologie di cella e di installazione. I consumi di acqua ed i volumi di reflui trattati sono stati calcolati come descritto per la classe 570 kW<sub>p</sub>.

Il **consumo in BT** è stato modellato considerando il consumo in AT, incluse le perdite di rete da alta a media tensione (3,8%) e da media a bassa tensione (10,2%), e la produzione in BT (fotovoltaico), moltiplicata per le sole perdite di bassa tensione (10,2%). I contributi percentuali al mix elettrico in BT, del consumo in AT e della produzione in BT, sono stati calcolati a partire dai dati di Terna (2021) e del GSE (2019, 2021).

### Valutazione degli impatti ed interpretazione dei risultati

In Tabella 10, sono riportate le abbreviazioni usate per ciascuna categoria d'impatto con le relative unità di misura.

Impact category	Unit	Abbreviation
Climate change	kg CO <sub>2</sub> eq	CC
Ozone depletion	kg CFC11 eq	OD
Ionising radiation	kBq U-235 eq	IR
Photochemical ozone formation	kg NMVOC eq	POD
Particulate matter	disease inc.	PM
Human toxicity, non-cancer	CTUh	HTnon-c
Human toxicity, cancer	CTUh	HTc
Acidification	mol H <sup>+</sup> eq	AC
Eutrophication, freshwater	kg P eq	EUf
Eutrophication, marine	kg N eq	EUm
Eutrophication, terrestrial	mol N eq	EUt
Ecotoxicity, freshwater	CTUe	ECT
Land use	Pt	LU
Water use	m <sup>3</sup> depriv.	WU
Resource use, fossils	MJ	RDf
Resource use, minerals and metals	kg Sb eq	RDm
Climate change - Fossil	kg CO <sub>2</sub> eq	CCf
Climate change - Biogenic	kg CO <sub>2</sub> eq	CCb
Climate change - Land use and LU change	kg CO <sub>2</sub> eq	CClu
Human toxicity, non-cancer - organics	CTUh	HTnon-c-o
Human toxicity, non-cancer - inorganics	CTUh	HTnon-c-i
Human toxicity, non-cancer - metals	CTUh	HTnon-c-m
Human toxicity, cancer - organics	CTUh	HTc-o
Human toxicity, cancer - inorganics	CTUh	HTc-i
Human toxicity, cancer - metals	CTUh	HTc-m
Ecotoxicity, freshwater - organics	CTUe	ECT-o
Ecotoxicity, freshwater - inorganics	CTUe	ECT-i
Ecotoxicity, freshwater - metals	CTUe	ECT-m

Tabella 10. Categorie d'impatto esaminate nel presente studio con le relative unità di misura e abbreviazioni.

**Gli impatti caratterizzati, relativi alla produzione in AT di 1 kWh di elettricità nel mix elettrico italiano** sono riportati in Figura 32 e in Tabella 11.

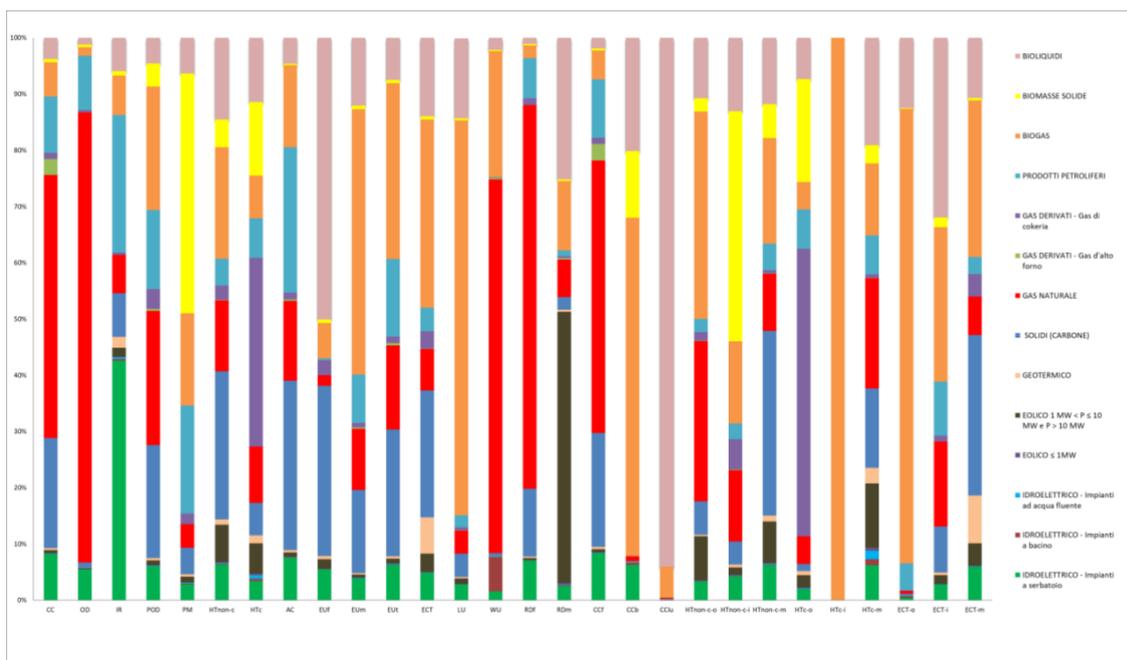


Figura 32. Contributo percentuale di ciascun processo agli impatti caratterizzati, associati alla produzione in AT di 1 kWh di elettricità nel mix elettrico in Italia

I risultati mostrano che il Gas naturale ha un impatto medio, su tutte le categorie di impatto, del 19%; in particolare, il contributo medio agli impatti supera il 65% nelle categorie OD, Rdf e WU ed il 45% nelle categorie CC e Ccf. Tra le bioenergie, il processo di produzione elettrica più rilevante è quello associato al Biogas che esibisce un impatto medio del 26%, con valori inferiori al 15% per la maggior parte delle categorie d'impatto e picchi nelle categorie d'impatto HTC-i (100%), ECT-o (81%), CCB (60%) e LU (70%). Segue il processo di produzione di elettricità da Bioliquidi con un impatto medio del 15% e un picco del 94% nella categoria d'impatto CClu. Risultati significativi si osservano anche per il processo di produzione di elettricità da Carbone che mostra un impatto medio del 12%. Questi risultati evidenziando la necessità di ridurre lo sfruttamento delle risorse fossili a fini energetici e di privilegiare le biomasse di scarto per la produzione di bioenergie.

Categorie d'impatto	Unità	Totale	IDROELETTRICO - Impianti a serbatoio	IDROELETTRICO - Impianti a bacino	IDROELETTRICO - Impianti ad acqua fluente	EOLICO ≤ 1MW	EOLICO 1 MW < P ≤ 10 MW e P > 10 MW	GEOTERMICO	SOLIDI (CARBONE)	GAS NATURALE	GAS DERIVATI - Gas d'alto forno	GAS DERIVATI - Gas di cokeria	PRODOTTI PETROLIFERI	BIOGAS	BIOMASSE SOLIDE	BIOLIQUIDI
CC	kg CO2 eq	3,88E-01	3,17E-02	3,11E-04	3,02E-04	4,83E-05	2,15E-03	1,54E-03	7,60E-02	1,82E-01	1,10E-02	4,14E-03	3,90E-02	2,36E-02	2,18E-03	1,47E-02
OD	kg CFC11 eq	7,93E-08	4,32E-09	2,57E-11	1,91E-11	2,57E-12	1,49E-10	5,81E-11	7,57E-10	6,35E-08	1,27E-12	3,15E-10	7,68E-09	1,22E-09	3,56E-10	9,61E-10
IR	kBq U-235 eq	8,84E-03	3,76E-03	2,65E-05	2,79E-05	3,13E-06	1,46E-04	1,73E-04	6,82E-04	6,03E-04	1,04E-06	3,92E-05	2,16E-03	6,23E-04	6,67E-05	5,25E-04
POD	kg NMVOC eq	1,15E-03	6,82E-05	1,48E-06	1,02E-06	1,91E-07	1,05E-05	4,76E-06	2,30E-04	2,73E-04	4,21E-06	4,04E-05	1,61E-04	2,52E-04	4,71E-05	5,20E-05
PM	disease inc.	1,78E-08	5,05E-10	3,03E-11	2,21E-11	3,92E-12	1,85E-10	6,72E-11	8,43E-10	7,45E-10	3,69E-12	3,33E-10	3,41E-09	2,92E-09	7,57E-09	1,12E-09
HTnon-c	CTUh	2,32E-09	1,47E-10	4,03E-12	3,06E-12	1,65E-12	1,54E-10	2,26E-11	6,10E-10	2,94E-10	1,84E-12	5,86E-11	1,11E-10	4,60E-10	1,14E-10	3,37E-10
HTc	CTUh	2,09E-10	7,12E-12	1,34E-12	8,70E-13	4,62E-13	1,13E-11	2,99E-12	1,20E-11	2,09E-11	4,98E-14	7,01E-11	1,46E-11	1,59E-11	2,73E-11	2,38E-11
AC	mol H+ eq	1,83E-03	1,38E-04	1,47E-06	1,13E-06	2,52E-07	1,42E-05	7,78E-06	5,50E-04	2,60E-04	4,42E-06	2,25E-05	4,72E-04	2,67E-04	5,17E-06	8,43E-05
Euf	kg P eq	1,26E-04	6,85E-06	7,89E-08	6,64E-08	2,35E-08	2,16E-06	6,84E-07	3,81E-05	2,33E-06	1,50E-08	3,38E-06	4,28E-07	7,92E-06	7,57E-07	6,31E-05
EUm	kg N eq	5,72E-04	2,20E-05	4,72E-07	3,33E-07	6,25E-08	3,23E-06	1,57E-06	8,45E-05	6,20E-05	1,53E-06	4,59E-06	4,88E-05	2,70E-04	3,46E-06	6,89E-05
EUt	mol N eq	3,89E-03	2,43E-04	4,95E-06	3,57E-06	5,61E-07	3,49E-05	1,59E-05	8,77E-04	5,80E-04	1,67E-05	4,48E-05	5,35E-04	1,22E-03	2,20E-05	2,92E-04
ECT	CTUe	5,88E+00	2,86E-01	4,35E-03	3,34E-03	1,80E-03	1,92E-01	3,80E-01	1,33E+00	4,34E-01	1,18E-03	1,83E-01	2,45E-01	1,97E+00	3,28E-02	8,21E-01
LU	Pt	2,74E+00	7,77E-02	-1,92E-04	-2,20E-03	1,85E-03	2,66E-02	6,78E-03	1,14E-01	1,12E-01	5,27E-04	1,53E-02	5,83E-02	1,93E+00	1,05E-02	3,89E-01
WU	m3 depriv.	1,06E+00	1,66E-02	1,35E-04	6,50E-02	2,67E-05	9,96E-04	2,86E-04	6,23E-03	7,07E-01	2,60E-03	6,24E-04	1,48E-03	2,38E-01	2,63E-03	2,27E-02
Rdf	MJ	6,69E+00	4,71E-01	2,97E-03	2,41E-03	5,81E-04	2,46E-02	1,86E-02	8,06E-01	4,56E+00	1,88E-04	8,27E-02	4,75E-01	1,54E-01	1,47E-02	7,49E-02
RDm	kg Sb eq	1,06E-06	2,68E-08	1,33E-09	1,33E-09	2,92E-09	5,10E-07	3,64E-09	2,44E-08	7,00E-08	2,91E-09	3,54E-09	1,09E-08	1,31E-07	3,47E-09	2,66E-07
CCf	kg CO2 eq	3,75E-01	3,13E-02	3,10E-04	2,77E-04	4,81E-05	2,14E-03	1,53E-03	7,60E-02	1,81E-01	1,10E-02	4,14E-03	3,90E-02	1,92E-02	1,39E-03	7,15E-03
CCb	kg CO2 eq	6,66E-03	4,18E-04	3,30E-07	2,39E-05	9,34E-08	4,31E-06	3,14E-06	1,31E-05	5,57E-05	2,01E-08	5,43E-07	5,83E-06	4,00E-03	7,90E-04	1,34E-03
CClu	kg CO2 eq	6,62E-03	4,36E-06	1,47E-07	1,31E-07	3,98E-08	6,17E-06	2,13E-06	7,65E-06	9,01E-06	1,37E-08	5,11E-07	1,46E-06	3,66E-04	3,16E-07	6,23E-03
HTnon-c-o	CTUh	1,63E-10	5,42E-12	8,70E-14	1,03E-13	8,30E-14	1,29E-11	4,04E-13	9,71E-12	4,65E-11	8,51E-14	2,52E-12	3,80E-12	6,03E-11	3,86E-12	1,75E-11
HTnon-c-i	CTUh	8,90E-10	3,75E-11	1,21E-12	6,68E-13	2,49E-13	1,23E-11	4,52E-12	3,65E-11	1,13E-10	9,66E-13	4,80E-11	2,48E-11	1,31E-10	3,64E-10	1,16E-10
HTnon-c-m	CTUh	1,74E-09	1,08E-10	2,76E-12	2,30E-12	1,33E-12	1,29E-10	1,78E-11	5,72E-10	1,77E-10	7,90E-13	9,67E-12	8,27E-11	3,26E-10	1,06E-10	2,05E-10
HTc-o	CTUh	1,36E-10	2,62E-12	2,25E-13	1,04E-13	6,32E-14	3,05E-12	9,75E-13	1,77E-12	6,71E-12	1,61E-14	6,96E-11	9,55E-12	6,67E-12	2,49E-11	9,97E-12
HTc-i	CTUh	3,29E-25	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	3,29E-25	0,00E+00	0,00E+00
HTc-m	CTUh	7,24E-11	4,50E-12	1,12E-12	7,66E-13	3,99E-13	8,23E-12	2,01E-12	1,02E-11	1,42E-11	3,37E-14	4,45E-13	5,03E-12	9,25E-12	2,34E-12	1,38E-11
ECT-o	CTUe	6,30E-01	2,72E-03	9,94E-05	7,08E-05	1,41E-05	1,48E-03	1,69E-04	2,79E-03	3,05E-03	5,77E-06	5,04E-04	3,01E-02	5,09E-01	1,07E-03	7,85E-02
ECT-i	CTUe	8,48E-01	2,33E-02	4,19E-04	3,05E-04	1,21E-04	1,35E-02	3,99E-03	6,95E-02	1,28E-01	8,37E-05	9,08E-03	8,14E-02	2,33E-01	1,44E-02	2,71E-01
ECT-m	CTUe	4,40E+00	2,60E-01	3,83E-03	2,96E-03	1,67E-03	1,77E-01	3,75E-01	1,25E+00	3,03E-01	1,09E-03	1,74E-01	1,34E-02	1,23E+00	1,73E-02	4,72E-01

Tabella 11. Impatti caratterizzati per la produzione in AT di 1 kWh di elettricità nel mix elettrico in Italia (unità funzionale): impatti totali e impatti suddivisi per ciascun processo.

In Figura 33, sono riportati i risultati della **normalizzazione** per la **produzione in AT** di 1 kWh di elettricità da mix elettrico italiano. La categoria più impattata è la *Ecotoxicity Freshwater* (ECT), soprattutto da parte dei processi di produzione di elettricità da Biogas e da Solidi (Carbone). Impatti normalizzati rilevanti sono stati riscontrati anche per: (i) la categoria *Resource use Fossil* (Rdf), principalmente a causa dei processi di produzione di elettricità da Gas Naturale, Carbone e Prodotti Petroliferi, (ii) la categoria *Water Use* (WU), in cui spicca il contributo del processo di produzione elettrica da Gas naturale e (iii) la categoria *Eutrophication, freshwater* (EUf), al cui impatto contribuiscono soprattutto i processi di produzione elettrica da Solidi (Carbone) e da Bioliquidi. Altri impatti rilevanti sono stati riscontrati per la categoria *Climate Change* (CC), in cui spicca il contributo del processo di produzione elettrica da Gas naturale, e per la categoria *Acidification* (AC), dove i principali responsabili dell'impatto sono i processi di produzione elettrica da Solidi (Carbone) e da Prodotti Petroliferi.

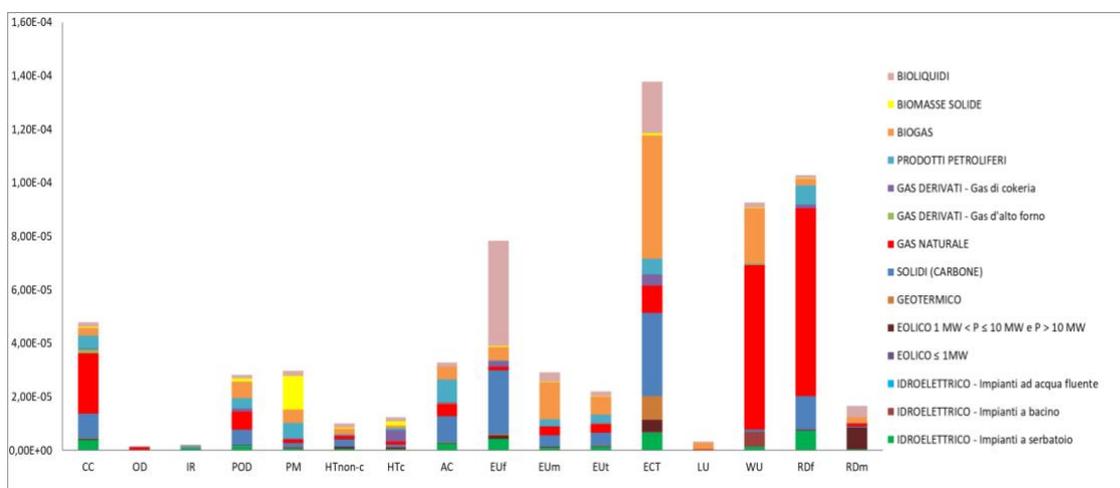


Figura 33. Impatti normalizzati per la produzione in AT di 1 kWh di elettricità nel mix elettrico in Italia, con i contributi dei processi di produzione dalle diverse fonti energetiche

Gli impatti **caratterizzati**, in termini di contributi percentuali e in valore assoluto, relativi al **consumo di 1 kWh di elettricità da mix elettrico italiano in AT** sono riportati, rispettivamente, in Figura 34 e in Tabella 12. I risultati mostrano che il processo più rilevante è quello di produzione di energia elettrica in AT, con un impatto medio dell'80% e un contributo superiore al 65% in tutte le categorie, eccetto in IR e RDm. Segue la rete di Trasmissione in AT che mostra un impatto medio del 13%, con contributi di rilievo nelle categorie RDM (60%), HTc-m (28%), HTnon-c-m e HTnon-c (27%).

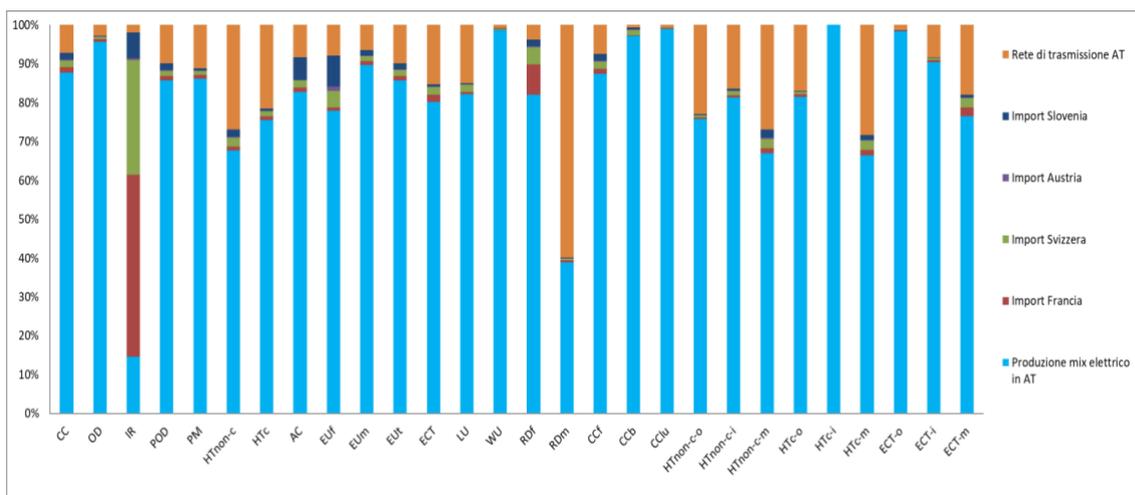


Figura 34. Contributo percentuale di ciascun processo agli impatti caratterizzati, associati al consumo di 1 kWh da mix elettrico in Italia in AT

Categorie d'impatto	Unità	Totale	Produzione mix elettrico in AT	Import Francia	Import Svizzera	Import Austria	Import Slovenia	Rete di trasmissione AT
CC	kg CO2 eq	3,89E-01	3,42E-01	5,00E-03	6,63E-03	1,32E-03	6,56E-03	2,81E-02
OD	kg CFC11 eq	7,30E-08	6,98E-08	5,32E-10	3,85E-10	8,43E-11	1,79E-10	1,99E-09
IR	kBq U-235 eq	5,32E-02	7,78E-03	2,49E-02	1,57E-02	2,29E-04	3,56E-03	1,02E-03
POD	kg NMVOCeq	1,18E-03	1,01E-03	1,27E-05	1,64E-05	2,18E-06	2,09E-05	1,16E-04
PM	disease inc.	1,81E-08	1,56E-08	1,87E-10	1,79E-10	1,18E-11	1,25E-10	2,02E-09
HTnon-c	CTUh	3,02E-09	2,04E-09	3,28E-11	6,76E-11	7,87E-12	5,40E-11	8,14E-10
HTc	CTUh	2,43E-10	1,84E-10	2,44E-12	3,10E-12	3,18E-13	1,45E-12	5,22E-11
AC	mol H+ eq	1,94E-03	1,61E-03	2,29E-05	3,46E-05	3,86E-06	1,12E-04	1,62E-04
EUF	kg P eq	1,42E-04	1,11E-04	1,18E-06	6,16E-06	1,51E-06	1,14E-05	1,11E-05
EUm	kg N eq	5,61E-04	5,03E-04	5,78E-06	7,16E-06	1,01E-06	7,93E-06	3,60E-05
EUt	mol N eq	3,99E-03	3,42E-03	4,56E-05	6,46E-05	8,22E-06	6,08E-05	3,94E-04
ECT	CTUe	6,45E+00	5,17E+00	1,20E-01	1,26E-01	1,02E-02	3,52E-02	9,86E-01
LU	Pt	2,93E+00	2,40E+00	1,75E-02	5,43E-02	4,55E-03	1,03E-02	4,38E-01
WU	m3 depriv.	9,48E-01	9,36E-01	1,31E-03	2,35E-03	1,53E-04	1,43E-03	7,17E-03
RDf	MJ	7,17E+00	5,88E+00	5,59E-01	3,13E-01	1,82E-02	1,26E-01	2,72E-01
RDm	kg Sb eq	2,39E-06	9,31E-07	1,21E-08	1,24E-08	1,42E-09	4,73E-09	1,43E-06
CCf	kg CO2 eq	3,77E-01	3,30E-01	4,99E-03	6,54E-03	1,31E-03	6,53E-03	2,80E-02
CCb	kg CO2 eq	6,03E-03	5,86E-03	1,23E-05	7,77E-05	1,10E-05	2,75E-05	4,10E-05
CClu	kg CO2 eq	5,89E-03	5,83E-03	2,05E-06	1,45E-05	1,18E-06	1,82E-06	4,08E-05
HTnon-c-o	CTUh	1,90E-10	1,44E-10	8,18E-13	1,03E-12	1,62E-13	4,28E-13	4,35E-11
HTnon-c-i	CTUh	9,63E-10	7,83E-10	4,79E-12	1,06E-11	1,31E-12	4,17E-12	1,59E-10
HTnon-c-m	CTUh	2,29E-09	1,53E-09	2,76E-11	5,64E-11	6,49E-12	4,96E-11	6,15E-10
HTc-o	CTUh	1,47E-10	1,20E-10	9,55E-13	8,94E-13	9,96E-14	2,39E-13	2,50E-11
HTc-i	CTUh	1,58E-24	1,58E-24	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
HTc-m	CTUh	9,60E-11	6,37E-11	1,49E-12	2,21E-12	2,18E-13	1,21E-12	2,72E-11
ECT-o	CTUe	5,63E-01	5,53E-01	6,80E-04	4,91E-04	4,31E-05	1,23E-04	8,12E-03
ECT-i	CTUe	8,25E-01	7,46E-01	4,25E-03	4,28E-03	6,52E-04	1,54E-03	6,82E-02
ECT-m	CTUe	5,06E+00	3,87E+00	1,15E-01	1,22E-01	9,51E-03	3,35E-02	9,09E-01

Tabella 12. Impatti caratterizzati per il consumo di 1 kWh di elettricità da mix elettrico in Italia in AT (unità funzionale): impatti totali e impatti suddivisi per ciascun processo.

In Figura 35, sono riportati i risultati della **normalizzazione** per il **consumo in AT** di 1 kWh di elettricità da mix elettrico italiano. La categoria più impattata è la ECT, al cui impatto contribuisce, in modo preponderante, il processo di produzione del mix elettrico in AT (80%) e, in misura minore (15%), il processo della Rete di trasmissione in AT. Impatti normalizzati rilevanti sono stati riscontrati anche per la categoria RDf, in cui il contributo all'impatto deriva

principalmente dal processo di produzione del mix elettrico in AT, seguito da Import Francia e Import Slovenia, e per la categoria EUf, in cui l’impatto è dovuto soprattutto al processo di produzione del mix elettrico in AT, con contributi minori da parte dei processi di Rete di trasmissione in AT e di Import Slovenia.

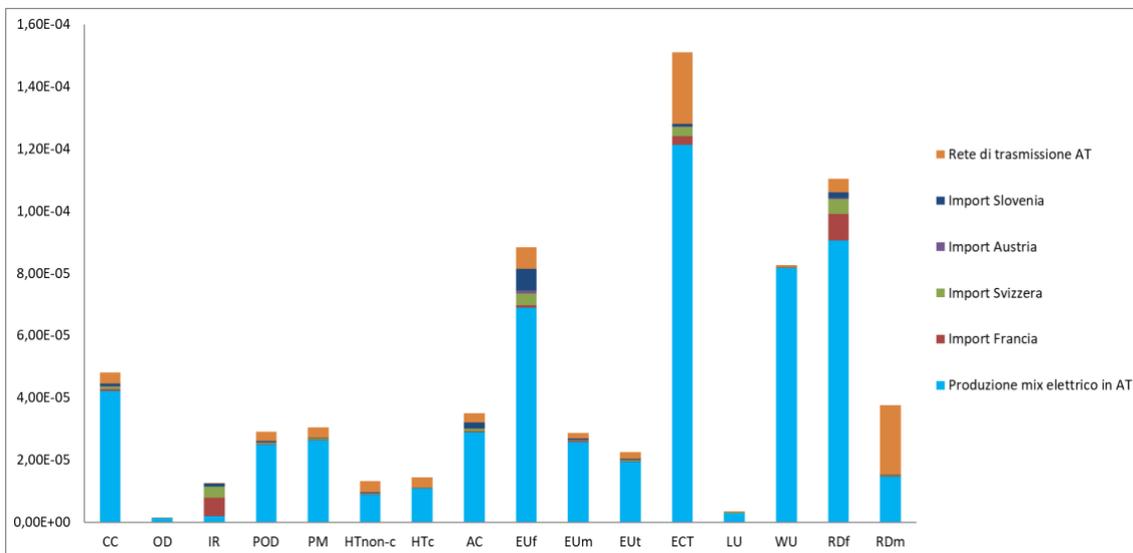


Figura 35. Impatti normalizzati per il consumo in AT di 1 kWh di elettricità da mix elettrico in Italia, con i contributi dei processi considerati

Gli **impatti caratterizzati** della **produzione italiana in BT (da fotovoltaico) di 1 kWh di energia elettrica** sono mostrati, in valori assoluti, in Tabella 13, mentre, in Figura 36, sono rappresentati i contributi percentuali dei sottoprocessi di produzione elettrica da impianti fotovoltaici appartenenti alle classi 570 kW<sub>p</sub> e 3 kW<sub>p</sub>. I risultati mostrano che il processo di produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici della classe 570 kW<sub>p</sub> è il maggiore responsabile dell’impatto, con un contributo medio del 55%, su tutte le categorie investigate, e un picco del 98%, nella categoria LU. Per il processo di produzione di energia elettrica da Fotovoltaico con impianti da 3 kW<sub>p</sub> si osserva un contributo medio, all’impatto, del 42%, con picchi nelle categorie HTnon-c-o (60%), RDm (58%) e ECT-i (52%). Gli impatti sulla categoria HTc-i sono nulli e, pertanto, non sono mostrati.

Categorie d'impatto	Unità	Totale	Produzione elettrica da FV, impianti 570 kWp	Produzione elettrica da FV, impianti 3 kWp
CC	kg CO2 eq	9,38E-02	5,42E-02	3,96E-02
OD	kg CFC11 eq	1,03E-08	6,03E-09	4,30E-09
IR	kBq U-235 eq	8,06E-03	4,50E-03	3,56E-03
POD	kg NMVOC eq	3,67E-04	2,10E-04	1,57E-04
PM	disease inc.	6,02E-09	3,52E-09	2,50E-09
Htnon-c	CTUh	3,57E-09	1,87E-09	1,70E-09
HTc	CTUh	1,37E-10	8,53E-11	5,14E-11
AC	mol H+ eq	5,47E-04	3,11E-04	2,36E-04
Euf	kg P eq	5,39E-05	2,76E-05	2,63E-05
EUm	kg N eq	1,12E-04	6,32E-05	4,83E-05
EUt	mol N eq	1,12E-03	6,40E-04	4,85E-04
ECT	CTUe	3,88E+00	1,90E+00	1,98E+00
LU	Pt	8,36E+00	8,18E+00	1,76E-01
WU	m3 depriv.	8,53E-02	5,00E-02	3,53E-02
RDf	MJ	1,15E+00	6,56E-01	4,96E-01
RDm	kg Sb eq	7,47E-06	3,11E-06	4,36E-06
CCf	kg CO2 eq	9,32E-02	5,38E-02	3,93E-02
CCb	kg CO2 eq	4,05E-04	2,31E-04	1,74E-04
Cclu	kg CO2 eq	1,67E-04	1,01E-04	6,55E-05
Htnon-c-o	CTUh	1,48E-10	5,92E-11	8,86E-11
Htnon-c-i	CTUh	4,06E-10	2,52E-10	1,54E-10
Htnon-c-m	CTUh	3,03E-09	1,57E-09	1,47E-09
HTc-o	CTUh	4,13E-11	2,76E-11	1,37E-11
HTc-m	CTUh	9,54E-11	5,77E-11	3,77E-11
ECT-o	CTUe	2,13E-02	1,03E-02	1,10E-02
ECT-i	CTUe	3,77E-01	1,90E-01	1,87E-01
ECT-m	CTUe	3,49E+00	1,70E+00	1,78E+00

Tabella 13. Impatti caratterizzati per la produzione di 1 kWh di energia elettrica (da fotovoltaico), in Italia (unità funzionale): impatti totali e impatti suddivisi per ciascun processo.

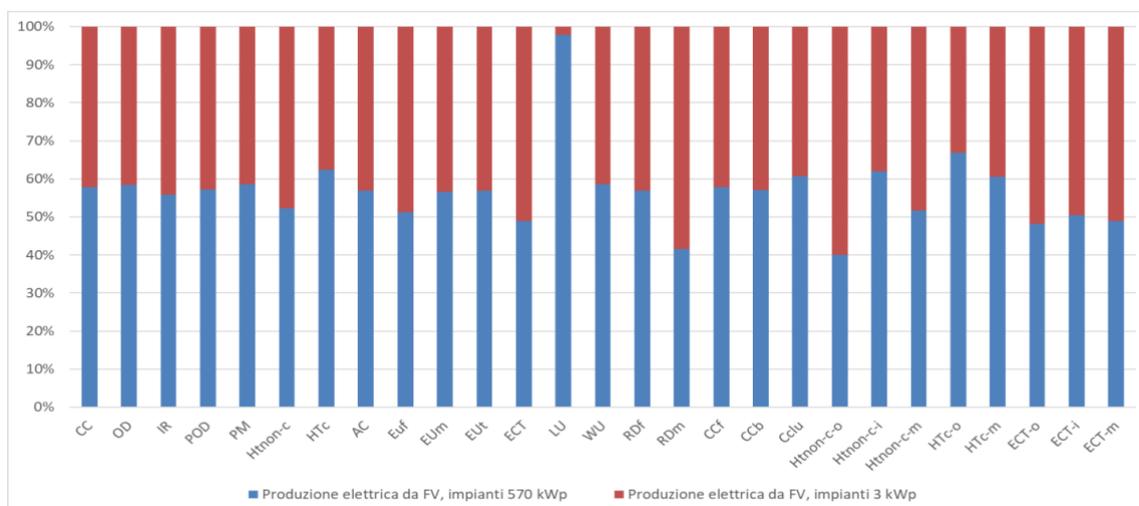


Figura 36. Contributo percentuale di ciascun processo agli impatti caratterizzati, associati alla produzione in BT di 1 kWh di energia elettrica (da fotovoltaico), in Italia

In Figura 37, sono riportati i risultati della **normalizzazione** relativi al processo di **produzione in BT** di 1 kWh di elettricità nel mix elettrico italiano (elettricità da fotovoltaico). La categoria più impattata è la *Resource use, minerals and metals* (RDm), con un contributo di circa il 60% da parte del processo di produzione elettrica mediante impianti fotovoltaici della classe 3 kW<sub>p</sub>. Segue la categoria ECT, in cui i due processi (3 kW<sub>p</sub> e 570 kW<sub>p</sub>) contribuiscono equamente

all'impatto. Impatti normalizzati rilevanti sono stati riscontrati anche per la categoria EUf. In generale, in tutte le altre categorie investigate, si registra un contributo agli impatti in misura lievemente superiore da parte della classe 570 kW<sub>p</sub>.

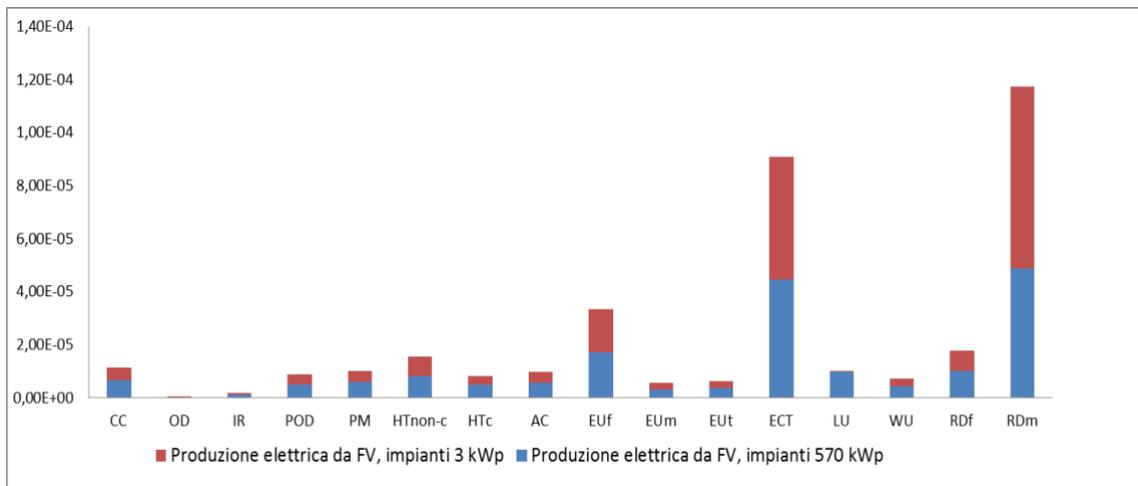


Figura 37. Impatti normalizzati per la produzione di 1 kWh di elettricità da fotovoltaico in Italia (mix elettrico in bassa tensione), considerando i contributi relativi dei processi di produzione a 570 kW<sub>p</sub> e a 3kW<sub>p</sub>.

Gli impatti **caratterizzati**, relativi al consumo in BT di 1 kWh di elettricità da mix elettrico italiano, sono riportati in Figura 38 e in Tabella 14. I risultati mostrano che il processo relativo al consumo in AT è il maggior responsabile dell'impatto, in tutte le categorie esaminate, con contributi sempre superiori al 90%, tranne che nelle categorie LU (81%) e RDM (79%). In queste due categorie, infatti, si registra un impatto più significativo da parte della produzione elettrica in BT, dal momento che quest'ultima è associata all'occupazione di grandi superfici e ad un elevato consumo di risorse minerarie per la costruzione dei pannelli fotovoltaici.

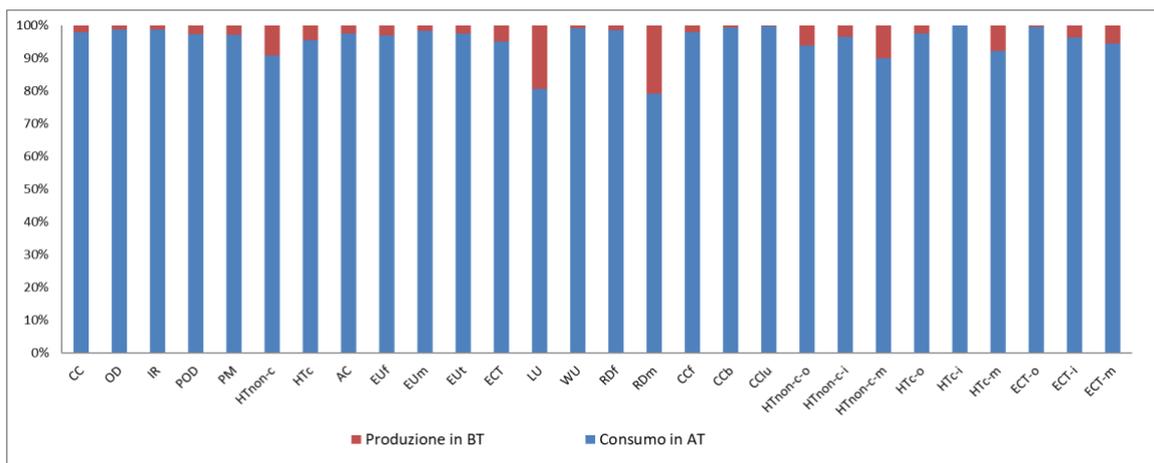


Figura 38. Contributo percentuale di ciascun processo agli impatti caratterizzati, associati al consumo in BT di 1 kWh da mix elettrico in Italia

Categorie d'impatto	Unità	Totale	Consumo in AT	Produzione in BT
CC	kg CO2 eq	4,17E-01	4,08E-01	8,27E-03
OD	kg CFC11 eq	7,75E-08	7,66E-08	9,10E-10
IR	kBq U-235 eq	5,65E-02	5,58E-02	7,11E-04
POD	kg NMVOC eq	1,27E-03	1,23E-03	3,23E-05
PM	disease inc.	1,96E-08	1,90E-08	5,30E-10
HTnon-c	CTUh	3,48E-09	3,16E-09	3,15E-10
HTc	CTUh	2,67E-10	2,55E-10	1,21E-11
AC	mol H+ eq	2,09E-03	2,04E-03	4,82E-05
EUf	kg P eq	1,54E-04	1,49E-04	4,75E-06
EUm	kg N eq	5,98E-04	5,88E-04	9,83E-06
EUt	mol N eq	4,29E-03	4,19E-03	9,92E-05
ECT	CTUe	7,11E+00	6,77E+00	3,42E-01
LU	Pt	3,81E+00	3,07E+00	7,37E-01
WU	m3 depriv.	1,00E+00	9,95E-01	7,52E-03
Rdf	MJ	7,62E+00	7,52E+00	1,02E-01
RDm	kg Sb eq	3,17E-06	2,51E-06	6,59E-07
CCf	kg CO2 eq	4,04E-01	3,96E-01	8,21E-03
CCb	kg CO2 eq	6,36E-03	6,32E-03	3,57E-05
CClu	kg CO2 eq	6,19E-03	6,18E-03	1,47E-05
HTnon-c-o	CTUh	2,12E-10	1,99E-10	1,30E-11
HTnon-c-i	CTUh	1,05E-09	1,01E-09	3,58E-11
HTnon-c-m	CTUh	2,67E-09	2,40E-09	2,67E-10
HTc-o	CTUh	1,58E-10	1,54E-10	3,64E-12
HTc-i	CTUh	1,65E-24	1,65E-24	0,00E+00
HTc-m	CTUh	1,09E-10	1,01E-10	8,41E-12
ECT-o	CTUe	5,92E-01	5,90E-01	1,88E-03
ECT-i	CTUe	8,98E-01	8,65E-01	3,32E-02
ECT-m	CTUe	5,62E+00	5,31E+00	3,07E-01

Tabella 14. Impatti caratterizzati calcolati per il consumo in BT di 1 kWh da mix elettrico in Italia (unità funzionale): impatti totali e impatti suddivisi per ciascun processo.

In Figura 39, sono riportati i risultati della **normalizzazione** per il **consumo in BT** di 1 kWh di elettricità da mix elettrico italiano. La categoria più rilevante è la ECT, seguita da Rdf e EUf, e il principale contributo all'impatto deriva sempre dal processo di consumo in AT.

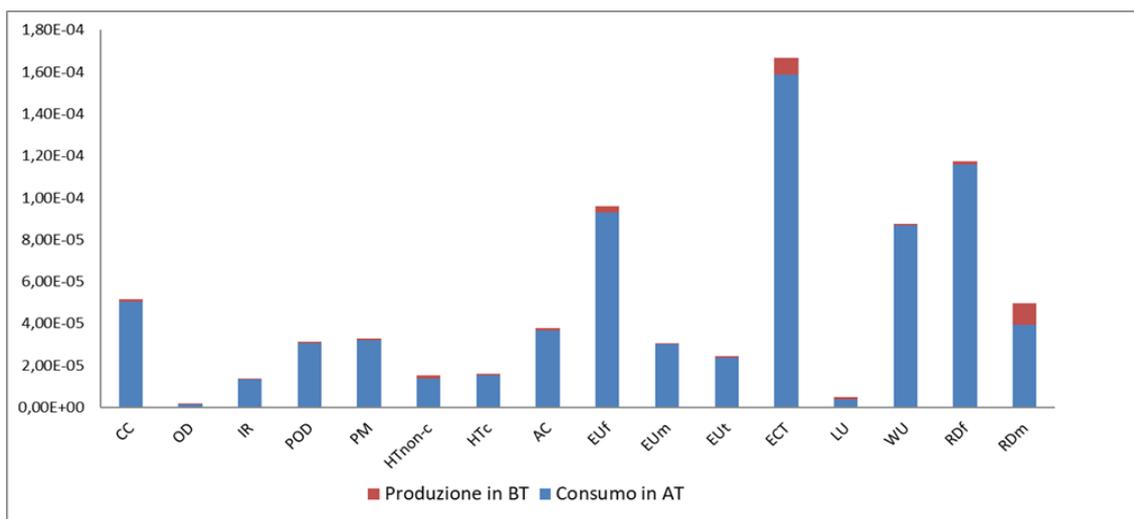


Figura 39. Impatti normalizzati per il consumo di 1 kWh di elettricità da mix elettrico in BT in Italia, con i contributi relativi dei processi considerati

L'analisi di sensibilità, focalizzata sui principali hotspot individuati, ossia elettricità da Gas naturale di origine fossile e da Biogas, mostra che, riducendo la produzione di elettricità da Gas naturale di origine fossile o contabilizzando la sola conversione delle biomasse di scarto per la produzione di elettricità da biogas, si ottiene una riduzione degli impatti. In particolare, l'impatto della produzione in AT di 1 kWh di elettricità diminuisce rispettivamente del 2% e del 5%, quando si sostituisce il 20% (scenario *Sensitivity 20%*) e il 50% (*Sensitivity 50%*) del Gas naturale di origine fossile con il biometano. Analogamente, se si utilizzano solo biomasse di scarto per la produzione di elettricità da biogas (*Sensitivity Biogas*), l'impatto della produzione elettrica da Biogas si riduce in media del 22%, con valori che vanno dall'1,4%, nella categoria OD, fino al 100% (azzeramento degli impatti) in HTc-i.

Il dataset del mix elettrico nazionale, costruito nell'ambito del progetto Arcadia, è stato validato, **confrontando** i suoi processi di consumo di elettricità, sia in AT che in BT, con i corrispondenti processi presenti nel database di Ecolnvent 3.7.1. In generale, non si registrano differenze sostanziali tra i due processi confrontati. In dettaglio, nelle categorie investigate, i dataset di Arcadia mostrano sia riduzioni che aumenti contenuti, rispetto agli impatti dei corrispondenti dataset di Ecolnvent. L'unica differenza significativa è la riduzione del 25% dell'impatto del processo di consumo in BT di Arcadia, nella categoria RDm, rispetto a quello del corrispondente processo di Ecolnvent.

## Conclusioni

Questo lavoro descrive la costruzione dei dataset relativi alla filiera di produzione e consumo di 1 kWh di elettricità del mix elettrico, in Italia, che è disponibile nella Banca Dati LCA del progetto Arcadia (<https://bancadatiitalianalca.enea.it/Node/>).

L'affidabilità degli studi LCA è strettamente correlata alla qualità dei dati raccolti che, in questo studio, può essere considerata buona. In dettaglio, sono stati utilizzati, laddove possibile, dati primari (ad esempio, per le filiere di bioenergia e per la filiera del fotovoltaico) o, in alternativa, dati elaborati a partire da fonti statistiche nazionali (Terna, GSE, ISPRA).

I risultati della caratterizzazione del processo di consumo in BT di 1 kWh di elettricità dal mix elettrico italiano ("*Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, Low Voltage*") mostrano che la maggior parte dei carichi ambientali deriva dal processo di consumo in AT di 1 kWh di elettricità ("*Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, High Voltage*") che, da solo, genera impatti medi superiori al 90%, nelle categorie di impatto esaminate. Tali impatti sono dovuti essenzialmente al processo di produzione elettrica in AT, che mostra un impatto medio dell'80%, sulle categorie investigate.

Dalla normalizzazione risulta che, per il processo di consumo in BT di 1 kWh di elettricità in Italia, la categoria che presenta gli impatti più rilevanti è la ECT, seguita da RDf e EUf. In tutte e tre le categorie, il principale contributo deriva dal processo di consumo in AT. In dettaglio, l'impatto del processo di consumo ad AT deriva principalmente dal processo di produzione in AT e, in particolare, per le categorie ECT, RDf e EUf, i principali hotspot risultano essere l'elettricità prodotta rispettivamente da biogas, gas naturale e bioliquidi.

Infine, l'analisi di sensibilità evidenzia che è possibile raggiungere una considerevole riduzione degli impatti ambientali sostituendo il gas naturale di origine fossile col biometano e producendo elettricità da biogas dalle sole biomasse di scarto.

I risultati di questo studio sono perfettamente in linea con l'orientamento della comunità scientifica internazionale che ha sottolineato la necessità di limitare l'uso delle fonti energetiche di origine fossile, come il gas naturale, e di evitare il ricorso a colture dedicate per la produzione energetica.

Il dataset sviluppato può essere utilizzato come fonte di dati rappresentativi del contesto italiano per realizzare studi di LCA.

## **Bibliografia**

Cozza F., 2020. Studio di life cycle assessment del sistema di produzione di elettricità da fotovoltaico. Tesi di laurea in Ingegneria Energetica c/o Alma Mater Studiorum - Università di Bologna, Anno Accademico 2019/20.

GSE (Gestore dei Servizi Energetici), 2019. Rapporto statistico - Solare fotovoltaico, 2018: [https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Solare%20Fotovoltaico%20-%20Rapporto%20Statistico%202018.pdf](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Solare%20Fotovoltaico%20-%20Rapporto%20Statistico%202018.pdf) (ultimo accesso a settembre 2023).

GSE (Gestore dei Servizi Energetici), 2020. Rapporto statistico - Solare fotovoltaico, 2019: [https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Solare%20Fotovoltaico%20-%20Rapporto%20Statistico%202019.pdf](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Solare%20Fotovoltaico%20-%20Rapporto%20Statistico%202019.pdf) (ultimo accesso a settembre 2023).

GSE (Gestore dei Servizi Energetici), 2021. Rapporto statistico 2019 – Fonti rinnovabili: [https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Rapporto%20Statistico%20GSE%20-%20FER%202019.pdf](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Rapporto%20Statistico%20GSE%20-%20FER%202019.pdf) (ultimo accesso a settembre 2023).

ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale), 2020. Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi europei. Rapporto 317/2020: [https://www.isprambiente.gov.it/files2020/pubblicazioni/rapporti/Rapporto317\\_2020.pdf](https://www.isprambiente.gov.it/files2020/pubblicazioni/rapporti/Rapporto317_2020.pdf) (ultimo accesso a settembre 2023)

ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale), 2021. Indicatori di efficienza di decarbonizzazione del sistema energetico nazionale e del settore elettrico. Rapporto 343/2021: <https://www.isprambiente.gov.it/files2021/pubblicazioni/rapporti/r343-2021.pdf> (ultimo accesso a settembre 2023).

Jungbluth N., Stuck M., Flury K., Frischknecht R. Life Cycle Inventories of Photovoltaics, ESU-services Ltd.: Uster, CH, 2012.

MISE -Ministero dello Sviluppo economico, LA SITUAZIONE ENERGETICA NAZIONALE NEL 2019, GIUGNO 2020: [https://dgsaie.mise.gov.it/pub/sen/relazioni/relazione\\_annuale\\_situazione\\_energetica\\_nazionale\\_dati\\_2019.pdf](https://dgsaie.mise.gov.it/pub/sen/relazioni/relazione_annuale_situazione_energetica_nazionale_dati_2019.pdf) (ultimo accesso a settembre 2023)

MiTE (Ministero della Transizione Ecologica), luglio 2021. La situazione energetica nazionale nel 2020:

[https://dgsaie.mise.gov.it/pub/sen/relazioni/relazione\\_annuale\\_situazione\\_energetica\\_nazionale\\_dati\\_2020.pdf](https://dgsaie.mise.gov.it/pub/sen/relazioni/relazione_annuale_situazione_energetica_nazionale_dati_2020.pdf) (ultimo accesso a settembre 2023)

PVGIS (PhotoVoltaic Geographical Information System):

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php> (ultimo accesso a settembre 2023)

SINAnet (Rete del Sistema Informativo Nazionale Ambientale di ISPRA):

<http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/fattori-di-emissione-per-le-sorgenti-di-combustione-stazionarie-in-italia/view> (ultimo accesso a ottobre 2022).

Sorgenia: <https://www.sorgenia.it/guida-energia/dimensioni-pannelli-fotovoltaici> (ultimo accesso a settembre 2023).

Terna, 2021. Rapporto statistico dati 2020: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche> (ultimo accesso a settembre 2023)

Terna, 2023: <https://www.terna.it/it/chi-siamo/terna-breve> (ultimo accesso a settembre 2023)

Zampori, L. and Pant, R., 2019. Suggestions for updating the Product Environmental Footprint (PEF) method, EUR 29682 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2019, ISBN 978-92-76-00654-1, doi:10.2760/424613, JRC115959.



## Sommario

La filiera italiana delle bioenergie: stato dell'arte	Pag. 1
La filiera italiana del biogas per la produzione di energia elettrica	Pag. 25
La filiera italiana delle biomasse solide per la produzione di energia elettrica	Pag. 40
La filiera italiana dei bioliquidi per la produzione di energia elettrica	Pag. 54
La filiera italiana di produzione del mix elettrico	Pag. 66

## Introduzione

Questa monografia è stata realizzata nell'ambito del progetto Arcadia “Approccio ciclo di vita nei contratti pubblici e banca dati italiana LCA per l’uso efficiente delle risorse”, finanziato dal PON Governance e Capacità Istituzionale 2014-2020. Il progetto si prefigge di costruire una Banca Dati Italiana (BDI) di dati utili a realizzare studi di Life Cycle Assessment (LCA) per le filiere più significative a livello

nazionale. L’LCA è un metodo, standardizzato secondo le norme ISO 14040-44, per calcolare il potenziale impatto ambientale di un prodotto, tenendone in considerazione tutto il ciclo di vita. Fra le filiere selezionate, si annovera quella del settore energia, anche alla luce

dell’elevato impatto ambientale, solitamente registrato, negli studi LCA, per i consumi energetici.

Per tale filiera, degli studi approfonditi sono già stati pubblicati sul sito del progetto Arcadia (<https://www.arcadia.enea.it/settori-di-intervento/energia.html>).

Lo scopo della presente monografia è di illustrare sinteticamente i principali risultati degli studi effettuati, fornendo informazioni sul gruppo di lavoro, i dati utilizzati per la costruzione dei dataset e i risultati di impatto ambientale.

In dettaglio, il lavoro parte da una panoramica generale sulle bioenergie, in Italia. Quindi, si passa ad un’analisi dettagliata delle filiere italiane di produzione di energia elettrica da biogas, biomasse solide e bioliquidi. Infine, si analizza la filiera di produzione del mix elettrico italiano, nel suo insieme. La scelta di fare un approfondimento sulle tre filiere di produzione di energia da biomasse (bioenergie) è stata dettata dal fatto che una quota significativa (40%) della produzione del mix elettrico proviene da fonti rinnovabili, di cui il 30% è costituito dalle bioenergie, che presentano specificità nazionali e caratteristiche tipiche del contesto italiano.

Di ciascuna filiera contemplata nello studio del mix elettrico sono state illustrate le principali caratteristiche, in termini di impianti e di produzione elettrica, oltre agli impatti socio-economici. Inoltre, sono stati forniti dettagli sulla costruzione dei dataset. In particolare, per ciascuna filiera analizzata sono stati specificati gli obiettivi e il campo di applicazione, indicando l’unità funzionale scelta, i confini del sistema, nonché il software e il metodo utilizzati per la valutazione degli impatti. Quindi, sono state descritte le fonti di tutti i dati utilizzati (inventario) e la modellizzazione dei processi. Infine, per ciascuna filiera, sono stati illustrati gli impatti caratterizzati e normalizzati. Sulla base dei risultati della caratterizzazione, sono state identificate le fasi, i processi ed i flussi elementari più rilevanti, mentre, attraverso l’analisi degli impatti normalizzati, sono state individuate le categorie maggiormente impattate. Inoltre, sono stati descritti

i risultati delle analisi di sensibilità effettuate per alcune delle filiere considerate nel processo complessivo di produzione del mix elettrico italiano.

Questa monografia si propone come un breve documento informativo per coloro che intendono eseguire studi di LCA riferiti al contesto italiano, utilizzando i dataset relativi al mix elettrico, sviluppati nell'ambito del progetto Arcadia e presenti nella Banca Dati Italiana LCA (<https://bancadatiitalianalca.enea.it/Node/>). Il gruppo di lavoro che ha svolto ciascuno studio LCA di filiera è riportato all'interno del capitolo corrispondente della monografia, ed è costituito oltre che dai ricercatori ENEA, da esperti ed imprese del settore. Si ringrazia per la revisione critica degli studi: ENEA (Giuliana Ansanelli, Simona Scalbi, Flavio Scrucca) ed Ecoinnovazione S.r.l..



## **La filiera italiana delle bioenergie: stato dell'arte**

Autori:

Amalia Zucaro, Gabriella Fiorentino, Silvia Scaffoni, Tiziana Beltrani, Simona Scalbi,  
Giuliana Ansanelli

ENEA, Dipartimento Sostenibilità, circolarità e adattamento al cambiamento climatico dei  
Sistemi Produttivi e Territoriali



## Sommario

Introduzione.....	7
Bioenergie in Italia .....	8
Diffusione e disponibilità delle biomasse sul territorio italiano.....	10
1. Biomasse dedicate .....	10
2. Biomasse di scarto .....	12
Principali processi di conversione della biomassa.....	14
1. Conversioni meccaniche e fisiche .....	15
2. Conversioni chimiche.....	15
3. Conversioni termochimiche.....	15
4. Conversioni biologiche.....	16
Definizione delle filiere delle bioenergie.....	17
Raccolta dati per la costruzione della banca dati italiana LCA.....	18
1. Panoramica sulla filiera energetica del biogas .....	18
2. Panoramica sulla filiera energetica delle biomasse solide .....	20
3. Panoramica sulla filiera energetica dei bioliquidi.....	22
4. Preparazione degli inventari per le filiere energetiche delle biomasse .....	25
Conclusioni.....	25
Bibliografia .....	26

## Introduzione

La società in cui viviamo è caratterizzata da una forte dipendenza dalle materie prime di origine fossile per la produzione di energia. Tale dipendenza comporta diversi problemi ambientali che vanno dall'inquinamento al consumo di risorse non rinnovabili. Pertanto, negli ultimi anni, è diventata via via più urgente la necessità di implementare soluzioni energetiche alternative più sostenibili, che prevedano il ricorso a fonti di energia rinnovabili e a basso impatto ambientale. Tra le possibili soluzioni attualmente disponibili, si annovera lo sfruttamento delle biomasse per la produzione di energia (bioenergie) e di carburanti (biocarburanti).

La biomassa è definita come la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura (sia sostanze vegetali che animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, gli sfalci e le potature provenienti dal verde pubblico e privato, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali ed urbani (Decreto Legislativo n. 28 del 3 marzo 2011). L'utilizzo di biomasse a fini energetici riguarda tutti quei materiali organici che possono essere impiegati direttamente come combustibili ovvero trasformati in combustibili solidi, liquidi o gassosi. In particolare, il Biogas viene definito "gas costituito prevalentemente da metano e da anidride carbonica, prodotto mediante digestione anaerobica della biomassa" (Regolamento UE 147/2013). Mentre i bioliquidi sono definiti "combustibili liquidi per scopi energetici diversi dal trasporto, compresi l'elettricità, il riscaldamento e il raffreddamento, prodotti dalla biomassa" (Decreto Legislativo 28/2011).

Nella transizione verso un sistema energetico decarbonizzato, la produzione di bioenergia è aumentata notevolmente e si prevede che continuerà a crescere (<https://www.iea.org/>). Già da tempo, le politiche energetiche dell'Unione europea (UE) (Directive 2009/28/EC) hanno promosso la sostituzione del 20% di combustibili fossili con biocarburanti e la produzione del 10% di elettricità dell'UE da biomassa.

Tale obiettivo è stato inoltre declinato in obiettivi nazionali vincolanti per gli Stati membri. Ciascuno Stato deve raggiungere il proprio obiettivo di produzione di energia da fonti rinnovabili sul totale dei consumi, comprensivo di produzione di energia elettrica, termica ed impiego delle rinnovabili nel settore dei trasporti. In quest'ultimo settore, inoltre, a prescindere dal citato obiettivo cumulativo, differenziato per paese, tutti gli Stati membri devono conseguire un target comune del 10% di energia da fonti rinnovabili. Questo consente una riduzione del consumo di 50 miliardi di litri di combustibili fossili, nel settore dei trasporti. Le fonti rinnovabili di energia che possono contribuire al raggiungimento di questi obiettivi comprendono, tra le altre, la biomassa solida, il biogas e i bioliquidi; questi ultimi, però, possono essere conteggiati solo se rispettano i requisiti in materia di sostenibilità.

Ad introdurre il principio della sostenibilità dei bioliquidi è la direttiva 2009/28/CE sulle fonti rinnovabili. I medesimi principi di sostenibilità sono inoltre ripresi, in termini equivalenti, dalla direttiva 2009/30/CE, in materia di combustibili. Secondo quanto stabilito dalle menzionate direttive, indipendentemente dal fatto che la materia prima utilizzata per produrre bioliquidi sia stata coltivata all'esterno o all'interno del territorio dell'Europa, o che provenga dall'uno o dall'altro Stato Membro, l'energia prodotta da tali bioliquidi può essere presa in considerazione

per il raggiungimento degli obiettivi al 2020 (17% FER sul totale dei consumi nazionali italiani e 10% nel settore dei trasporti) solo se rispetta i seguenti requisiti:

- Garantisce una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra lungo tutto il ciclo di vita del bioliquido (dalla coltivazione del seme alla produzione di energia).
- Non è ottenuta da materie prime provenienti da terreni che presentano un elevato valore in termini di biodiversità o un elevato stock di carbonio.

Secondo l'Agenzia Internazionale per le Energie Rinnovabili (IRENA), per raggiungere l'obiettivo Energia sostenibile per tutti (SE4All), l'energia da biomasse, nel 2030, dovrà arrivare a 108 EJ/anno, ossia dovrà raddoppiare rispetto al quantitativo (58,5 EJ/anno) generato nel 2014 (REN21, 2015; Nakada, 2014). Inoltre, il Global Energy Assessment prevede un ampio uso di materiale lignocellulosico e residui agricoli che porterà ad una crescita significativa della bioenergia, fino a 140 EJ, entro il 2050. Infine, il Gruppo Intergovernativo di esperti sui Cambiamenti Climatici (IPCC) ha delineato un aumento equivalente della quota di bioenergia, in linea con gli obiettivi climatici e le strategie politiche adottate per il loro raggiungimento (Bruckner et al., 2014).

Pertanto, le bioenergie assumeranno un ruolo sempre più rilevante nella produzione energetica, favorito anche dal contesto di incentivazione all'uso delle biomasse lignocellulosiche e di scarto.

### **Bioenergie in Italia**

In Italia, le biomasse rappresentano una risorsa strategica, in quanto possono essere sfruttate a fini energetici nei settori Elettrico, Termico e dei Trasporti. Negli anni scorsi, sono stati registrati contributi crescenti delle bioenergie in tutti e tre i settori, grazie alla disponibilità di una pluralità di materie prime e di tecnologie mature e affidabili. Infatti, secondo l'ultimo rapporto statistico sulle FER del GSE (GSE, 2019), tra il 2004 e il 2018, l'elettricità generata con le biomasse è cresciuta in media dell'11% l'anno, passando da 4499 GWh a 19153 GWh, quantità che corrisponde al 16,7% della produzione elettrica totale da fonti rinnovabili e al 5,8% della produzione complessiva italiana di energia elettrica. In dettaglio, nel 2018, il 43,3% (8299,6 GWh) delle bioenergie del settore elettrico italiano proviene dal biogas, il 34,3% (6562,3 GWh) dalle biomasse solide ed il 22,4% (4290,7 GWh) dai bioliquidi.

La fotografia della situazione italiana, al 2018, mostra che la produzione dell'energia elettrica da biomasse avviene principalmente nel settentrione e, in particolare in Lombardia (23,3%), Emilia-Romagna (14,6%), Veneto (10,8%), Piemonte (9,0%) e Friuli-Venezia Giulia (4,5%). Contributi significativi vengono anche da Puglia (7,8%), Calabria (6,7%) e Campania (6,2%), mentre le altre regioni hanno una produzione molto più limitata.

Per quanto riguarda il parco impianti, a fine 2018, risultano installati, in Italia, 2924 impianti di produzione elettrica alimentati da biomasse, con una potenza efficiente lorda di quasi 4200 MW. La maggior parte (73%) di tali impianti è a biogas, mentre i rimanenti si suddividono equamente fra la tipologia funzionante con biomasse solide e quella basata sui bioliquidi. La regione con più impianti è la Lombardia (730 impianti), con una potenza complessiva di 931,4 MW, seguita da Veneto (393 impianti, 369 MW), Emilia-Romagna (334 impianti, 651,3 MW) e Piemonte (316

impianti, 358,1 MW), mentre le regioni del Centro-Sud contano un numero di impianti molto inferiore, che va dai 153 della Toscana (164,6 MW) ai 10 del Molise (45,4 MW).

In termini di potenza installata in Italia nel 2018, la maggior parte degli impianti a biogas e a bioliquidi ricade nella fascia compresa fra 200 kW e 1 MW, mentre la taglia degli impianti a biomasse solide è distribuita su un intervallo più ampio, che va da 50 kW a 1 MW, con una leggera preponderanza degli impianti di taglia più piccola (50-200 kW). Inoltre, risulta non trascurabile la percentuale di impianti (i) a biomasse solide (>10%) e a biogas (ca. 5%) con una potenza compresa fra 1 e 10 MW e (ii) a biomasse solide (>10%) di taglia maggiore di 10 MW. Ciò spiega come mai, nonostante gli impianti più numerosi siano quelli a biogas, essi rappresentino solo il 34,6% della potenza complessiva installata, mentre la quota maggiore (41,3%) è associata agli impianti a biomasse solide.

In termini di capacità produttiva, il 42,8% dell'energia elettrica da biomasse è prodotto in impianti di potenza superiore a 10 MW, il 42,5% in quelli di potenza inferiore a 1 MW e il restante 14,7% in impianti appartenenti alla fascia intermedia, tra 1 e 10 MW.

Il rapporto GSE, riferito all'anno 2018, riporta che per ottenere energia elettrica, la risorsa più sfruttata, nel Centro-Nord, è il biogas mentre, al Sud e nelle Isole, la fonte principale è rappresentata dai bioliquidi o dalle biomasse solide. In particolare, la Lombardia si caratterizza per la maggiore produzione (34,4%, 2850,7 GWh) di energia elettrica da biogas, a livello nazionale, seguita da Veneto (14,9%), Emilia-Romagna (14,6%) e Piemonte (12,2%), mentre nelle altre regioni la produzione da biogas è molto inferiore. La Lombardia è anche la regione che genera i maggiori quantitativi di energia elettrica (922,6 GWh) dalla Frazione Biodegradabile dei Rifiuti urbani (FORSU); seguono, a notevole distanza, Emilia-Romagna (359,8 GWh) e Campania (334,1 GWh), mentre la Calabria primeggia, a livello nazionale, per la produzione di energia elettrica da biomasse solide diverse da FORSU (1171,7 GWh). Infine, per quanto riguarda l'elettricità da bioliquidi, i quantitativi maggiori si generano in Puglia (952,1 GWh), Campania (743,3 GWh) ed Emilia-Romagna (652 GWh).

Il contributo delle bioenergie nel settore termico è maggiore che in quello elettrico. Infatti, nel 2018, (GSE, 2019) il calore ottenuto attraverso lo sfruttamento delle biomasse (322885 TJ) rappresenta il 72% del calore generato da FER ed il 14% del calore totale consumato in Italia. Il contributo predominante (91%) viene dalla combustione delle biomasse solide che sono costituite essenzialmente da legna da ardere, pellet e carbone vegetale. Un ruolo decisamente secondario è, invece, giocato dalla frazione biodegradabile dei rifiuti (FORSU), dal biogas e dai bioliquidi che, nel 2018, hanno generato quantitativi di calore pari, rispettivamente, al 5,3%, 3,5% e 0,7% dell'energia termica totale prodotta da biomasse.

Inoltre, il rapporto del GSE (2019) riporta che, nel 2018, l'88% del calore da biomasse è consumato in modo diretto da famiglie e imprese (es. in caldaie individuali, stufe ecc.) e solo il 12% è costituito da calore derivato (*derived heat*), ossia destinato al consumo da parte di terzi (es. attraverso reti di teleriscaldamento). Quest'ultimo è prodotto per l'88% da impianti di cogenerazione (impianti CHP – Combined Heat and Power) e, per il resto, da impianti di sola produzione termica. Il calore derivato è ottenuto da biomasse solide, per il 56,5%, da biogas, per il 23%, e da FORSU, per il 15%, mentre il contributo dai bioliquidi è pari a 5,5%. In particolare,

per gli impianti alimentati da bioliquidi, il calore derivato prodotto in cogenerazione, rilevato da Terna, ammonta a 2.134 TJ, considerando la totalità dei bioliquidi, e a 2.046 TJ, considerando solo i bioliquidi sostenibili.

D'altra parte, alla produzione del calore diretto contribuiscono soprattutto (95,2%) le biomasse solide e, in misura molto minore, la FORSU (4%) e il biogas (0,8%). Per quanto riguarda invece l'impiego dei bioliquidi per la produzione di energia termica, il rapporto del GSE mostra come, dalla ricognizione sugli impianti appartenenti al settore industriale, terziario, agricolo o residenziale che utilizzano bioliquidi in modo diretto per la sola produzione termica, non siano emersi risultati significativi; pertanto, il consumo diretto di bioliquidi nel 2018 è assunto pari a zero.

Nel 2018, la classifica italiana per consumi diretti di biomassa solida, nel settore residenziale, è guidata dalla regione Piemonte, con una percentuale pari a 10,2%; seguono Veneto (9,9%), Lombardia (9,2%) e Campania (8,7%), mentre i consumi minori si registrano in Valle d'Aosta (0,6%) e in Molise (1,3%). Appare chiaro, comunque, che il riscaldamento domestico mediante biomasse solide è un fenomeno che riguarda tutte le regioni.

Relativamente al riscaldamento nel settore non residenziale, mediante biomasse solide (legna, pellet e carbone vegetale), si osserva una situazione un po' diversa, con i consumi maggiori nelle regioni in cui sono presenti impianti industriali di dimensioni medio-grandi. In particolare, nel 2018, il primato spetta al Trentino-Alto Adige che, da solo, concentra quasi il 29% della produzione complessiva italiana di energia termica da biomasse solide; seguono Lombardia (16,2 %), Veneto (10,6 %) e Piemonte (10,3 %), mentre, complessivamente, sia al Centro sia al Sud, i consumi di calore si attestano intorno al 15%.

Inoltre, in base al rapporto del GSE (2019), il consumo diretto di energia termica prodotta da FORSU è localizzato essenzialmente (>80%) in tre regioni del Nord (Lombardia, Friuli-Venezia Giulia e Veneto) e riguarda unicamente il settore industriale.

Infine, il documento prodotto dal GSE (2019) indica che, nel 2018, i consumi diretti di biogas si concentrano (quasi il 70%) nell'Italia settentrionale e, in particolare, in Lombardia che, da sola, consuma il 42% dell'energia termica totale da biogas. Consumi ben più contenuti (18%) si registrano nel Centro Italia, con il Lazio (8,5%) in testa, e ancora più bassi al Sud e nelle isole (0,4%-3,9%). Il calore da biogas viene sfruttato in modo diretto nei settori dell'industria (45%), del commercio e dei servizi (55%), mentre non ne è stato rilevato l'utilizzo nel settore residenziale.

## **Diffusione e disponibilità delle biomasse sul territorio italiano**

### **1. Biomasse dedicate**

L'Agenzia internazionale per le energie rinnovabili (IRENA) indica la conversione delle biomasse come una delle strategie da adottare al fine di raggiungere l'obiettivo energetico previsto per 2030 (IRENA, 2015). L'uso della biomassa come FER si è evoluto negli ultimi anni. In una prima fase, le materie prime generalmente utilizzate per la produzione di energia e biocarburanti (etanolo, in particolare) erano principalmente colture zuccherine ed amilacee, come mais,

grano, barbabietola da zucchero, manioca, sorgo dolce, canna da zucchero etc., mentre il biodiesel veniva tradizionalmente prodotto da oli vegetali (soia, olio di palma, girasole, colza, cocco e arachidi) (de Vries et al., 2010). Queste cosiddette colture di prima generazione sono cresciute in tutto il mondo principalmente grazie alle politiche di incentivazione a sostegno delle produzioni di biocarburanti per il trasporto (Lamers et al., 2011; Giampietro et al., 1997). Ciononostante, le colture dedicate di prima generazione sono state fortemente criticate per la concorrenza con la produzione alimentare (ricadute sociali) e per la dimostrazione di un loro basso ritorno energetico (rapporto tra costi energetici in input e benefici energetici in output). Ulteriori valutazioni integrate sull'efficienza energetica e sul metabolismo sociale hanno messo in luce i limiti delle bioenergie di prima generazione come possibile vettore energetico sostenibile per le società industriali (COM 15 final, 2014). Di conseguenza, sembra che la proliferazione delle politiche di sovvenzione abbia persino peggiorato il quadro globale, incentivando le mono-colture e promuovendo così un grave rischio agro-ecologico, tanto da spingere le Nazioni Unite a bollare l'utilizzo a fini energetici di colture alimentari come "crimine contro l'umanità" (Nazioni Unite, 2007).

L'impiego di coltivazioni dedicate di seconda (non alimentari) e terza generazione (alghe) è stato pertanto individuato come mezzo per superare sia i conflitti di natura sociale che economico-ambientale (Kan et al., 2016) (Figura 1).

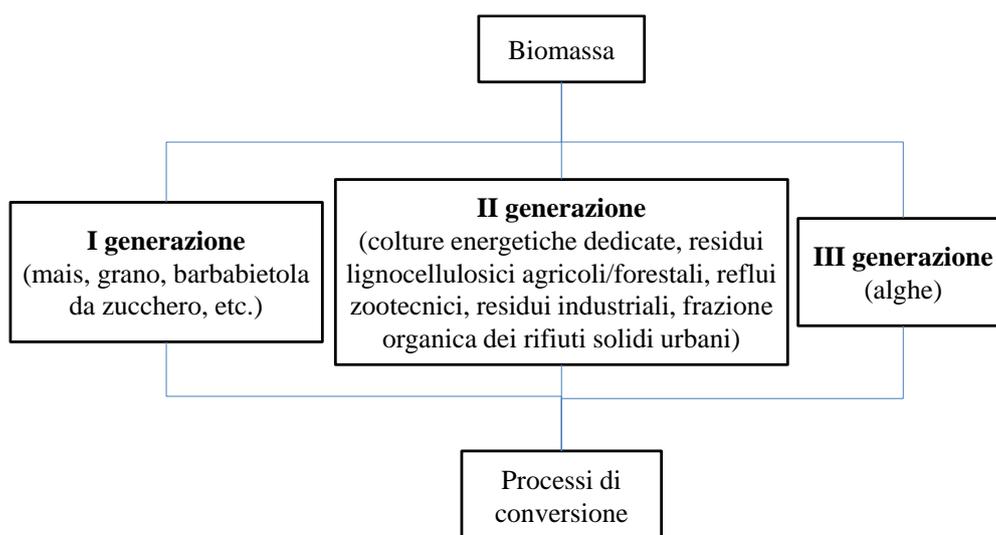


Figura 1. Tipologie di biomassa utilizzate nella filiera energetica

Nel quadro della UE e delle politiche nazionali e internazionali, l'impiego di biomasse di seconda e terza generazione è stato fortemente incoraggiato, al fine di ridurre il cambiamento nell'uso del suolo, garantire la sicurezza alimentare e compensare le emissioni di gas ad effetto serra (Direttiva 2009/28/UE; Yousuf, 2012).

Le materie prime di seconda generazione sono costituite da specie non commestibili, come i semi oleosi (tra gli altri, jatropha, semi di lino, semi di cotone), per la produzione di bioliquidi, e piante a rapida crescita (es. miscanto, canna comune, bosco ceduo di salice ecc.) che fungono da fonte di biomassa lignocellulosica. La biomassa lignocellulosica è stata identificata come

materia prima promettente, non solo per le bioenergie, ma in un quadro più ampio di bioraffineria integrata e sistemica (Cherubini e Jungmeier 2010; Fiorentino et al., 2017; Zucaro et al., 2020). Le coltivazioni dedicate lignocellulosiche sono caratterizzate da bassi input di coltivazione e sono realizzabili anche su terre marginali (aree non proficuamente coltivabili ai fini alimentari). Le colture dedicate lignocellulosiche si differenziano in (i) colture annuali, come il sorgo, la colza e le brassicacee (es. *Brassica carinata*); (ii) colture poliennali, quali la canna comune (*Arundo donax*), il cardo e il miscanto, e (iii) Short Rotation Forestry (SRF), come la robinia, il pioppo e l'eucalipto. Tutte le colture lignocellulosiche dedicate sono considerate di grande interesse, specialmente per il bacino del Mediterraneo, grazie alla loro alta produttività in condizioni di siccità (Fazio & Monti 2011; Fiorentino et al., 2014; Zucaro et al., 2015).

Nel complesso, le biomasse dedicate rappresentano un'importante fonte di approvvigionamento energetico, in quanto consentono di utilizzare in maniera vantaggiosa aree agricole abbandonate, di realizzare una diversificazione colturale di settori in crisi (barbabietola da zucchero, tabacco, etc.) e di creare nuove opportunità di mercato. Lo sviluppo di filiere agro-energetiche deve avvenire tenendo conto non solo delle innovazioni tecnologiche, ma anche delle realtà territoriali, delle dimensioni dei bacini di produzione agricola e del fatto che le scelte colturali, oltre che da specifiche vocazioni, sono influenzate dai nuovi indirizzi di agricoltura ecosostenibile. L'adozione di determinate filiere e tecnologie di processo dovrebbe essere effettuata sulla base della loro reale fattibilità e capacità di rispondere concretamente ai requisiti di resa, costi e facilità di impiego.

## **2. Biomasse di scarto**

L'utilizzo di residui o biomasse di scarto, ad oggi, è considerato dall'Unione Europea come una priorità al fine di: (i) ridurre la percentuale di rifiuti da smaltire in discarica al di sotto del 25%, entro il 2025, (ii) rispettare precisi target di gestione per i rifiuti riciclabili e biodegradabili (tal quali), e (iii) azzerare lo smaltimento in discarica, entro il 2030. Tali obiettivi rappresentano una sfida per gli Stati Membri, ma anche una grande opportunità per la green economy, vista la tendenza al riuso e al riciclo di prodotti quali: scarti urbani, agricoli e agroindustriali, forestali e zootecnici che sono, al contempo, anche risorse e base di partenza di processi di economia circolare.

Fra le biomasse di scarto si annoverano i residui agricoli e zootecnici, gli scarti e i residui di industrie agroalimentari e di altro tipo (es. cartiera, lavorazione del legno ecc.), i rifiuti forestali (manutenzione del bosco, scarti di segherie ecc.) e la frazione organica dei rifiuti urbani.

Di particolare interesse, a livello locale, sono le biomasse residuali di origine agricola, che comprendono le paglie di cereali quali frumento, avena, orzo, segale e riso, il trinciato di mais (foglie e gambi dopo il raccolto), le pannocchie di mais, i sarmenti di vite e le potature di ulivo e di alberi da frutto. Rivestono un ruolo importante, ai fini di un impiego energetico, anche gli scarti agroindustriali quali i gusci di frutta, le vinacce, le sanse, la bagassa (polpa secca polverosa che rimane dopo l'estrazione del succo dalla canna da zucchero), la melassa (sciropo denso e scuro proveniente dalla lavorazione della canna da zucchero o barbabietola da zucchero) e, in particolare, i reflui dell'industria olearia che potrebbero costituire una materia prima per la

produzione di energia da biogas, poiché contengono una notevole quantità di zuccheri fermentescibili.

Anche le deiezioni zootecniche hanno notevoli potenzialità, in Italia, che possono essere sfruttate tenendo conto che la loro composizione varia a seconda del tipo di apparato digerente e della dieta a cui sono soggetti gli animali. Di conseguenza, il digestato (ossia il residuo ottenuto dalla digestione anaerobica delle deiezioni) necessita sempre di una caratterizzazione per stabilirne gli impieghi più idonei. Per esempio, previa opportuna correzione dei parametri chimico-fisici (in particolare il rapporto carbonio/azoto), il digestato può essere impiegato come substrato per la crescita di microalghe. La gestione sostenibile ed innovativa delle deiezioni zootecniche è una strategia alternativa per superare la criticità ambientale legata al loro elevato contenuto di azoto che ne limita l'uso come fertilizzanti. Infatti, la normativa, al fine di ridurre i rischi di lisciviazione dei nitrati nelle acque sotterranee, ha fissato dei limiti, per l'azoto nei fertilizzanti, che sono più bassi delle concentrazioni normalmente rilevate negli escrementi animali. Di conseguenza, la maggior parte delle deiezioni non trova un impiego come concime e le aziende zootecniche sono costrette a caricarsi i costi del loro smaltimento.

Recentemente, anche gli oli usati o non commestibili (olio da cucina, olio per friggere e olio di sansa) nonché i grassi animali (strutto di maiale, grassi e sottoprodotti dell'olio di pesce) hanno guadagnato un'attenzione significativa per la produzione di biodiesel di seconda generazione (Kumar et al., 2017; Sheldon, 2011; Ripa et al., 2014).

L'aspetto positivo della natura non commestibile della biomassa di scarto è rappresentato dal superamento delle preoccupazioni relative ai prezzi e alla scarsa disponibilità di cibo, in alcuni Paesi in via di sviluppo. Un altro vantaggio è costituito dall'abbondante disponibilità, a prezzi bassi, delle biomasse di scarto agricolo e dai rifiuti urbani e industriali (Bentsen et al., 2017). Bisogna, però, tenere conto che alcune biomasse, essendo prodotte solo in determinate stagioni (vinacce, paglie, sansa, ecc.), sono caratterizzate da una variazione stagionale del prezzo, che può renderle non sempre economicamente convenienti.

In conclusione, le biomasse residuali rappresentano una fonte di energia rinnovabile abbondante, economica e prontamente disponibile. Inoltre, la loro conversione in bioenergie contribuisce a risolverne il problema dello smaltimento, in linea con i principi dell'economia circolare.

Sebbene le catene di valore a base biologica rivestano un grande potenziale dato dall'utilizzo della biomassa di scarto come materia prima seconda, numerosi ostacoli pratici si riscontrano ancora oggi. In particolare, lo sfruttamento molto limitato delle biomasse residuali è dovuto a molteplici fattori che vanno da una mancanza di conoscenza delle buone pratiche e di capacità di gestione (dalla raccolta alla conservazione e alla trasformazione in energia) ad una legislazione talvolta non adeguata. Si pensi, ad esempio ai complicati iter autorizzativi per la costruzione di nuovi impianti oppure alla difficoltà di riutilizzo di alcune biomasse di scarto, in quanto non riconosciute come sottoprodotti. Anche l'inadeguatezza delle biomasse all'impianto di trattamento può costituire un ostacolo al loro impiego. Infatti, la combustione delle biomasse, rispetto ai combustibili tradizionali, comporta maggiori emissioni di ceneri e di inquinanti tossici e/o corrosivi. In particolare, il tipo e la quantità di ceneri e inquinanti dipende sia dalla qualità della biomassa sia dalla tecnologia adottata, per cui si rendono spesso necessari costosi sistemi

di abbattimento che, senza incentivi pubblici, non è sempre possibile installare. Il problema dei costi elevati riguarda anche le reti di teleriscaldamento che sono deputate a trasportare e distribuire il calore generato al settore residenziale. A tutto ciò va aggiunta la questione del trasporto delle biomasse dai siti di stoccaggio a quelli di trasformazione, che risulta poco sostenibile, dal punto di vista ambientale ed economico, sulle lunghe distanze.

Ciò evidenzia la necessità di creare filiere locali organizzate, in modo tale da sfruttare al meglio le risorse del territorio, riducendo drasticamente i trasporti e favorendo la collaborazione tra le parti interessate (Giampietro et al., 1997; Giampietro and Ulgiati, 2005, Zucaro et al., 2018; Gomiero, 2018).

### Principali processi di conversione della biomassa

Le modalità di conversione delle biomasse variano a seconda del substrato di partenza e del prodotto energetico o chimico che si vuole ottenere (Figura 2). Ciò che accomuna tutti i percorsi di conversione è la necessità di un pre-trattamento di natura meccanica o fisica, allo scopo di ridurre le dimensioni della biomassa di partenza o di separarne i principali componenti, senza modificarne lo stato o la composizione (Fiorentino et al., 2017).

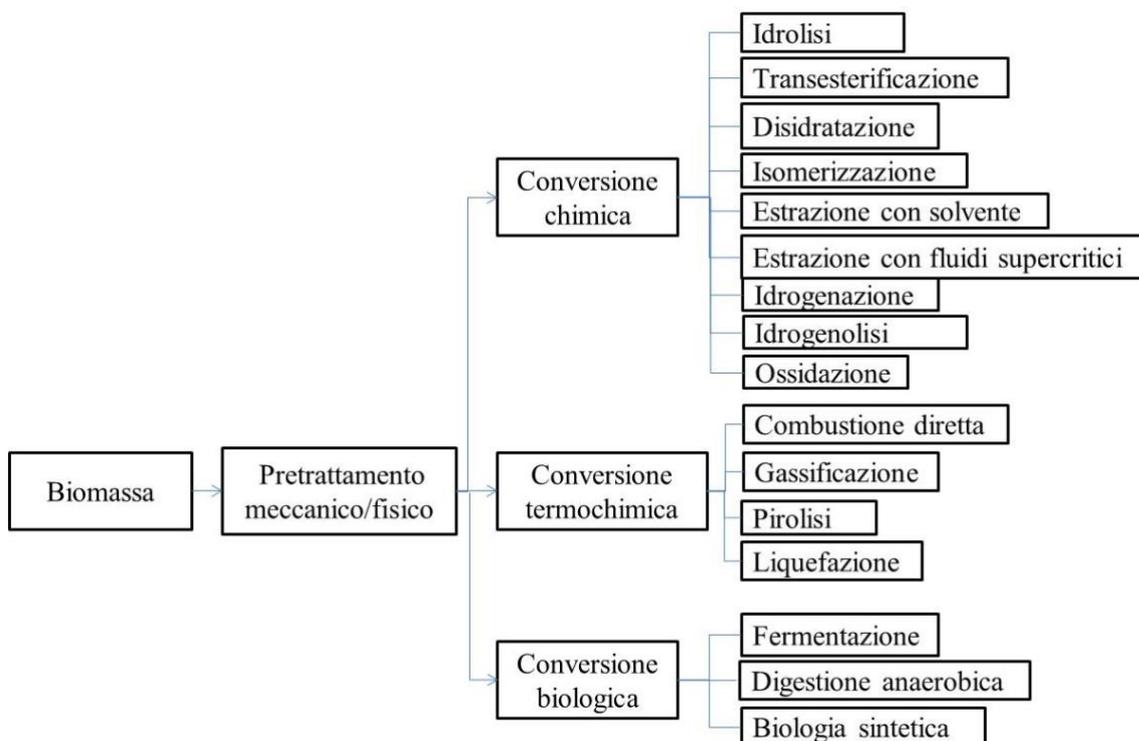


Figura 2. Percorsi di conversione della biomassa

## **1. Conversioni meccaniche e fisiche**

Processi meccanici e fisici, quali fresatura, irradiazione con raggi gamma, fascio di elettroni o microonde, estrusione ed esplosione di vapore, sono spesso usati come pre-trattamento della biomassa. Inoltre, vengono utilizzati comunemente per produrre biodiesel, attraverso un procedimento meccanico detto spremitura, ossia l'estrazione dai semi oleosi per mezzo di una pressa a vite che consente di recuperare e concentrare i trigliceridi da substrati sfusi e disomogenei, quali le piante ed i residui oleaginosi, con umidità inferiore al 35% e un rapporto C/N maggiore di 30. Gli oli combustibili così estratti vengono poi convertiti per via chimica (Russo et al., 2012).

## **2. Conversioni chimiche**

Le conversioni chimiche si riferiscono a processi come l'idrolisi, la transesterificazione, la disidratazione, l'isomerizzazione, l'estrazione con solventi, l'estrazione in fluidi supercritici, l'idrogenazione, l'idrogenolisi e l'ossidazione, che convertono direttamente la biomassa in prodotti chimici, cambiando la struttura chimica del substrato, a temperatura e pressione relativamente miti e in presenza di un catalizzatore. Le conversioni chimiche sono coinvolte sia nel pretrattamento della biomassa che nelle fasi di lavorazione a valle per convertire i prodotti chimici intermedi, derivanti da altri tipi di conversione (meccaniche, fisiche, termochimiche o biologiche), nei prodotti chimici finali. L'idrolisi, per esempio, utilizza acidi, alcali o enzimi per scindere i legami di polisaccaridi e proteine e ottenere i monomeri (ad esempio, il glucosio dalla cellulosa) o altri derivati chimici, come l'acido levulinico dal glucosio (Sun & Cheng, 2002).

Il ruolo dei catalizzatori in questi percorsi di conversione è cruciale e, nell'ambito della ricerca, molti sforzi si stanno concentrando sull'ottimizzazione dell'efficienza dei catalizzatori e sulla progettazione di catalizzatori eterogenei che possano essere applicati in un'ampia gamma di condizioni di reazione e che possano essere facilmente recuperati dalla miscela di reazione e riutilizzati (Wettstein et al., 2012).

## **3. Conversioni termochimiche**

Le conversioni termochimiche sono generalmente applicate a biomasse lignocellulosiche (umidità relativa inferiore al 50% e rapporto C/N superiore a 30) e comprendono la combustione diretta, la gassificazione, la pirolisi o la liquefazione, che coinvolgono principalmente il trattamento della biomassa in condizioni di temperatura e/o pressione più spinte rispetto alle conversioni chimiche (Goyal et al., 2008). La combustione diretta è la combustione della biomassa in un ambiente ricco di ossigeno, effettuata principalmente per la produzione di calore, mentre la gassificazione consiste nel trattamento della biomassa, ad alta temperatura (> 700 °C) e bassi livelli di ossigeno, per produrre il cosiddetto syngas, ossia una miscela di H<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub> e CH<sub>4</sub>, che può essere utilizzato direttamente come biocombustibile o come prodotto chimico intermedio per la preparazione di combustibili o prodotti chimici, attraverso la sintesi di Fischer-Tropsch. La pirolisi, invece, utilizza temperature intermedie (300–600 °C), in assenza di ossigeno, per convertire la biomassa in una miscela di composti aromatici e alifatici (olio pirolitico liquido o bio-olio), carbone solido (o char) e gas leggeri simili al syngas. La biomassa

può essere convertita anche in un prodotto liquido per mezzo del processo di liquefazione termochimica che, a differenza della pirolisi, richiede la presenza di un catalizzatore e opera in condizioni umide.

#### **4. Conversioni biologiche**

Le conversioni biologiche, come la fermentazione e la digestione anaerobica, sono tra le tecnologie più “verdi”, in quanto comportano l'utilizzo di enzimi o organismi viventi per catalizzare la conversione della biomassa. Tali conversioni, spesso indicate con i termini di processi biocatalitici e biotecnologie bianche, si applicano tanto a piante e residui cellulosici, amidacei e zuccherini quanto a piante e residui fermentescibili, reflui animali e alla frazione organica dei rifiuti solidi urbani, caratterizzati da un valore di umidità maggiore del 50% ed un rapporto C/N pari a 25-30 (Schmid et al., 2001).

Negli ultimi decenni, i bioprocessi hanno trovato applicazione nella produzione di prodotti ad alto valore come i prodotti farmaceutici (e i loro intermedi) e, in anni più recenti, anche i carburanti e i prodotti di chimica fine.

Sin dai primi anni '70, è stata ampiamente studiata l'idrolisi della cellulosa in zuccheri monomerici, mediante enzimi cellulolitici, come cellulasi ed emicellulasi, arrivando allo sviluppo di un metodo efficiente per la produzione di etanolo (Sánchez & Cardona, 2008). I processi di fermentazione con lieviti e batteri sono comunemente usati per produrre etanolo, in primo luogo, nonché altri prodotti chimici commerciali, come l'acido lattico, l'acido citrico e l'acetone-butanolo. I substrati più frequentemente utilizzati per la fermentazione sono gli esosi, principalmente il glucosio, mentre i pentosi, il glicerolo ed altri idrocarburi richiedono lo sviluppo di organismi modificati, per la fermentazione e la conversione in etanolo. In effetti, i recenti progressi nelle tecnologie di fermentazione, come l'ingegneria enzimatica e metabolica o la biologia sintetica, offrono nuove opportunità per migliorare i bioprocessi ed ampliare la gamma di prodotti che si possono ottenere, ottimizzando le vie metaboliche attraverso modificazioni genetiche volte a manipolare le capacità metaboliche dei microorganismi. Alta resa e selettività, così come flussi minimi di rifiuti, rendono le conversioni biologiche dei percorsi ottimali per trasformare la biomassa in sostanze chimiche di elevato valore. Tuttavia, ci sono ancora miglioramenti da adottare sia per aumentare l'efficienza della fermentazione e delle biocatalisi basate su microorganismi ed enzimi sia per ridurre i consumi energetici di queste tecnologie. Da un'attenta analisi della letteratura scientifica, risulta chiaro l'alto livello di criticità della lavorazione della biomassa e, in particolare, delle fasi di pre-trattamento: i processi di pre-trattamento fisico, fisico-chimico, chimico e biologico, o le loro combinazioni, sono cruciali per facilitare la solubilizzazione o la separazione dei principali componenti della biomassa, ovvero cellulosa, emicellulosa e lignina, nel caso della biomassa lignocellulosica. Una volta pretrattata, la biomassa può essere processata utilizzando diverse configurazioni di processo come idrolisi e fermentazione separate (SHF), saccarificazione e fermentazione simultanee (SSF), saccarificazione e co-fermentazione simultanee (SSCF) e trattamento della biomassa consolidato (CBP) (Menon & Rao, 2012).

La digestione anaerobica (AD), d'altro canto, sembra essere un altrettanto valido metodo per produrre energia rinnovabile sotto forma di biogas, risolvendo al tempo stesso la gestione dei

rifiuti. Il termine AD si riferisce a un complesso processo di biodegradazione anaerobica condotto da una varietà di specie diverse provenienti da due regni biologici completamente diversi (batteri e Archea). Il prodotto principale di questo processo di bioconversione è il biogas, una miscela che consiste principalmente di metano ( $\text{CH}_4$ ) e anidride carbonica ( $\text{CO}_2$ ), ma contenente anche diverse impurità. Di solito, il biogas prodotto viene bruciato in unità di cogenerazione in loco per produrre simultaneamente calore ed elettricità, per consumi interni dell'impianto di AD, con l'immissione del surplus di elettricità nella rete nazionale. In alternativa, il biogas può essere purificato per aumentare il suo contenuto di  $\text{CH}_4$ , fornendo un promettente vettore energetico, vale a dire il biometano ( $\text{bioCH}_4$ ), che può essere utilizzato come carburante per veicoli o iniettato nella rete del gas naturale, analogamente al  $\text{CH}_4$  a base fossile (Florio et al., 2019).

Al fine di rendere i prodotti ottenuti (bioetanolo e biogas) competitivi, in termini di qualità e prezzo, rispetto ai prodotti ottenuti per via tradizionale dai combustibili fossili, sono richiesti processi efficienti che si adattino alla struttura molecolare della biomassa altamente funzionalizzata, quali ad esempio: (i) processi catalitici flessibili, necessari per far fronte alle variazioni nella disponibilità e nella struttura molecolare delle materie prime, (ii) catalizzatori robusti e che si rigenerano facilmente, perché le materie prime naturali possono contenere impurità che potrebbero alterarne la selettività e diminuirne l'attività, (iii) nuovi mezzi di reazione, come i fluidi supercritici ed i liquidi ionici, e nuovi sistemi di attivazione, come gli ultrasuoni o le microonde.

### Definizione delle filiere delle bioenergie

Il presente studio sarà focalizzato sulle filiere delle bioenergie utilizzate per la produzione di energia elettrica facente parte del mix elettrico italiano. La Figura 3 mostra i diagrammi di flusso delle filiere energetiche, che saranno oggetto dell'analisi del ciclo di vita (LCA), secondo le norme ISO 14040-44 (ISO, 2006 a, b).

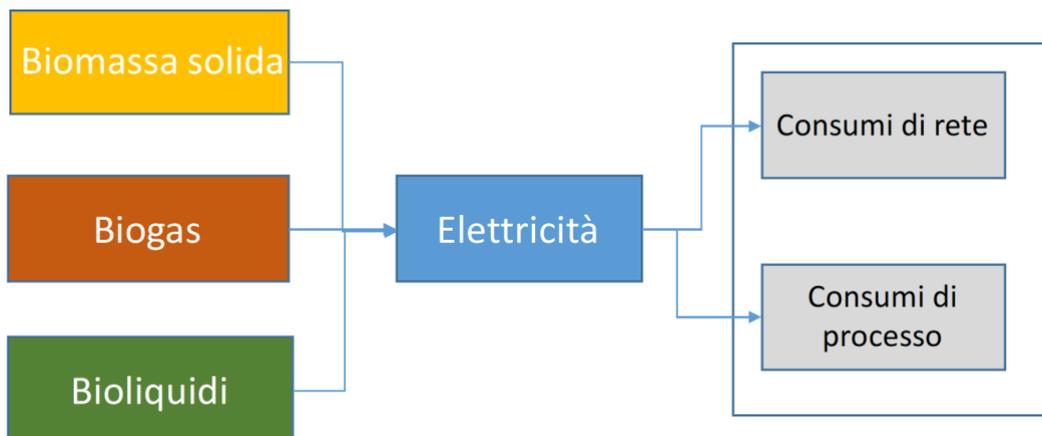


Figura 3. Confini del sistema delle filiere delle bioenergie per la produzione di energia elettrica

Verrà applicata una LCA di tipo attribuzionale e, in presenza di coprodotti, gli impatti relativi saranno allocati in funzione delle loro caratteristiche fisiche. In presenza di vettori energetici differenti, si prediligerà un'allocazione di tipo energetico.

L'unità funzionale (FU) è la produzione di 1kWh di energia elettrica da bioenergie di cui, nel 2018, il 43,3% (8299,6 GWh) proviene dal biogas, il 34,3% (6562,3 GWh) dalle biomasse solide ed il 22,4% (4290,7 GWh) dai bioliquidi. Di seguito verranno analizzate le tre filiere biogas, biomassa solida e bioliquidi.

### Raccolta dati per la costruzione della banca dati italiana LCA

Le filiere italiane di produzione di energia da biomasse constano di (i) una fase in cui la biomassa è prodotta, (ii) una fase di trasporto all'impianto di conversione (es. bioraffineria), e (iii) una fase di trasformazione in bioenergia e bioprodotto, aventi i requisiti essenziali, in termini ambientali (bassi impatti ambientali) ed economici (costi di produzione competitivi), per l'immissione sul mercato.

Di seguito, si riportano i primi risultati della ricerca dati su tali filiere, limitatamente alla produzione di energia elettrica. I dati relativi alla produzione di calore, invece, sono stati esclusi da questa prima fase della raccolta.

Le ricerche sono state condotte scegliendo, come riferimento temporale, l'anno 2018 e suddividendo i dati per macroaree (Nord, Centro e Sud Italia) o per regioni. In primo luogo, sono stati consultati i documenti del Gestore dei Servizi Energetici (GSE), di Terna e di Euroserv'er, per ottenere informazioni sulla dimensione media degli impianti, nonché sulla loro numerosità e distribuzione sul territorio italiano. Queste informazioni sono servite per determinare le dimensioni tipiche di un impianto per ciascuna tipologia di filiera e per capire in quali regioni/macroaree italiane le filiere indagate sono più sviluppate.

### 1. Panoramica sulla filiera energetica del biogas

In Figura 4, sono riportate le principali fasi della filiera biogas: quelle che sono state escluse da questo studio (relative alla produzione di calore) sono coperte da un rettangolo grigio.

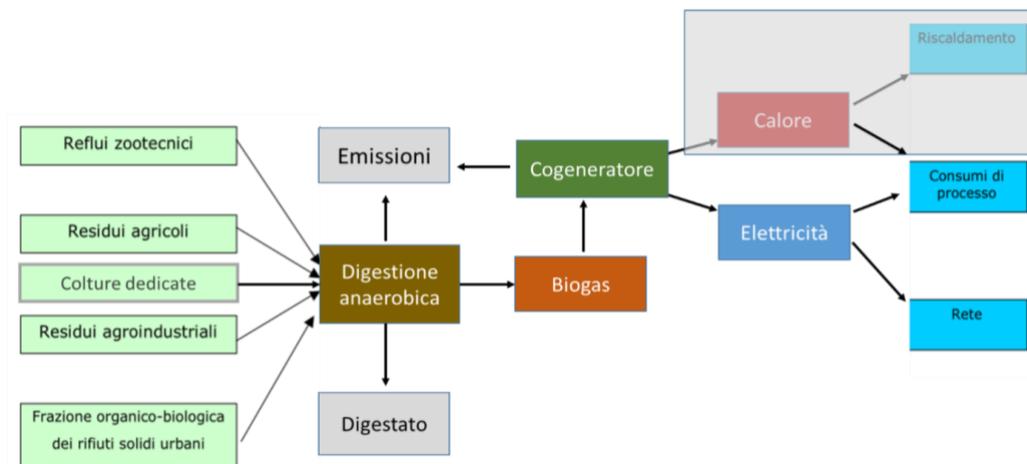


Figura 4. Fasi della filiera biogas. Le parti coperte dal rettangolo grigio sono escluse dallo studio

Per restringere il campo di ricerca dati, si è cercato di stabilire, innanzitutto, se esistono delle zone in cui la filiera del biogas è più sviluppata. L'analisi dell'ultimo rapporto GSE (2019) ha rivelato che la maggior parte degli impianti a biogas è localizzata nel Nord Italia (Figura 5) e, quindi, questa macroarea può essere considerata rappresentativa del contesto italiano per quanto riguarda la produzione di energia elettrica da biogas.

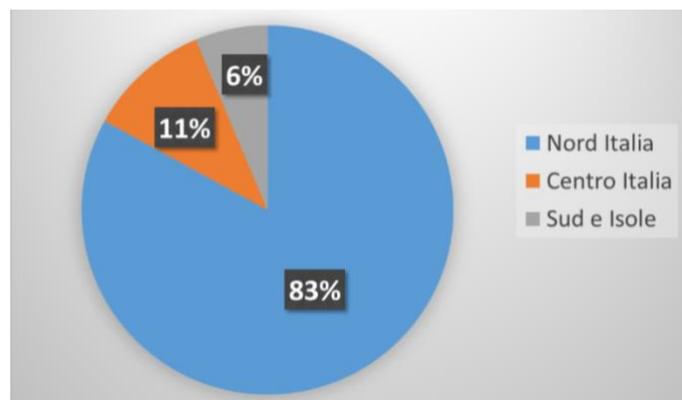


Figura 5. Produzione territoriale di energia elettrica da biogas

Inoltre, al fine di raffinare ulteriormente la ricerca dati, sono stati elaborati i dati GSE (2019) relativi alla tipologia di biomassa impiegata ed alla potenza degli impianti. I risultati ottenuti (Tabella 1 e Figura 6) mostrano che la maggior parte degli impianti ha una potenza media pari a 0,7 MW ed è alimentata con biomasse provenienti dalle attività agricole e forestali.

Biomassa	Numero di impianti	Potenza totale (MW)	Potenza media per impianto (MW)
Rifiuti	403,00	405,40	1,01
Fanghi	79,00	44,10	0,56
Deiezioni animali	615,00	238,50	0,39
Attività agricole e forestali	1039,00	760,00	0,73

Tabella 1. Numerosità e potenza impianti italiani a biogas, anno 2018, in Italia.

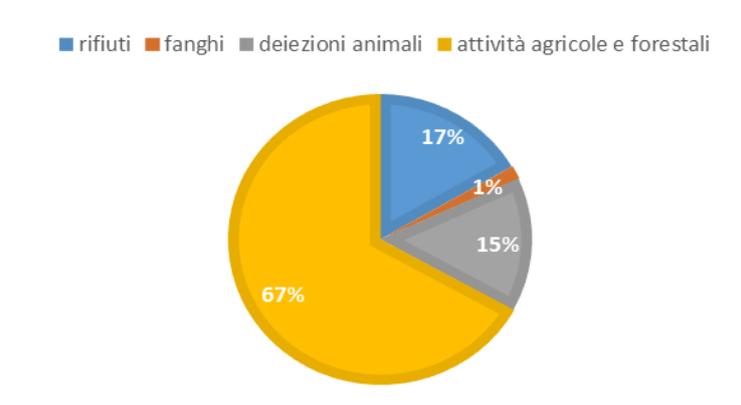


Figura 6. Energia elettrica (GWh) da biogas, nel 2018, in Italia

## 2. Panoramica sulla filiera energetica delle biomasse solide

In Figura 7, sono riportate tutte le fasi della filiera energetica delle biomasse solide. Le fasi relative alla produzione di calore, che non sono oggetto di questo studio, sono coperte da un rettangolo grigio.

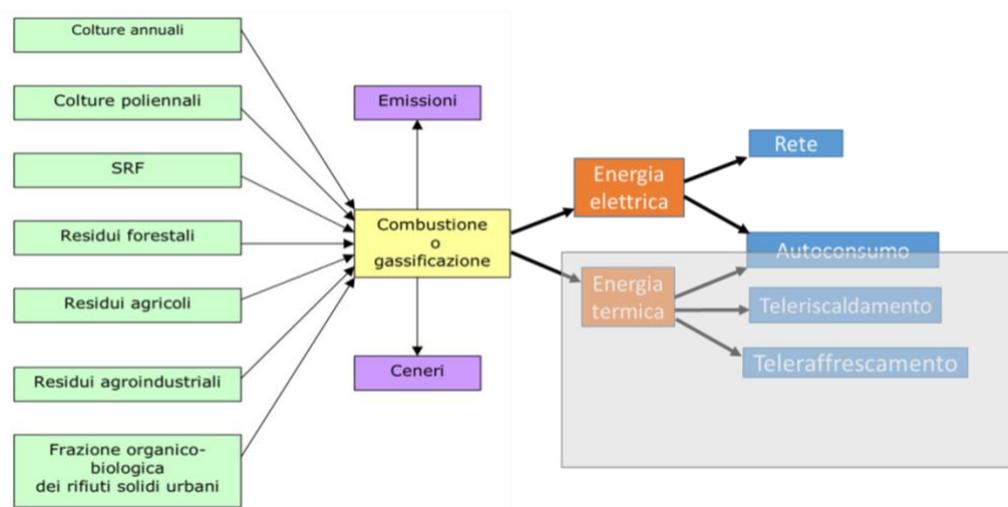


Figura 7. Fasi della filiera Biomasse solide. Le fasi escluse dall'analisi sono coperte con un rettangolo grigio

I dati GSE, pur indicando un utilizzo significativo della frazione organica dei rifiuti urbani (FORSU) per la produzione elettrica, evidenziano che il principale contributo alla produzione proviene da altre biomasse non meglio specificate (Tabella 2 e Figura 8). Sarà, quindi, necessario ricorrere ad altre fonti per conoscere la natura delle biomasse utilizzate, al fine di definire i flussi elementari. Relativamente alla potenza media degli impianti, appare chiaro che quelli alimentati da FORSU sono generalmente molto più grandi (14 MW, Figura 8) di quelli che bruciano altre tipologie di biomasse solide (1,92 MW, Figura 8).

Biomassa	Numero di impianti	Potenza totale (MW)	Potenza media per impianto (MW)

FORSU	65	938,80	14,44
Altre biomasse solide	410	786,60	1,92

Tabella 2. Numerosità e potenza impianti italiani a biomasse solide, anno 2018.

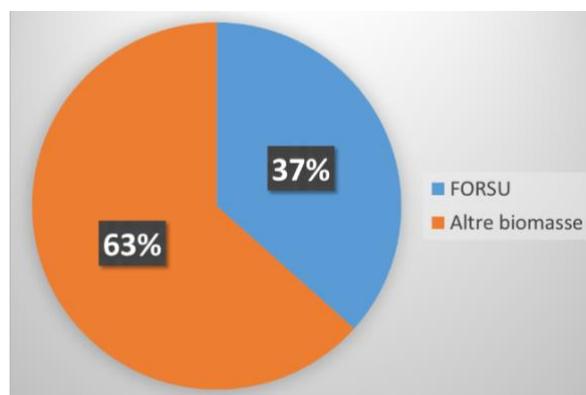


Figura 8. Energia elettrica (GWh) da biomasse solide, prodotta nel 2018, in Italia

Infine, il rapporto GSE (2019) mostra che la produzione di energia elettrica da FORSU avviene principalmente nel Nord Italia (68%), mentre quella tramite le altre biomasse solide risulta diffusa sia al Nord che al Sud, con la Calabria prima in classifica (28,2%), seguita da quattro regioni del Nord (Emilia-Romagna, Veneto, Piemonte e Lombardia), tutte con una capacità produttiva del 10% (Tabella 3).

FORSU (tot. 2404 GWh)	Altre biomasse (tot. 4158,3 GWh)
Lombardia: 38,4%	Calabria: 28,2 %
Emilia Romagna: 13,9 %	Emilia Romagna: 13,6 %
Campania: 13,9 %	Veneto: 10,9 %
Piemonte: 8,3 %	Piemonte: 10,7 %
Lazio: 6,4 %	Lombardia: 10,3 %
Puglia: 4%	Puglia: 8,6 %
Veneto: 3%	Sicilia: 3,7%
Toscana: 2,7%	Sardegna: 2,5 %
Friuli V.G.: 2,4 %	Lazio: 2,4 %
(Trentino) Alto Adige: 2%	Alto Adige: 2,3 % + 0,6 (Trentino)
Molise: 1,9%	Umbria: 2,2 %
Calabria: 0,9 %	Molise: 2,1 %
Sardegna: 0,8 %	Friuli V. G.: 0,8 %
Basilicata: 0,3 %	Toscana: 0,6 %
Marche: 0,1 %	Abruzzo = Basilicata = Campania: 0,2 %

Tabella 3. Produzione percentuale regionale di energia elettrica (GWh) da FORSU e altre biomasse solide, nel 2018, in Italia.

Sulla base di queste osservazioni, appare chiaro che la “filiera FORSU” e quella che impiega altri tipi di biomasse solide sono due realtà, abbastanza distinte, che andrebbero trattate separatamente.

### 3. Panoramica sulla filiera energetica dei bioliquidi

In Figura 9, sono riportate tutte le fasi della filiera dei biocombustibili liquidi. Le fasi relative alla produzione di calore che, in questo lavoro, non sono oggetto di studio, sono coperte da un rettangolo grigio.

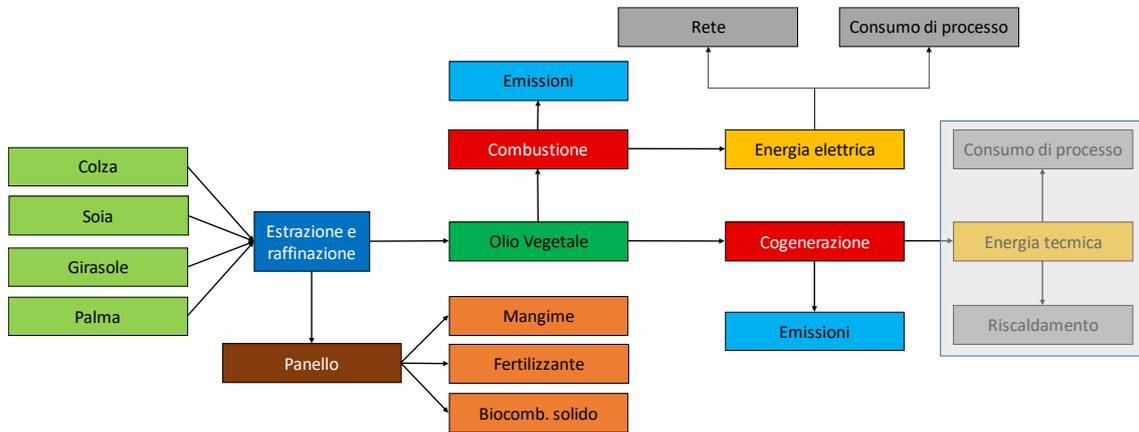


Figura 9. Fasi della filiera dei biocombustibili liquidi. Le fasi escluse dall'analisi sono coperte con un rettangolo grigio

I dati GSE indicano un consumo complessivo di 937763 tonnellate di bioliquidi sostenibili per la produzione di energia elettrica in Italia; il 60% di questi è rappresentato dall'olio di palma, seguito da oli e grassi animali (15%) e poi da altri oli di origine vegetale, quali olio di soia, olio di colza, derivati da oli vegetali e olio di girasole (Figura 10).

Circa il 60% dei bioliquidi impiegati in Italia viene prodotto nel Sud-est asiatico (Indonesia e Malesia), da materie prime locali. Il 31,6% dei bioliquidi viene prodotto in Italia, generalmente, a partire da materie prime di origine nazionale. Una quota inferiore al 10% proviene da altri Paesi extra UE.

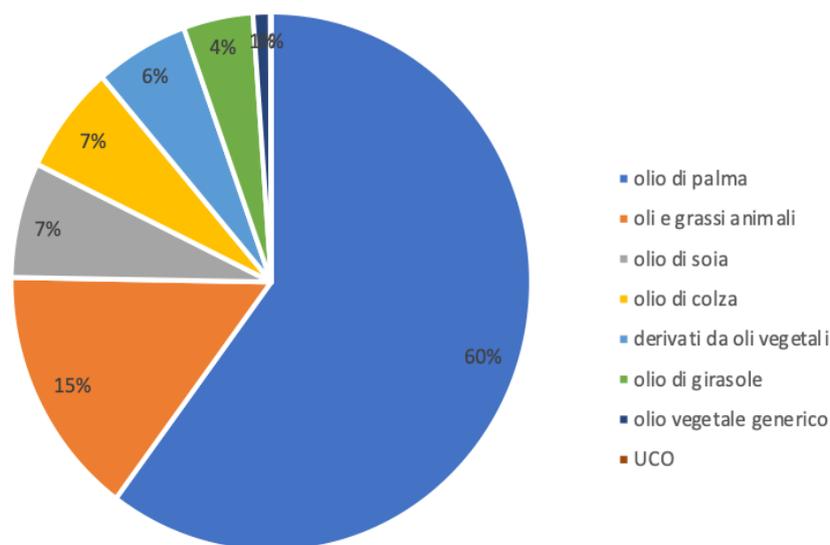


Figura 10. Consumi italiani di bioliquidi sostenibili, per tipologia

Per quanto riguarda la potenza media degli impianti e il numero di impianti, emerge che quelli alimentati a oli vegetali grezzi sono generalmente più grandi (1,01 MW, Tabella 4) di quelli che utilizzano altri bioliquidi (0,56 MW, Tabella 4). A questo corrisponde anche una diversa produzione di energia elettrica: l'82% dell'energia elettrica prodotta da bioliquidi sostenibili (3503,7 GWh su un totale di 4290,7 GWh) è generata da oli vegetali grezzi (Figura 11).

Biomassa	Numero di impianti	Potenza totale (MW)	Potenza media per impianto (MW)
Oli vegetali grezzi	403	405,4	1,01
Altri bioliquidi	79	44,1	0,56

Tabella 4. Numerosità e potenza impianti italiani a bioliquidi sostenibili, anno 2018.

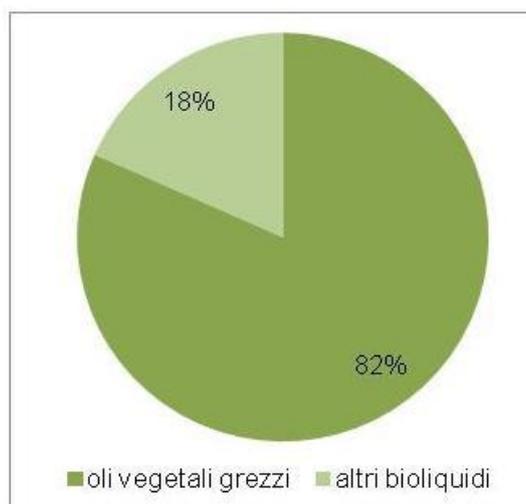


Figura 11. Energia elettrica (GWh) da bioliquidi, prodotta in Italia, nel 2018

Infine, il rapporto GSE mostra che, per il 2018, la produzione di energia elettrica da biocombustibili liquidi avviene principalmente nel Sud Italia e nelle isole (49%) e, in secondo luogo, nelle regioni del Nord Italia (42%), come mostrato in Figura 12. La regione italiana che presenta una maggiore produzione di energia elettrica da bioliquidi è la Puglia (952 kWh, pari al 22% del totale), seguita da Campania (743 kWh, 17% del totale) ed Emilia Romagna (652 kWh, 15% del totale); le altre regioni contribuiscono con percentuali inferiori al 10% (Friuli Venezia Giulia, Veneto, Lombardia e Sardegna) o al 5% (Lazio, Basilicata, Provincia Autonoma di Bolzano, Piemonte, Abruzzo, Toscana, Umbria, Provincia Autonoma di Trento, Molise, Marche, Liguria, Calabria, Valle d'Aosta, Sicilia) (Figura 13).

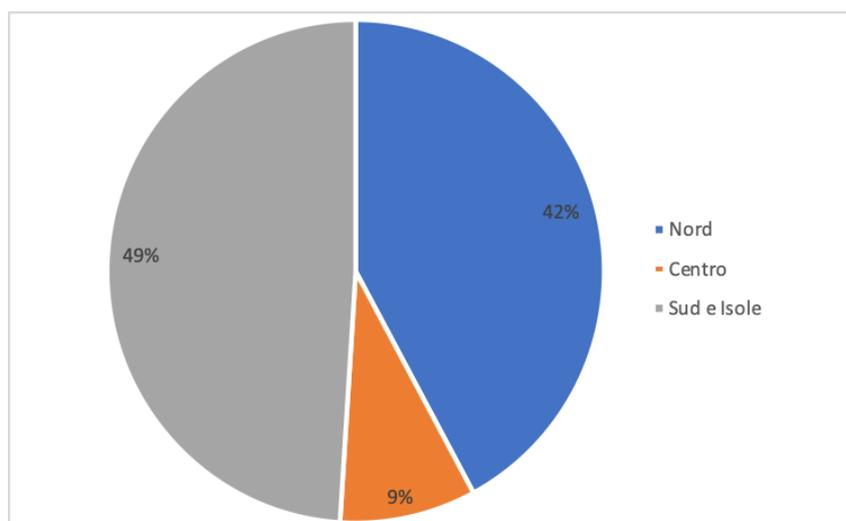


Figura 12. Distribuzione della produzione elettrica da bioliquidi per macroaree, in Italia, nel 2018

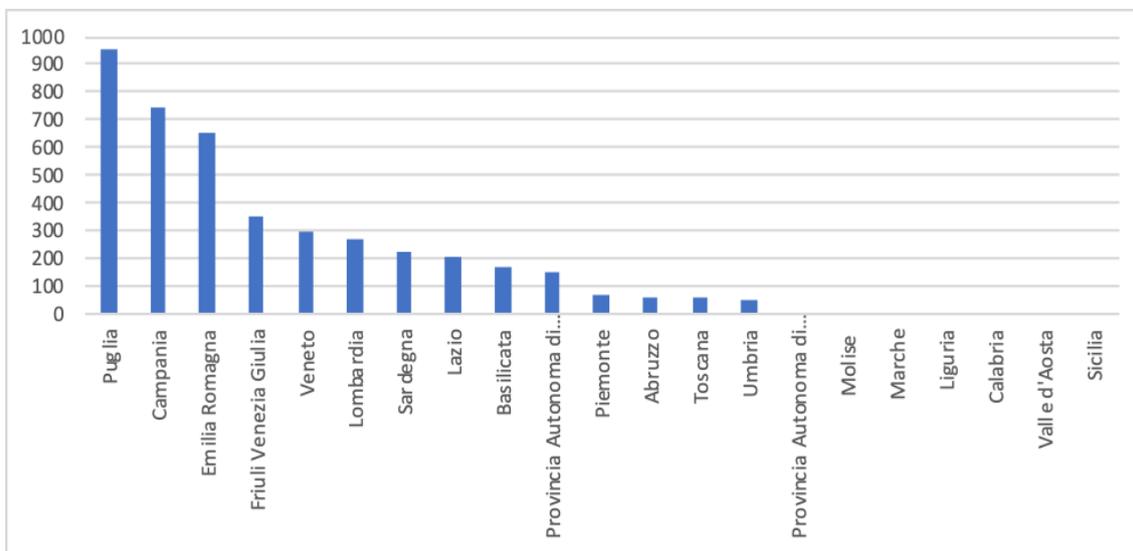


Figura 13. Produzione elettrica italiana da bioliquidi, per regione, nel 2018

#### **4. Preparazione degli inventari per le filiere energetiche delle biomasse**

A questa prima indagine conoscitiva è seguita una fase di ricerca più approfondita, effettuata con l'ausilio di questionari *ad hoc* (inventari). I primi inventari preparati sono stati incentrati sul tipo di impianto più comunemente impiegato (per la produzione di energia elettrica da biomasse solide, biogas e bioliquidi) e suddivisi sia per dimensione dell'impianto (grande, medio e piccolo) che per regione/macroarea.

In dettaglio, i dati sugli impianti richiesti negli inventari riguardano:

- la tipologia di impianto: es. tecnologia, cogenerazione, potenza, rendimento, ore/gg di attività annuali ecc.;
- i flussi materiali: es. quali e quante biomasse, emissioni e rifiuti ecc.;
- i flussi energetici: es. consumi energetici dei processi e produzione;
- i sistemi di ricezione e stoccaggio delle materie prime (es. biomasse in entrata), dei prodotti e dei co-prodotti;
- gli eventuali trattamenti, pre- e post-produzione.

Tutti i flussi, in entrata ed uscita, riportati negli inventari sono stati riferiti alla produzione di 1 kWh di energia elettrica, scelta come unità funzionale. Inoltre, per ogni dato, è stata prevista anche l'indicazione della fonte, in modo da poterne stabilire la qualità e il potenziale utilizzo per studi di LCA affidabili.

A partire dai dati ottenuti mediante questo primo tipo di inventario, sono stati predisposti nuovi inventari di approfondimento, così da ottenere una banca dati completa, in grado di analizzare le filiere delle bioenergie in modo esaustivo.

In particolare, i successivi inventari si sono focalizzati sulle biomasse più utilizzate e le informazioni richieste hanno riguardato principalmente:

1. la raccolta: es. macchinari per la raccolta, carburante consumato ecc.;
2. la provenienza e il trasporto: es. luogo di produzione, distanza media dal punto di produzione della biomassa all'impianto di conversione; veicolo *-tipo, categoria Euro, capacità, carburante impiegato e consumato* - più comunemente utilizzato.

Ulteriori informazioni sui flussi elementari delle filiere selezionate sono state ricavate da articoli scientifici e riviste specializzate, banche dati, comunicazioni ambientali di prodotto, rapporti ambientali e risultati di progetti (soprattutto se sviluppati a livello di filiera). In aggiunta, quando necessario, tali informazioni sono state integrate con stime di esperti del settore e con dati forniti da associazioni di categoria o aziende rappresentative del contesto italiano.

#### **Conclusioni**

Lo scopo principale di questa analisi resta l'identificazione e la validazione dei flussi a supporto della costruzione di una banca dati italiana LCA. Questa banca dati, aggiornata con dati relativi al territorio nazionale, sia per quanto riguarda l'approvvigionamento delle biomasse sia per l'identificazione delle tecnologie di conversione, rappresenta il primo passo per l'implementazione di analisi LCA sito-specifiche affidabili, in grado di supportare efficacemente i decisori politici nello sviluppo di strategie "green".

## Bibliografia

- Bentsen N.S., Møller I.M., 2017. Solar energy conserved in biomass: Sustainable bioenergy use and reduction of land use change. *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 71, 954-958.
- Bruckner T., Bashmakov I.A., Mulugetta Y., Chum H., de la Vega Navarro A., Edmonds J., et al, Energy systems. In: Edenhofer O., Pichs-Madruga R., Sokona Y., Farahani E., Kadner S., Seyboth K., et al (Eds.), *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge University Press, Cambridge and New York, 2014, pp. 511–597.
- COM (2014)15 final. Quadro per le politiche dell'energia e del clima per il periodo dal 2020 al 2030. Link: <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2014:0015:FIN:IT:PDF> (ultimo accesso, 6 luglio 2020).
- COM (2016) 767 final/2. Proposta di direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (rifusione). Link: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=IT> (ultimo accesso, 6 luglio 2020).
- Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28. Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE. Link: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2011/03/28/011G0067/sg> (ultimo accesso, 6 luglio 2020)
- Resource use efficiency and environmental performance of nine major biofuel crops, processed by first-generation conversion techniques.
- Direttiva 2009/28/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili e recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE. Link: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=celex%3A32009L0028> (ultimo accesso, 6 luglio 2020).
- Direttiva 2018/2001/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (rifusione). Link: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=celex:32018L2001> (ultimo accesso, 6 luglio 2020).
- Ekvall T., Assefa G., Björklund A., Eriksson O., Finnveden G., 2007. What life-cycle assessment does and does not do in assessments of waste management. *Waste Management* 27, 989–996.
- Fiorentino G., Ripa M., Mellino S., Fahd S., Ulgiati S., 2014. Life Cycle Assessment of Brassica carinata biomass conversion to bioenergy and platform chemicals. *Journal of Cleaner Production*, 66:174-187.
- Fiorentino G., Ripa M., Ulgiati S., 2017. Chemicals from biomass: technological versus environmental feasibility. A review. *Biofuels, Bioproducts and Biorefining* 11, 195-214.

- Florio C., Fiorentino G., Corcelli F., Ulgiati S., Dumontet S., Güsewell J., Eltrop L., 2019. A Life Cycle Assessment of Biomethane Production from Waste Feedstock Through Different Upgrading Technologies. *Energies* 12(4), 718-729.
- Giampietro, M., Ulgiati, S., 2005. Integrated assessment of large-scale biofuel production, *CRC Crit. Rev. Plant. Sci.* 24, 365\_384.
- Giampietro M., Ulgiati S., Pimentel D., 1997. Feasibility of Large-Scale Biofuel Production. Does an enlargement of scale change the picture? *Bioscience* 47, 587-600.
- Goyal H.B., Seal D., Saxena R.C., 2008. Bio-fuels from thermochemical conversion of renewable resources: a review. *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 12, 504-517.
- Gomiero, T., 2018. Large-scale biofuels production: a possible threat to soil conservation and environmental services, *Appl. Soil Ecol.* 123, 729-736.
- GSE (Gestore Servizi Energetici), 2018. <https://www.gse.it/dati-e-scenari/rapporti> e <https://www.gse.it/dati-e-scenari/statistiche>
- GSE (Gestore Servizi Energetici), 2019. Rapporto Statistico 2018 sulle fonti rinnovabili. [https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/GSE%20-%20Rapporto%20Statistico%20FER%202018.pdf](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/GSE%20-%20Rapporto%20Statistico%20FER%202018.pdf) (ultimo accesso 21 ottobre 2020).
- IRENA (International Renewable Energy Agency), 2015. Lavagne d'Ortigue O., Whiteman A. and Elsayed S.. Renewable energy capacity statistics 2015. Link: <https://www.irena.org/publications/2015/Jun/Renewable-Energy-Capacity-Statistics-2015> oppure [www.irena.org/Publications](http://www.irena.org/Publications) (ultimo accesso, 6 luglio 2020).
- ISO (International Organization for Standardization), 2006a. Environmental Management—Life Cycle Assessment—Principles and Framework. Standard ISO 14040. Geneva, Switzerland.
- ISO (International Organization for Standardization), 2006b. Environmental Management—Life Cycle Assessment—Requirements and Guidelines. Standard ISO 14044. Geneva, Switzerland.
- Kan T., Strezov V., Evans T.J., 2016. Lignocellulosic biomass pyrolysis: A review of product properties and effects of pyrolysis parameters. *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 57, 1126-1140.
- Kumar D., Singh B., Korstad J., 2017. Utilization of lignocellulosic biomass by oleaginous yeast and bacteria for production of biodiesel and renewable diesel. *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 73, 654–671.
- Lamers P., Hamelinck C., Junginger M., Faaij A., 2011. International bioenergy trade—A review of past developments in the liquid biofuel market. *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 15, 2655-2676.
- Menon V., Rao M., 2012. Trends in bioconversion of lignocellulose: Biofuels, platform chemicals & biorefinery concept. *Progress in Energy and Combustion Science* 38, 522-550.
- Nakada S., Saygin D., Gielen D., 2014. Global bioenergy: supply and demand projections. A working paper for REmap 2030. [http://www.globalbioenergy.org/uploads/media/1409\\_IRENA\\_-\\_REmap\\_2030\\_Biomass\\_paper\\_2014.pdf](http://www.globalbioenergy.org/uploads/media/1409_IRENA_-_REmap_2030_Biomass_paper_2014.pdf).

- Nazioni Unite, 2007. Rapporto all'Assemblea Generale delle Nazioni Unite, agosto 2007, Jean Zigler, Relatore Speciale delle Nazioni Unite per il diritto al cibo, 22 agosto 2007, No. A/62/289.
- REN21, Renewables 2015 Global Status Report, 2015. [http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/07/REN12-GSR2015\\_Onlinebook\\_low1.pdf](http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/07/REN12-GSR2015_Onlinebook_low1.pdf).
- Ripa M., Buonauro C., Mellino S., Fiorentino G., Ulgiati S., 2014. Recycling Waste Cooking Oil into Biodiesel : A Life Cycle Assessment. *International Journal of Performability Engineering* 10(4), 347–356.
- Russo D., Dassisti M., Lawlor V., Olabi A.G., 2012. State of the art of biofuels from pure plant oil. *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 16(6), 4056-4070.
- Sánchez Ó.J., Cardona C.A., 2008. Trends in biotechnological production of fuel ethanol from different feedstocks. *Bioresource Technology* 99, 5270-5295.
- Schmid A., Dordick J.S., Hauer B., Kiener A., Wubbolts M., Witholt B., 2001. Industrial biocatalysis today and tomorrow. *Nature* 409, 258-268.
- Sheldon R.A., 2011. Utilisation of biomass for sustainable fuels and chemicals: Molecules, methods and metrics, *Catalysis Today* 167, 3–13.
- Sun Y., Cheng J., 2002. Hydrolysis of lignocellulosic materials for ethanol production: a review. *Bioresource Technology* 83(1), 1-11.
- United Nations, 2007. Rapporto all'Assemblea Generale delle Nazioni Unite, agosto 2007, Jean Zigler, Relatore Speciale delle Nazioni Unite per il diritto al cibo, 22 agosto 2007, No. A/62/289.
- Wettstein S.G., Alonso D.M., Gürbüz E.I., Dumesic J.A., 2012. A roadmap for conversion of lignocellulosic biomass to chemicals and fuels. *Current Opinion in Chemical Engineering* 1, 218-224.
- Yousuf A., 2012. Biodiesel from lignocellulosic biomass – Prospects and challenges. *Waste Management* 32, 2061–2067.
- Zucaro A., Forte A., Fagnano M., Bastianoni S., Basosi R., Fierro A., 2015. Comparative Attributional Life Cycle Assessment of Annual and Perennial Lignocellulosic Feedstocks Production Under Mediterranean Climate for Biorefinery Framework. *Integrated Environmental Assessment and Management* 11 (3), 397-403.
- Zucaro A., Fiorentino G., Ulgiati S., 2020. Constraints, impacts and benefits of lignocellulose conversion pathways to liquid biofuels and biochemicals. In: ABU Yousuf A., Pirozzi D., Sannino F. (eds), *Lignocellulosic Biomass to Liquid Biofuels*. Elsevier Academic Press. pp. 249-282. (ISBN: 978-0-12-815936-1).
- Zucaro, A., Forte, A., Fierro, A., 2018. Life cycle assessment of wheat straw lignocellulosic bio-ethanol fuel in a local biorefinery prospective. *Journal of Cleaner Production*. 194, 138-149.



## La filiera italiana del biogas per la produzione di energia elettrica

Autori:

Giuliana Ansanelli<sup>1</sup>, Amalia Zucaro<sup>1</sup>, Antonietta Cerbone<sup>1</sup>, Alessandro Giocoli<sup>2</sup>,  
Vincenzo Motola<sup>2</sup>, Gabriella Fiorentino<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ENEA, Dipartimento Sostenibilità, circolarità e adattamento al cambiamento climatico dei Sistemi Produttivi e Territoriali

<sup>2</sup> ENEA, Dipartimento Tecnologie Energetiche e Fonti Rinnovabili

*Revisione critica interna:* Simona Scalbi - ENEA, Dipartimento Sostenibilità, circolarità e adattamento al cambiamento climatico dei Sistemi Produttivi e Territoriali



## Sommario

Introduzione.....	31
Obiettivi e campo di applicazione dello studio.....	33
Analisi di Inventario .....	36
Valutazione degli impatti ed interpretazione dei risultati .....	38
Conclusioni.....	41
Bibliografia .....	41

## Introduzione

Le biomasse rappresentano una risorsa strategica per l'Italia, in quanto possono essere sfruttate a fini energetici nei settori Elettrico, Termico e dei Trasporti. Negli ultimi anni, sono stati registrati contributi crescenti delle bioenergie in tutti e tre i settori, grazie alla disponibilità di una pluralità di materie prime e di tecnologie mature e affidabili.

Secondo il Gestore dei Servizi Energetici (GSE, 2021), tra il 2005 e il 2019, l'elettricità generata con le biomasse è cresciuta in media dell'11% l'anno. In particolare, la produzione di energia elettrica da biogas, che nel 2009 è stata pari a 1.665 GWh, è arrivata a quota 8.277 GWh, nel 2019, anno in cui sono stati registrati 2177 impianti installati, con una potenza complessiva di circa 1455 MW ed una taglia media di 0,7 MW (Tabella 5).

BIOGAS	2018		2019	
	N°	MW	N°	MW
-				
- <b>da rifiuti</b>	403	405,4	398	402
- <b>da fanghi</b>	79	44.1	80	44
- <b>da deiezioni animali</b>	615	238.5	636	242
- <b>da attività agricole e forestali</b>	1039	760	1063	767.3

Tabella 5. Numero e potenza degli impianti di produzione elettrica alimentati da biogas (fonte GSE, 2021).

Il boom delle installazioni di impianti di biogas, in Italia, si è avuto tra il 2008 e il 2012, perché in quel periodo è stato promosso lo schema Feed-in Tariff. Da allora, il numero di impianti, seppur con un tasso minore, ha continuato a crescere, portando l'Italia ad essere, nel 2019, il secondo paese produttore di elettricità da biogas in Europa, dietro alla Germania (Biogas barometer, 2020).

Relativamente alla distribuzione della produzione elettrica da biogas, risulta che il maggior contributo proviene dal Nord Italia (Figura 14) (GSE, 2021).

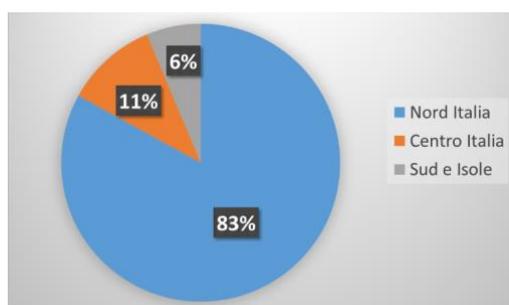


Figura 14. Produzione territoriale di energia elettrica da biogas (fonte GSE, 2021)

Invece, per quanto riguarda la tipologia di biomassa usata per la produzione di biogas, è emerso (GSE, 2021) che la più sfruttata è quella di origine agro-forestale (colture dedicate e scarti agro-forestali), spesso integrata con reflui zootecnici, che sono facilmente reperibili sul territorio (Tabella 5 e Figura 2). Nel 2019, gli impianti alimentati con queste matrici hanno generato più di

5500 GWh, contribuendo per oltre l'80% (Figura 15) alla produzione italiana di energia elettrica da biogas (GSE, 2021).



Figura 15. Energia elettrica da biogas (fonte GSE, 2021)

Secondo la Guida 2020 *Biometano, Biogas, Biomasse*<sup>1</sup>, il settore italiano del biogas continua ad essere caratterizzato da un forte sviluppo e il modello italiano risulta essere il più seguito al mondo (soprattutto negli Stati Uniti), nonostante alcuni aspetti critici come, ad esempio, lo scarso o non ottimale utilizzo dell'energia termica ottenuta nel processo di cogenerazione.

Dal punto di vista socio-economico, la filiera energetica del biogas, come le altre filiere agro-energetiche, rappresenta un'interessante opportunità per lo sviluppo del lavoro locale nonché per l'industria italiana specializzata nell'impiantistica (impianti di digestione anaerobica e cogeneratori). Inoltre, l'utilizzo di biomasse e reflui locali per la produzione del biogas, consente di conseguire benefici, sia economici che ambientali, in relazione al trasporto ed allo smaltimento dei rifiuti (Fiper, 2018).

Un'interessante analisi socio-economica della filiera italiana del biogas, condotta nel 2018 dalla Federazione italiana produttori di energia da fonti rinnovabili (Fiper), insieme al Consorzio Monviso Agroenergia (CMA), ha rivelato che le aziende agricole dotate di impianti a biogas sono più competitive (Fiper, 2018). Infatti, tali aziende risparmiano sulle spese per i concimi, parzialmente sostituiti dal digestato, e su quelle di riscaldamento, grazie allo sfruttamento del calore generato dagli impianti a biogas. Inoltre, possono aumentare i profitti, tramite la vendita dell'energia prodotta in eccedenza. Solo nel 2016, il comparto del biogas del settore agricolo italiano ha fatturato circa 2 Mld euro di energia elettrica incentivata (Carrosio, 2012; Fiper, 2018). Infine, dall'analisi è emerso che, nel 2017, la filiera italiana del biogas ha apportato benefici economici, a livello nazionale, pari a circa 3.400 milioni di € ed ha impiegato oltre 12.000 ULA (Unità Lavorative Annue) (Fiper, 2018).

Le ricadute economiche ed occupazionali connesse alla filiera del biogas possono essere così classificate (Fiper, 2018):

- *dirette*, che derivano dalla progettazione e costruzione degli impianti di biogas e dal loro esercizio pluriennale;

<sup>1</sup> [https://www.eiomeditoria.it/bioenergia/newsletter\\_bio/2020\\_01/guida-biometano-biomasse-bio-gas-2020.pdf](https://www.eiomeditoria.it/bioenergia/newsletter_bio/2020_01/guida-biometano-biomasse-bio-gas-2020.pdf)

- *indirette*, inerenti ai settori fornitori, sia a monte che a valle della filiera (fornitori di materie prime, trasportatori ecc.);
- *relative all'indotto*, ossia legate ai settori impegnati nella produzione di beni e servizi per i fornitori della filiera.

In aggiunta, va considerato l'impatto fiscale. Infatti, la creazione di valore e di nuovi posti di lavoro ha l'effetto di aumentare la base imponibile e, quindi, il gettito fiscale (Fiper, 2018).

Questo lavoro è stato realizzato nell'ambito del progetto Arcadia - approccio ciclo di vita nei contratti pubblici e banca dati italiana LCA, finanziato dal PON Governance e Capacità Istituzionali 2014-2020, e descrive lo sviluppo del dataset relativo alla filiera italiana di produzione di energia elettrica da biogas, da inserire nel dataset del mix elettrico italiano, della Banca Dati Italiana di LCA (BDI-LCA), prevista dal progetto. Inoltre, il presente lavoro fornisce una valutazione, in accordo con le norme nell'ISO 14040-44/2006, dei potenziali impatti ambientali della filiera di produzione di energia elettrica da biogas, in Italia.

### **Gruppo di Lavoro di Filiera**

Si ringraziano il dr. Riccardo De Lauretis e la dr.ssa Eleonora Di Cristofaro, dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), che hanno fornito ai ricercatori ENEA informazioni sulle emissioni locali generate dal processo (impianto) di conversione del biogas in elettricità e calore.

### **Obiettivi e campo di applicazione dello studio**

Gli obiettivi dello studio LCA di filiera sono:

- La realizzazione del dataset "Produzione di 1 kWh di elettricità da biogas" finalizzato ad incrementare i dataset relativi al settore energetico presenti nella Banca Dati Italiana di LCA di Arcadia, per consentire ad altri utenti (pubblica amministrazione, imprese, associazioni di categoria, progettisti, ONG e università/ricerca) di utilizzarlo in ambito di studi LCA e di valutazioni di sostenibilità.
- Rendere disponibili dati di inventario e di impatto ambientale sul prodotto oggetto dello studio (servizi energetici) per valutazioni in ambito GPP, in particolare a supporto dell'introduzione di criteri connessi a LCA ed LCC, nelle procedure di acquisto.
- Sviluppare il report tecnico dello studio LCA di filiera, reso disponibile sul sito di Arcadia nella pagina dedicata (<https://www.arcadia.enea.it/settori-di-intervento/energia.html>), che comprende una descrizione del settore dal punto di vista ambientale e socio-economico e gli step dello studio LCA, in accordo con le norme ISO 14040-44. Scopo del documento è: sia fornire una descrizione dettagliata dello studio effettuato, del gruppo di lavoro e dei dati utilizzati per lo sviluppo del dataset e dei risultati di impatto ambientale, sia costituire una guida per le imprese del settore che vogliono intraprendere un proprio studio LCA.

La funzione del sistema è la produzione di 1 kWh di energia elettrica da biogas, in Italia. L'unità funzionale è la produzione di 1 kWh elettrico da biogas, in Italia.

In Figura 16 e Figura 17 sono rappresentati i confini dei sistemi investigati.

Le matrici organiche rappresentative della filiera italiana di produzione di elettricità da biogas in Italia, considerate in questo studio, sono le colture dedicate e le biomasse di scarto, quali i reflui zootecnici, i sottoprodotti, la frazione organica dei rifiuti solidi urbani ed i fanghi di depurazione. Nel caso delle **colture energetiche dedicate** (Figura 16), l'analisi LCA ha tenuto conto della fase agricola di produzione della biomassa, del trasporto della biomassa presso il sito di trattamento, del processo di digestione anaerobica, che trasforma la biomassa di partenza in biogas e digestato, e del processo di conversione del biogas in elettricità e calore, attraverso un impianto di cogenerazione (Combined Heat and Power, CHP). I processi di conversione anaerobica e di cogenerazione si assumono autosufficienti dal punto di vista energetico, in quanto per il loro funzionamento utilizzano parte dell'elettricità prodotta e del calore generato. Per lo studio LCA di questo sistema, è stato seguito un approccio *Cradle to Gate (dalla culla al cancello)*, ossia sono stati considerati tutti i flussi, dalla produzione delle biomasse fino alla vendita dell'energia alla rete nazionale.

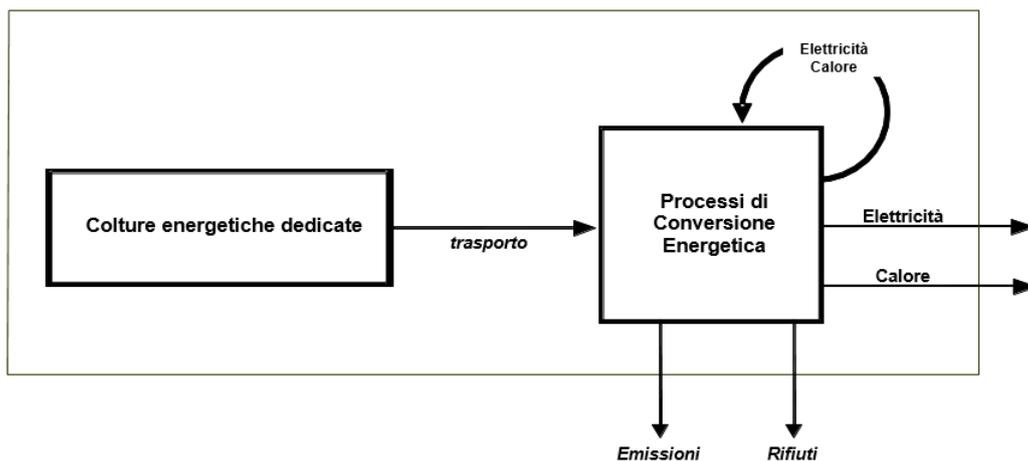


Figura 16. Confini del sistema per le biomasse dedicate dalla "culla al cancello"

Nel caso delle **biomasse di scarto**, è stato applicato l'approccio "zero burden", ossia non è stato considerato il carico ambientale del processo che genera lo scarto, in accordo con la letteratura di settore (Ekvall et al., 2007). Di conseguenza, il confine del sistema (Figura 17), secondo un approccio *Gate to Gate (dal Cancellino al Cancellino)*, include il trasporto delle biomasse residuali presso gli impianti di conversione e i processi di conversione delle biomasse prima in biogas e poi in energia.

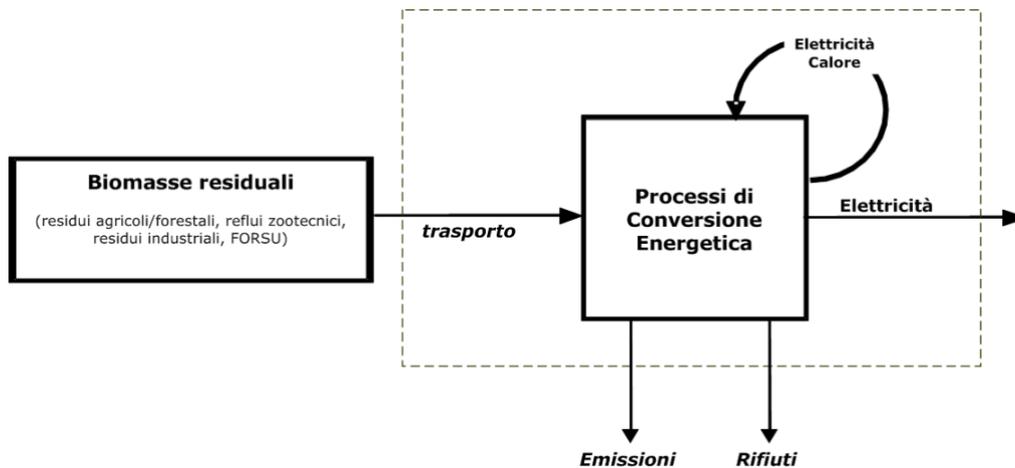


Figura 17. Confini del sistema per le biomasse di scarto, dal “cancello al cancello” (approccio “zero burden”)

È esclusa dai confini del sistema la produzione di macchinari ed infrastrutture (e i relativi rifiuti di manutenzione), con l’eccezione di quelli già contenuti nei dataset di Ecoinvent 3.7.1 (Wernet et al., 2016), utilizzati per modellare i dati di background.

In un’ottica di rappresentatività geografica, temporale e tecnologica, si è fatto riferimento a tecnologie e processi medi, sia nazionali che europei e globali, a seconda della necessità e in base alla disponibilità, e ai più recenti dati disponibili nel database Ecoinvent 3.7.1.

La scelta dei confini del sistema, effettuata in questo studio, è ritenuta rilevante per le attività delle aziende italiane che producono elettricità da biogas.

Nello studio, sono stati definiti quattro processi unitari, relativi alla produzione di energia da biogas:

- Classe 1 (CL1): produzione di energia da biogas derivante da biomasse di origine agricola-forestale e deiezioni animali, mediante impianti con potenza nominale 1-700 kW.
- Classe 2 (CL2): produzione di energia da biogas derivante da biomasse di origine agricola-forestale e deiezioni animali, mediante impianti con potenza nominale 701-1700 kW.
- Classe 3 (CL3): produzione di energia da biogas derivante da rifiuti e fanghi.
- Produzione di 1 kWh di energia elettrica da biogas, in Italia ( $0,22 \cdot CL1 + 0,60 \cdot CL2 + 0,18 \cdot CL3$ ) – nome del dataset nella BDI-LCA: “*Electricity from biogas, IT mix, Anaerobic digestion and cogeneration, at plant*”.

In dettaglio, i dataset CL1, CL2 e CL3 rappresentano i processi unitari che vanno a costituire il dataset finale (*Electricity from biogas, IT mix, Anaerobic digestion and cogeneration, at plant*) relativo alla produzione di 1 kWh di energia elettrica da biogas, in Italia. I contributi percentuali dei dataset CL1 (22%), CL2 (60%) e CL3 (18%), alla produzione di 1 kWh elettrico da biogas, in Italia, sono stati determinati sulla base delle informazioni ricavate dal GSE (GSE, 2021). Ogni processo unitario comprende tutte le fasi che portano alla produzione di energia (elettrica e termica), a partire dall’approvvigionamento delle biomasse, fino alla conversione del biogas in energia elettrica.

Inoltre, dal momento che la filiera analizzata genera, oltre all'elettricità (prodotto principale), anche il calore (co-prodotto), è stata effettuata un'allocazione exergetica, per consentire un confronto delle prestazioni ambientali dei due co-prodotti. Tuttavia, si sottolinea che, secondo la letteratura di settore, per gli impianti di cogenerazione, il calore, al netto dell'autoconsumo, difficilmente viene recuperato.

L'analisi del ciclo di vita è stata effettuata mediante l'impiego del software SimaPro 9.2.0.1 sulla base del metodo di valutazione degli impatti EF 3.0 (Zampori e Pant, 2019).

## Analisi di Inventario

Per la costruzione degli inventari sono stati utilizzati sia dati primari che secondari. I dati primari sono stati ottenuti da aziende agricole e impianti di trattamento che sono ritenuti rappresentativi della situazione media italiana.

Di seguito, è descritta dettagliatamente l'origine dei dati utilizzati per lo sviluppo dei dataset.

Per quanto riguarda le **biomasse impiegate** per la produzione di biogas, si è sempre fatto ricorso a dati primari. In particolare, per i processi unitari relativi alla generazione di biogas a partire da biomasse di origine agro-forestale e deiezioni animali (CL1 e CL2), sono stati utilizzati i dati riportati nelle schede di monitoraggio del progetto Biomasse ENAMA (Ente Nazionale Meccanizzazione Agricola) (ENAMA, 2015). Tali dati sono riferiti ad aziende agricole, situate in diverse regioni d'Italia, i cui impianti ricadono nelle fasce di potenza nominale selezionate (1-700 kW e 701-1700 kW). In dettaglio, i dati utilizzati sono inerenti alla tipologia (scarti o colture dedicate), alla provenienza (aziendale o extraaziendale) e alla quantità delle biomasse impiegate nelle aziende coinvolte nel progetto. In tutto, sono stati usati i dati di 15 aziende (aziende di riferimento), per la Classe 1 (CL1), e di 16 aziende (aziende di riferimento), per la Classe 2 (CL2). I dati sono relativi a uno o più anni del periodo 2012-2015. Nel caso di disponibilità di dati per più anni, è stata effettuata una media aritmetica.

Le principali tipologie di biomasse, considerate per CL1 e CL2, sono le colture dedicate, gli effluenti zootecnici, gli scarti agro-alimentari e i sottoprodotti.

Per il processo unitario CL3 (energia da biogas derivante da rifiuti e fanghi), sono stati impiegati i valori medi annuali di due impianti, ritenuti rappresentativi del contesto nazionale:

- 1) Impianto a FORSU (Frazione Organica dei Rifiuti Solidi Urbani) della Provincia di Bolzano (Reichhalter, 2011). Anno di riferimento: 2009.
- 2) Impianto di compostaggio di Herambiente Spa di Voltana (Herambiente, 2020). L'impianto tratta rifiuti organici urbani (da raccolta differenziata, da manutenzione del verde pubblico) e rifiuti agroindustriali. Anni di riferimento: 2017-19.

La **distanza media**, fra il punto di raccolta della biomassa e l'impianto di conversione, è stata ipotizzata pari a 70 km, in accordo con il DM 02/03/2010. Per le biomasse di origine aziendale (mediamente pari al 20% del totale delle biomasse impiegate), la distanza di trasporto è stata considerata pari a zero.

I processi di **digestione anaerobica** (per la produzione di biogas) e di **cogenerazione** (per la produzione di energia elettrica e termica) sono stati modellati a partire dai processi presenti nel

database Ecolnvent 3.7.1, in cui sono stati sostituiti i quantitativi di biomasse, i flussi di biogas e le emissioni locali con i dati primari e secondari, ottenuti attraverso altri canali.

I **flussi di biogas** (m<sup>3</sup>), per la Classe 1 (CL1) e la Classe 2 (CL2), sono stati calcolati moltiplicando le tonnellate di ciascuna tipologia di biomassa impiegata, per la relativa resa in biogas (m<sup>3</sup>/ton), indicata nelle schede del progetto Biomasse ENAMA. Con riferimento alla Classe 3 (CL3), è stato utilizzato un dato primario per il quantitativo di biogas (m<sup>3</sup>/anno) bruciato nell'impianto di Bolzano, mentre il flusso di biogas per l'impianto di Herambiente di Voltana è stato calcolato considerando una resa di biogas pari a circa 376 m<sup>3</sup>/ton di FORSU<sup>2</sup>.

La **quantità di lubrificante** per il cogeneratore è stata calcolata facendo riferimento al report di Ecoinvent "Bioenergy" (Jungbluth, 2007), che indica un consumo di lubrificante pari a 0,03 g per ogni MJ di biogas in entrata.

L'**elettricità media annuale lorda** (ceduta + autoconsumo) da biogas, per le Classi 1 e 2, è stata ottenuta sommando i quantitativi annuali medi generati dalle rispettive aziende di riferimento, coinvolte nel progetto Biomasse ENAMA. L'autoconsumo è stato posto uguale al 10% dell'energia elettrica prodotta, in accordo con quanto riportato dal GSE (GSE, 2021). Il **calore medio annuale lordo** (ceduto + autoconsumo) da biogas, per le Classi 1 e 2, è stato calcolato a partire dall'energia elettrica media annuale lorda e dalla potenza elettrica e termica dei sistemi di cogenerazione di ciascun impianto. In dettaglio, dal rapporto fra l'elettricità prodotta e la potenza elettrica, è stato ricavato il numero di ore annuali lavorate che è stato, quindi, moltiplicato per la potenza termica, per ottenere il calore teorico prodotto. L'autoconsumo è stato posto uguale al 15% dell'energia termica prodotta, in accordo con quanto riportato dal GSE (GSE, 2021).

Riguardo alla Classe 3, per determinare l'elettricità media annuale netta prodotta, si è partiti dal calcolo delle rese (elettricità prodotta per unità di biomassa) elettriche di ciascun impianto di riferimento (impianto di Bolzano e Herambiente Spa di Voltana), usando dati primari. Quindi, è stata effettuata una media fra le rese energetiche dei due impianti. Per la determinazione dei flussi medi di calore netto, si è proceduto in modo analogo. I valori percentuali relativi all'autoconsumo di elettricità e calore, pari rispettivamente al 25% e 10% dell'energia elettrica e termica prodotta, sono stati ottenuti facendo una media dei dati primari dei due impianti di riferimento.

Le **emissioni di metano (CH<sub>4</sub>)** provenienti dal digestore anaerobico, sono state stimate considerando una perdita di biogas pari all'1% del totale prodotto, in accordo con i dati di letteratura (Lijó et al., 2014), e supponendo un contenuto medio di metano, nel biogas, pari al 55% (Busato, 2020; Reichhalter et al., 2011).

Le **emissioni dal cogeneratore** sono state ricavate dal foglio di lavoro "Non industrial" del documento "EF combustion 2019" di ISPRA (ISPRA, 2019). In particolare, per le Classi 1 e 2, sono stati utilizzati i valori corrispondenti alle emissioni associate alla produzione di energia da biogas, in impianti con potenza inferiore a 50 MW, impiegati nel settore agricolo-industriale. Per la Classe 3, invece, sono stati impiegati i valori delle emissioni associate alla produzione di energia

---

<sup>2</sup> [Biogas Biomasse utilizzabili per la produzione di biogas: disponibilità e rese energetiche: https://www.nextville.it/index/559](https://www.nextville.it/index/559) (ultimo accesso settembre 2023)

da biogas, in impianti con potenza inferiore a 50 MW, impiegati nel settore di gestione di rifiuti e acque reflue.

### Valutazione degli impatti ed interpretazione dei risultati

Gli impatti caratterizzati, relativi alla produzione di 1 kWh elettrico da biogas in Italia, sono riportati in Tabella 6. Oltre agli impatti totali su ciascuna categoria esaminata, sono riportati anche i contributi percentuali delle tre Classi (CL1, CL2 e CL3) di produzione energetica che costituiscono il dataset per la produzione italiana di 1 kWh elettrico da biogas (*Electricity from biogas, IT mix, Anaerobic digestion and cogeneration, at plant*).

Categoria di impatto	Unità	Abbreviaz.	Totale	CL1	CL2	CL3
Climate change	kg CO2 eq	CC	9,61E-01	15%	81%	4%
Ozone depletion	kg CFC11 eq	OD	4,96E-08	15%	83%	2%
Ionising radiation	kBq U-235 eq	IR	2,54E-02	15%	83%	2%
Photochemical ozone formation	kg NMVOC eq	POD	1,03E-02	20%	63%	18%
Particulate matter	disease inc.	OPM	1,19E-07	17%	76%	7%
Human toxicity, non-cancer	CTUh	HTnon-c	1,88E-08	16%	83%	1%
Human toxicity, cancer	CTUh	HTc	6,49E-10	15%	84%	1%
Acidification	mol H+ eq	AC	1,09E-02	16%	83%	1%
Eutrophication, freshwater	kg P eq	EUf	3,23E-04	15%	85%	0%
Eutrophication, marine	kg N eq	Eut	1,10E-02	17%	77%	6%
Eutrophication, terrestrial	mol N eq	EUf	4,96E-02	17%	78%	5%
Ecotoxicity, freshwater	CTUe	ECT	8,03E+01	15%	85%	0%
Land use	Pt	LU	7,85E+01	13%	87%	0%
Water use	m3 depriv.	WU	9,70E+00	14%	86%	0%
Resource use, fossils	MJ	RDF	6,26E+00	15%	84%	2%
Resource use, minerals and metals	kg Sb eq	RDm	5,32E-06	15%	84%	2%
Climate change - Fossil	kg CO2 eq	CCf	7,83E-01	15%	84%	1%
Climate change - Biogenic	kg CO2 eq	CCb	1,63E-01	13%	68%	18%
Climate change - Land use and LU change	kg CO2 eq	Cclu	1,49E-02	28%	72%	0%
Human toxicity, non-cancer - organics	CTUh	HTnon-c-o	2,46E-09	15%	83%	2%
Human toxicity, non-cancer - inorganics	CTUh	HTnon-c-i	5,33E-09	18%	72%	10%
Human toxicity, non-cancer - metals	CTUh	HTnon-c-m	1,33E-08	17%	83%	1%
Human toxicity, cancer - organics	CTUh	HTc-o	2,72E-10	15%	84%	1%
Human toxicity, cancer - inorganics	CTUh	HTc-i	7,31E-23	4%	93%	3%
Human toxicity, cancer - metals	CTUh	HTc-m	3,77E-10	16%	83%	1%
Ecotoxicity, freshwater - organics	CTUe	ECT-o	2,07E+01	15%	85%	0%
Ecotoxicity, freshwater - inorganics	CTUe	ECT-i	9,51E+00	15%	85%	0%
Ecotoxicity, freshwater - metals	CTUe	ECT-m	5,01E+01	15%	85%	0%

Tabella 6. Impatti caratterizzati calcolati per 1 kWh elettrico da biogas in Italia (unità funzionale): impatti totali (valori assoluti) e impatti suddivisi per ciascuna classe (valori percentuali): 1-700 kW (CL1), 701-1700 kW (CL2) e produzione di energia da biogas derivante da rifiuti e fanghi (CL3).

I risultati mostrano che l'impatto maggiore è dovuto a CL2 (701-1700 kW) che contribuisce per il 60% alla produzione di 1 kWh elettrico da biogas: in particolare, CL2 impatta su HTc-i per il 93%. Per quanto concerne CL1, gli impatti generati variano tra il 4% in HTc-i e il 28% in Cclu, mentre per CL3 il range di impatti varia da 0%, in alcune categorie, a 18% in CCb.

I risultati della caratterizzazione per le classi CL1 e CL2 indicano, come più impattante, la fase di approvvigionamento della biomassa. In particolare, è la produzione del mais che apporta l'impatto maggiore (44%, per CL1, e 46%, per CL2), in quasi tutte le categorie esaminate (eccetto nella *Human toxicity, non-cancer – metals*, dove l'impatto maggiore, pari al 26%, per CL1, e al 25%, per CL2, deriva dalla produzione della segale). Altri impatti rilevanti sono associati alle emissioni locali (13%, per CL1, e 10%, per CL2) e, solo per CL1, all'impiantistica (5%). Invece, gli impatti del trasporto e del lubrificante, utilizzato nell'impianto di cogenerazione, sono considerati trascurabili. Per la classe CL3 (Figura 18), la fase di approvvigionamento della biomassa (rifiuti e fanghi) segue un approccio "zero burden". Pertanto, in questo caso, l'impatto generato dall'impiantistica rappresenta il maggiore contributo, con un picco del 100% nella categoria HTc-i (contributo medio su tutte le categorie investigate pari al 35%). Seguono l'impatto delle emissioni locali, con un valore medio, su tutte le categorie investigate, del 33%, e quello del trasporto, con un valore medio del 30%. L'impatto del lubrificante riveste, ancora una volta, un ruolo marginale.

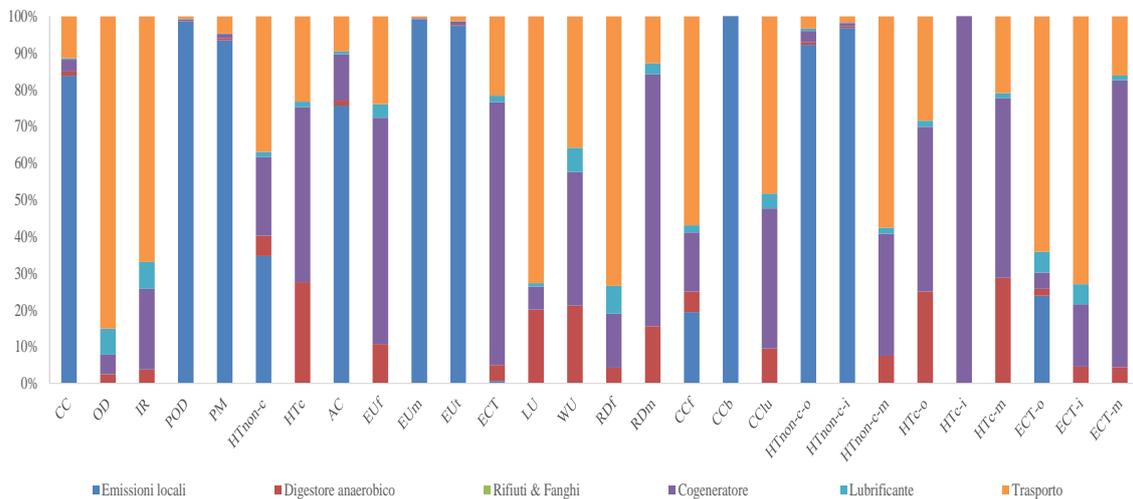


Figura 18. Contributo percentuale di ciascun input della classe CL3 (produzione di energia da biogas derivante da rifiuti e fanghi) alla produzione di 1 kWh elettrico da biogas

In Figura 19, sono riportati i risultati della normalizzazione per la produzione di un 1 kWh di elettricità da biogas, in Italia. La categoria più impattata è la Ecotoxicity, freshwater (ECT), con un valore di impatto normalizzato di 1,88E-03. Tale risultato è ascrivibile all'utilizzo di fertilizzante (cloruro di potassio), durante la fase di coltivazione della biomassa, associata ai processi CL1 (1-700 kW) e CL2 (701-1700 kW). La seconda categoria più impattata è la Water use (WU), mentre la terza è la Eutrophication, marine (EUm). Per la Water use (WU), l'impatto (8,46E-04) è totalmente dovuto all'irrigazione delle colture dedicate alla produzione di biomassa per scopi energetici (fase di coltivazione della biomassa, relativa alle classi CL1 e CL2). Pertanto, i flussi elementari più rilevanti, per le categorie più impattate, risultano tutti correlati alla fase di produzione delle biomasse dedicate e sono il cloruro di potassio, utilizzato come fertilizzante, e l'acqua per l'irrigazione. I risultati della normalizzazione confermano quanto riscontrato in fase

di caratterizzazione, evidenziando l'elevato impatto della fase di coltivazione delle biomasse dedicate, in particolare per la produzione di mais e segale.

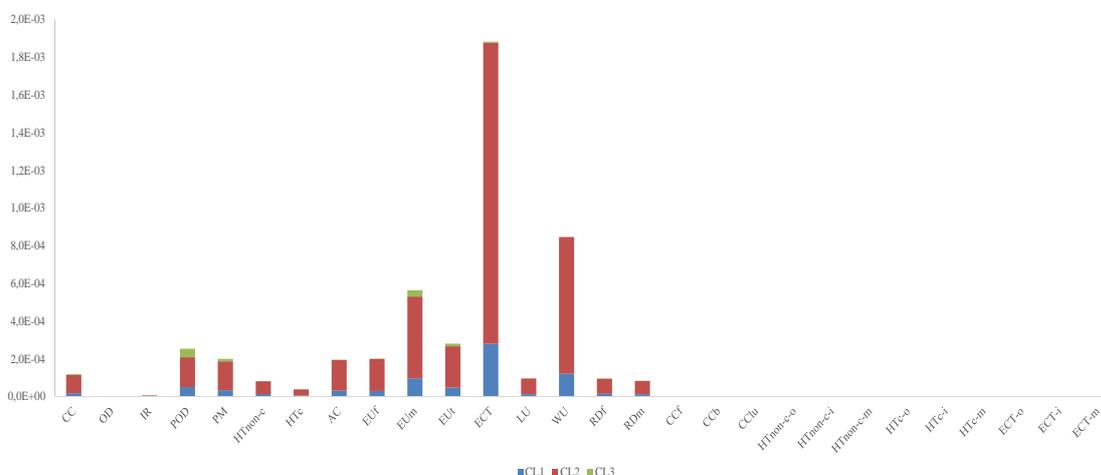


Figura 19. Impatti normalizzati per la produzione di 1 kWh elettrico da biogas, in Italia

L'analisi (normalizzazione) focalizzata sulle classi CL1 (1-700 kW) e CL2 (701-1700 kW), mostra, in entrambi i casi, un impatto elevato sulla categoria Ecotoxicity, freshwater (ECT), a causa dell'utilizzo di fertilizzanti nella fase di coltivazione della biomassa. In particolare, la produzione di mais e di segale si confermano come i processi più impattanti. Per le altre categorie maggiormente impattate, in particolare per la Water Use (WU) e la Eutrophication, marine (EUm), gli impatti possono essere attribuiti principalmente alla produzione delle colture dedicate con le relative emissioni locali. Nel caso della classe CL3, i risultati della normalizzazione mostrano che la categoria più rilevante è la Photochemical ozone formation (POD), seguita da Eutrophication, marine (EUm), Eutrophication, terrestrial (EUt) e Particulate matter (PM). L'impatto per tali categorie è ascrivibile quasi totalmente (93% - 99%) alle emissioni in aria, derivanti dagli impianti di digestione anaerobica e cogenerazione.

Inoltre, dalla pesatura (metodo EF 3.0) del processo di produzione di un 1 kWh di elettricità da biogas, in Italia, emerge che la categoria con il peso maggiore è la Water use (WU), seguita da Ecotoxicity, freshwater (ECT) e Climate change (CC). Il carico ambientale della categoria WU è associato al consumo di acqua per l'irrigazione delle colture dedicate ed è determinato, per l'86%, dalla classe CL2 e, per il 14%, dalla classe CL1. Per quanto riguarda la ECT, il contributo maggiore è dovuto all'utilizzo di fertilizzanti nella fase di coltivazione delle biomasse mentre, per il CC, l'impatto deriva dalla fase di produzione ed essiccazione delle biomasse da colture dedicate, oltre che dalle emissioni locali.

Infine, il confronto dei sistemi con e senza allocazione tra i co-prodotti (elettricità e calore), fatto allo scopo di testare la sensibilità dell'analisi, ha dimostrato una variazione contenuta degli impatti (in media del 22%).

## Conclusioni

Questo lavoro descrive la costruzione del dataset relativo alla filiera di produzione di energia elettrica da biogas, in Italia, da inserire nel dataset del mix elettrico italiano. Il dataset inerente alla produzione italiana di elettricità da biogas è costituito da 3 dataset (CL1, CL2, e CL3) che sono stati costruiti sulla base di dati sia primari che secondari. I dati primari provengono da impianti di trattamento considerati rappresentativi della situazione media in Italia.

I risultati ottenuti dall'analisi LCA del dataset relativo alla filiera di produzione di 1 kWh di energia elettrica da biogas, in Italia, mostrano che i principali hotspot sono i processi unitari di produzione di elettricità da biomasse agricole e deiezioni animali (CL1 e CL2). In particolare, la classe energetica con potenza nominale elettrica 701-1700 kW (CL2) contribuisce, da sola, agli impatti totali, per circa l'80% in media, su tutte le categorie d'impatto investigate. Sia per CL1 che per CL2, la fase più impattante risulta essere quella di approvvigionamento delle biomasse da colture dedicate. In particolare, è la produzione di mais che genera il maggiore impatto in quasi tutte le categorie esaminate. Anche le emissioni locali, legate alla fase di trattamento (digestione anaerobica e cogenerazione), contribuiscono agli impatti generati, in maniera rilevante (13% per la CL1 e 10% per la CL2) mentre l'impiantistica e il trasporto delle biomasse mostrano impatti quasi trascurabili. Per la classe CL3, invece, poiché si considerano solo biomasse di scarto, trattate con approccio "zero burden", il contributo delle infrastrutture (37%), delle emissioni locali (33%) e del trasporto (30%) diventa predominante.

La normalizzazione e la pesatura del processo di produzione di 1 kWh di energia elettrica da biogas, in Italia, indicano gli impatti maggiori rispettivamente per le categorie di Ecotoxicity, freshwater (ECT) e Water use (WU), dovuti all'utilizzo di fertilizzanti (cloruro di potassio) e di acqua per l'irrigazione, nella fase di produzione delle colture dedicate.

I risultati di questo studio sono perfettamente in linea con l'orientamento della comunità scientifica internazionale che negli ultimi anni ha sottolineato la necessità di privilegiare le biomasse di scarto rispetto a quelle da colture dedicate per la produzione di energia.

L'affidabilità degli studi LCA è strettamente legata alla qualità dei dati raccolti. In questo studio i dati utilizzati per le tre classi energetiche (CL1, CL2 e CL3), pur essendo per lo più dati primari, presentano il limite di non essere riferiti all'ultimo triennio. Inoltre, se per le biomasse di origine agricola (CL1 e CL2), il numero di aziende di riferimento (31) è un campione consistente sul territorio nazionale, nel caso di rifiuti e fanghi (CL3), i dati a disposizione si limitano a due soli impianti, nel Nord Italia. Tuttavia, poiché il contributo alla produzione di energia elettrica da biogas derivante da biomasse di origine non agricola è limitato (18%), si ritiene che lo studio effettuato sia comunque rappresentativo della filiera.

Il dataset sviluppato può essere utilizzato come fonte di dati rappresentativi del contesto italiano per realizzare studi di LCA.

## Bibliografia

Biogas barometer – EurObserv'ER – December 2020: <https://www.eurobserv-er.org/biogas-barometer-2020/> (ultimo accesso a Settembre 2023)

- Busato Jacopo, 2020. Tesi di laurea: Analisi LCA del biogas prodotto da un mix agro-zootecnico in un'azienda del settore agricolo, considerando diversi utilizzi finali. Link: [http://tesi.cab.unipd.it/64467/1/Busato\\_Jacopo\\_1177891.pdf](http://tesi.cab.unipd.it/64467/1/Busato_Jacopo_1177891.pdf)
- Carrosio, G., 2012 La diffusione degli impianti per la produzione di energia da biogas agricolo in Italia: una storia di isomorfismo istituzionale. Studi Organizzativi, n.2, pp. 9-26.
- Ekvall T, Assefa G, Björklund A, Eriksson O, Finnveden G., 2007. What life-cycle assessment does and does not do in assessments of waste management. Waste Management (Oxford). 27, 989–996.
- Enama, 2015. Link: <https://www.progettobiomasse.it> (ultimo accesso, dicembre 2021).
- Fiper, 2018. Quaderno CMA, Strategia 2024. BIOGAS: driver per la filiera agroalimentare. Link: <https://www.monvisoenergia.it/2019/02/22/libro-strategia-2024-cma/> (ultimo accesso, ottobre 2021).
- GSE (Gestore Servizi Energetici), 2021. Rapporto Statistico 2019 sulle fonti rinnovabili. [https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Rapporto%20Statistico%20GSE%20-%20FER%202019.pdf](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Rapporto%20Statistico%20GSE%20-%20FER%202019.pdf) (ultimo accesso: settembre 2023).
- Herambiente, 2020. Dichiarazione ambientale 2020 relativa al Complesso Impiantistico Via Traversagno 30, Località Voltana, Lugo (RA). <https://ha.gruppohera.it/documents/28896471/35456108/complesso-impiantistico-via-traversagno-30-loc-voltana-lugo-ra-herambiente/26060d36-d717-646e-8dd3-d6713d1a6ed0?t=1676890061232> (ultimo accesso: settembre 2023).
- ISPRA, 2019. <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/fattori-di-emissione-per-le-sorgenti-di-combustione-stazionarie-in-italia/view> (ultimo accesso: ottobre 2021).
- Jungbluth, N., Chudacoff, M., Dauriat, A., Dinkel, F., Doka, G., Faist Emmenegger, M., Gnansounou, E., Kljun, N., Schleiss, K., Spielmann, M., Stettler, C., Sutter, J. 2007: *Life Cycle Inventories of Bioenergy. ecoinvent report No. 17*, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH LEGAMBIENTE, 2021. Comunità rinnovabili. Link: <https://www.comunirinnovabili.it/wp-content/uploads/2021/05/CR2021-1.pdf>. (ultimo accesso, ottobre 2021).
- Lijó L., González-García S., Bacenetti J., Fiala M., Feijoo G., Lema J. M., Moreira M.T., 2014. Life Cycle Assessment of electricity production in Italy from anaerobic co-digestion of pig slurry and energy crops. Renewable Energy 68, 625-635.
- Reichhalter H., Bozzo A., Dal Savio S., Guerra T., 2011. Analisi energetica, ambientale ed economica di impianti a biogas in Provincia di Bolzano – Relazione conclusiva. [http://www.provincia.bz.it/agricoltura/download/Bilancio\\_ecologico\\_di\\_impianti\\_a\\_biogas.pdf](http://www.provincia.bz.it/agricoltura/download/Bilancio_ecologico_di_impianti_a_biogas.pdf) (ultimo accesso: settembre 2023).
- Wernet et al., 2016. Wernet B., Bauer G., Steubing C., Reinhard B., Moreno-Ruiz J., and Weidema E., 2016. “The ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology,” Int. J. Life Cycle Assess. <https://doi.org/10.1007/s11367-016-1087-8>

Zampori e Pant, LU, 2019. Zampori, L. and Pant, R., Suggestions for updating the Product Environmental Footprint (PEF) method, EUR 29682 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2019, ISBN 978-92-76-00654-1, doi:10.2760/424613, JRC115959.



## La filiera italiana delle biomasse solide per la produzione di energia elettrica

Autori:

Gabriella Fiorentino<sup>1</sup>, Amalia Zucaro<sup>1</sup>, Antonietta Cerbone<sup>1</sup>, Alessandro Giocoli<sup>2</sup>,  
Vincenzo Motola<sup>2</sup>, Giuliana Ansanelli<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ENEA, Dipartimento Sostenibilità, circolarità e adattamento al cambiamento climatico dei Sistemi Produttivi e Territoriali

<sup>2</sup> ENEA, Dipartimento Tecnologie Energetiche e Fonti Rinnovabili

*Revisione critica interna:* Flavio Scrucca - ENEA, Dipartimento Sostenibilità, circolarità e adattamento al cambiamento climatico dei Sistemi Produttivi e Territoriali



## Sommario

Introduzione.....	46
Obiettivi e campo di applicazione dello studio.....	48
Analisi di Inventario .....	50
Valutazione degli impatti ed interpretazione dei risultati.....	51
Conclusioni.....	55
Bibliografia .....	56

## Introduzione

Le energie da biomasse<sup>3</sup> possono giocare un ruolo di grande importanza nel processo di transizione verso un sistema decarbonizzato, contribuendo a garantire la sicurezza e la continuità delle forniture di energia.

In particolare, le biomasse solide rappresentano una risorsa pulita e rinnovabile di energia, con una buona disponibilità potenziale sul territorio nazionale. Infatti, il nostro Paese possiede un consistente patrimonio forestale che, nel 2018, copriva circa il 36,4% dell'intera superficie nazionale. Purtroppo, questo patrimonio non viene sfruttato in modo ottimale, e i prelievi legnosi sono solo del 18-37% degli accrescimenti annui di biomassa, mentre la media, nell'Europa meridionale, è del 62-67%. Di conseguenza, in Italia, i boschi sono poco curati e, quindi, più soggetti agli incendi nonché meno efficaci nella fissazione della CO<sub>2</sub> e nel contrastare i fenomeni di dissesto idrogeologico (ENEA, 2020).

Nel 2018, l'Italia si è classificata sesta, in Europa, per il consumo di biomassa solida a fini energetici, dopo Germania, Francia, Svezia, Finlandia e Polonia (EurObserv'ER, 2020), con una produzione pari a 8,87 Mtep (milioni di tonnellate di petrolio equivalenti). In particolare, la maggior parte di tale energia (7,4 Mtep) è costituita da calore (Figura 20), prodotto soprattutto dagli impianti domestici (6,9 Mtep) per il riscaldamento invernale. La produzione di elettricità da biomassa solida, invece, si è mantenuta al di sotto di 1,6 Mtep (CNR IIA, 2019).

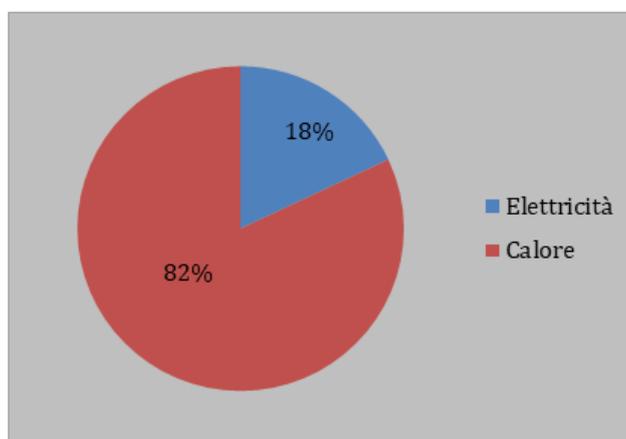


Figura 20. Ripartizione, fra settore termico ed elettrico, dell'energia nazionale da biomassa solida. Fonte: Elaborazione personale

Inoltre, più della metà dell'elettricità generata con biomasse solide è stata prodotta in impianti che non permettono il recupero di calore, portando ad uno spreco di circa il 60% dell'energia primaria della biomassa. Tuttavia, grazie ai recenti investimenti per potenziare le reti di teleriscaldamento (FIPER, 2018), si sta assistendo ad un cambiamento di rotta, con un aumento degli impianti di cogenerazione che consentono il recupero del calore prodotto.

<sup>3</sup> La biomassa è definita come la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura (sia sostanze vegetali sia animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, gli sfalci e le potature provenienti dal verde pubblico e privato, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali ed urbani (Decreto Legislativo n. 28 del 3 marzo 2011).

Secondo il GSE (GSE, 2022), tra il 2019 e il 2020, la produzione di energia elettrica da biomasse solide è aumentata di circa il 2,9%, passando da 6609 GWh, nel 2019, a 6800 GWh, nel 2020 (GSE, 2022). In particolare, dei 6800 GWh prodotti nel 2020, il 35% proviene dalle biomasse dei Rifiuti Solidi Urbani (RSU), mentre il restante è generato dalle biomasse di origine forestale, agricola e agroindustriale, che complessivamente sono indicate, in questo lavoro, come “altre biomasse” (Tabella 7). Dal punto di vista geografico, nel 2020 il contributo più significativo alla produzione elettrica nazionale tramite biomasse da RSU è stato fornito dalla Lombardia (37,4%), seguita dall'Emilia-Romagna (15,8%). Tra le regioni centrali, si è distinto il Lazio, con un contributo del 5,7%, mentre tra le regioni meridionali, è prevalsa la Campania (14,6%). Relativamente all'elettricità ottenuta da “altre biomasse”, nel 2020, la produttività più elevata è stata registrata nel Nord Italia, con contributi rispettivamente del 16,6%, 10,2% e 9,9% da parte di Emilia-Romagna, Piemonte e Veneto. Nel Centro Italia, Lazio e Umbria si sono attestate intorno al 2%, mentre tra le regioni meridionali si è distinta la Calabria, col contributo più elevato (27,1%) a livello nazionale (GSE, 2022).

	<b>Biomasse da RSU<sup>(a)</sup></b>	<b>Altre biomasse<sup>(b)</sup></b>
<b>N. impianti</b>		
<b>2019</b>	60	410
<b>2020</b>	61	403
<b>Potenza (MW)</b>		
<b>2019</b>	899.1	782.9
<b>2020</b>	907.3	780.9
<b>Produzione elettrica (GWh)</b>		
<b>2019</b>	2412,2	4196,7
<b>2020</b>	2379,5	4420,5

Tabella 7. Numero e potenza impianti, produzione di energia elettrica da biomasse solide (dati GSE, 2022). (a) RSU: Rifiuti Solidi Urbani; (b): Altre biomasse: biomasse di origine forestale, agricola e agroindustriale.

Nel 2021, in Italia, sono stati investiti circa 50 milioni di euro in nuovi impianti di produzione di energia elettrica da biomasse solide, con un valore aggiunto di 256 milioni di euro e la generazione di 6308 posti di lavoro, fra lavoratori diretti e dell'indotto (MITE, 2022).

Le filiere energetiche delle biomasse solide possono rappresentare anche un'opportunità di salvaguardia e sviluppo di contesti fragili, come quelli agricoli e forestali. Infatti, la valorizzazione energetica delle biomasse può contribuire a mettere in sicurezza porzioni di territorio, altrimenti destinate al degrado e al progressivo abbandono, nonché favorire lo sviluppo di competenze specialistiche. Ad esempio, lo sfruttamento sostenibile delle risorse forestali consente di mantenere i boschi in uno stato ottimale e di minimizzare i rischi di incendi e dissesto idrogeologico. Anche dal punto di vista economico, lo sfruttamento delle biomasse a fini energetici risulta vantaggioso, perché consente di ridurre le spese correnti e favorire nuove catene del valore (Fiper, 2015). Per esempio, la segatura, un residuo di prima lavorazione, può essere valorizzata come materia prima per la produzione di pellet (Fiper, 2015), acquisendo così un valore di mercato. Anche le potature del verde pubblico, anziché essere smaltite come rifiuti, comportando un costo per la Pubblica Amministrazione, possono essere valorizzate come combustibili per la produzione di energia. Si stima che, a livello nazionale, il quantitativo disponibile di potature del verde urbano si attesti intorno ai 3-4 milioni di tonnellate/anno, con

un costo di smaltimento di circa 180-240 milioni di euro. Se, invece, il verde urbano fosse valorizzato energeticamente, si potrebbero ricavare circa 80-120 milioni di euro per tonnellata di biomassa, con un beneficio economico complessivo, per l'Amministrazione Pubblica, compreso tra 260 e 360 milioni di euro/anno (Fiper, 2015).

Questo lavoro è stato realizzato nell'ambito del progetto Arcadia - approccio ciclo di vita nei contratti pubblici e banca dati italiana LCA, finanziato dal PON Governance e Capacità Istituzionali 2014-2020, e descrive lo sviluppo del dataset relativo alla filiera italiana di produzione di energia elettrica da biomasse solide, da inserire nel dataset del mix elettrico italiano della Banca Dati Italiana di LCA (BDI-LCA), prevista dal progetto. Inoltre, il presente lavoro fornisce una valutazione, in accordo con le norme ISO 14040-44/2006, dei potenziali impatti ambientali della filiera di produzione di energia elettrica da biomasse solide, in Italia.

### **Obiettivi e campo di applicazione dello studio**

Gli obiettivi dello studio LCA di filiera sono:

- realizzare il dataset *"Produzione di 1 kWh di elettricità da biomasse solide"*, riferito al contesto italiano. Lo scopo è incrementare i dataset relativi al settore energetico, presenti nella Banca Dati Italiana di LCA di Arcadia, per consentire ad altri utenti (pubblica amministrazione, imprese, associazioni di categoria, progettisti, ONG e università/ricerca) di utilizzarli in ambito di studi LCA e di valutazioni di sostenibilità.
- Rendere disponibili dati di inventario e di impatto ambientale sul prodotto oggetto dello studio (servizi energetici) per valutazioni in ambito Green Public Procurement (GPP), in particolare a supporto dell'introduzione di criteri connessi a LCA e LCC, nelle procedure di acquisto.
- Sviluppare il report tecnico dello studio LCA di filiera, reso disponibile sul sito di Arcadia nella pagina dedicata (<https://www.arcadia.enea.it/settori-di-intervento/energia.html>), che comprende una descrizione del settore dal punto di vista ambientale e socio-economico e gli step dello studio LCA, in accordo con le norme ISO 14040-44. Scopo del documento è: sia fornire una descrizione dettagliata dello studio effettuato, del gruppo di lavoro e dei dati utilizzati per lo sviluppo del dataset e dei risultati di impatto ambientale, sia costituire una guida per le imprese del settore che vogliono intraprendere un proprio studio LCA.

La funzione del sistema è la produzione di 1 kWh di energia elettrica da biomasse solide, in Italia. L'unità funzionale è la produzione di 1 kWh elettrico da biomasse solide, in Italia.

In Figura 21, sono rappresentati i confini del sistema investigato.

I dati raccolti per la costruzione della Banca Dati Italiana (BDI) LCA della filiera energetica delle biomasse solide sono relativi all'energia prodotta esclusivamente dalle biomasse solide di scarto (materiale residuale da filiera forestale, agro-industriale e agricola o scarti dell'industria di prima o seconda lavorazione del legno e biomasse da RSU). In questo studio LCA è stato applicato l'approccio "zero burden", ossia non è stato considerato il carico ambientale del processo che genera lo scarto, in accordo con la letteratura di settore (Clift et al., 2000; Ekvall et al., 2007;

Nakatani, 2014). Di conseguenza, i confini del sistema, secondo un approccio *gate-to-gate* (dal cancello al cancello), includono il trasporto delle biomasse residuali o di scarto (RSU) presso gli impianti di conversione ed i processi di trasformazione delle biomasse in energia.

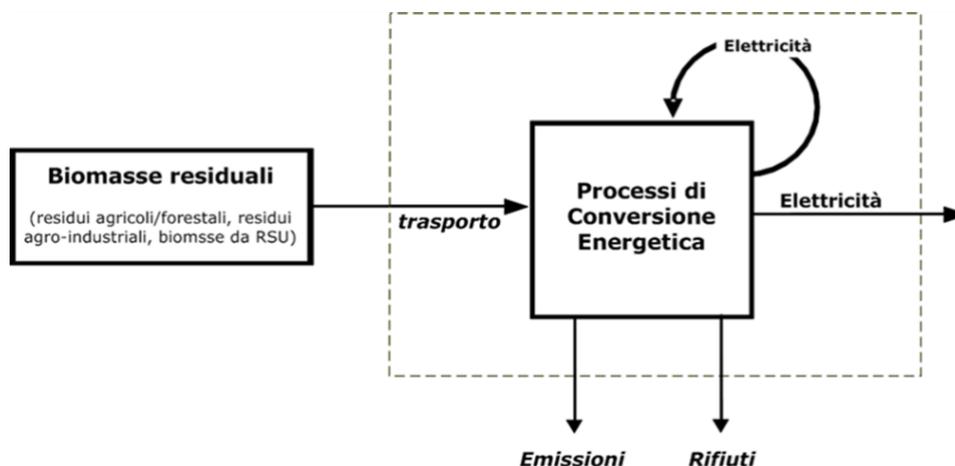


Figura 21. Confini del sistema per le biomasse di scarto, “dal cancello al cancello” (approccio “zero burden”)

È esclusa, dai confini del sistema, la produzione di macchinari ed infrastrutture (e i relativi rifiuti di manutenzione), con l’eccezione di quelli già contenuti nei dataset di Ecoinvent 3.7.1 (Wernet et al., 2016), utilizzati per modellare i dati di background.

In un’ottica di rappresentatività geografica e tecnologica, si è fatto riferimento a tecnologie e processi medi, sia nazionali che europei e globali (in base a necessità e disponibilità), presenti nel database di Ecoinvent (v. 3.7.1).

La scelta dei confini del sistema, effettuata in questo studio, è ritenuta rilevante per le attività delle aziende italiane che producono elettricità da biomasse solide.

Lo studio ha previsto lo sviluppo di tre dataset:

(i) *Electricity from solid biomass\_CL1\_other biomass*, relativo alla produzione di energia elettrica da “altre biomasse solide”, in Italia. Col termine “altre biomasse solide” si intendono esclusivamente le biomasse solide residuali provenienti dai comparti forestale, agricolo ed agroindustriale, che costituiscono la principale fonte di biomasse solide impiegate per produrre elettricità, in Italia (EBS, 2020).

(ii) *Electricity from solid biomass\_CL2\_biomass from MSW*, riferito alla produzione di energia elettrica dalle biomasse derivanti dai rifiuti solidi urbani (RSU), in Italia;

(iii) *1kWh Electricity from solid biomass IT mix*, relativo alla produzione di 1 kWh elettrico da biomasse solide, in Italia, ottenuto combinando i due processi unitari CL1 (65%) e CL2 (35%), in base ai dati del GSE (GSE, 2022) sulla produzione di elettricità da biomasse solide, nel 2020.

Dai dati primari raccolti è emerso che, nella maggior parte degli impianti italiani, viene recuperata solo l'energia elettrica, con conseguente perdita di energia termica. Pertanto, nel modello sviluppato, l'elettricità appare come unico prodotto, mentre il calore è considerato completamente disperso. Inoltre, è stata effettuata un’analisi di sensibilità, mediante

allocazione exergetica, per valutare gli impatti di un processo in cui si producono e recuperano sia l'energia elettrica che quella termica.

L'analisi del ciclo di vita è stata effettuata mediante l'impiego del software SimaPro 9.2.0.1, sulla base del metodo di valutazione degli impatti EF 3.0 (Zampori e Pant, 2019).

### Analisi di Inventario

Per la costruzione degli inventari dei processi che generano energia elettrica, a partire da **biomasse solide di origine diversa da RSU ("altre biomasse solide")**, sono stati utilizzati dati primari e secondari. In particolare, i dati primari sono stati forniti da aziende afferenti all'Associazione Energia da Biomasse Solide (EBS), costituita da 15 associati, con 18 impianti distribuiti su tutto il territorio nazionale. In dettaglio, i dati raccolti dalle aziende EBS riguardano:

- provenienza delle biomasse, tipologia di biocombustibile prodotto e consumi annui di biomassa;
- consumi di acqua e produzione di rifiuti;
- caratteristiche degli impianti di cogenerazione, quali la potenza elettrica nominale, la potenza termica recuperabile e l'autoconsumo elettrico dell'impianto;
- quantità di energia elettrica prodotta.

In tutto, sono stati impiegati i dati di 14 aziende (aziende di riferimento), con una potenza elettrica compresa fra 0,99 e 46 MWe. Pertanto, gli impianti di tali aziende ricadono nella fascia di potenza 1-75 MWe che risulta essere rappresentativa di circa il 98%<sup>4</sup> dell'elettricità da "altre biomasse solide", in Italia, in accordo con i dati del portale Atlaimpianti del GSE<sup>5</sup>.

La percentuale media di **autoconsumo elettrico** è pari all'11%, mentre il surplus di elettricità prodotta viene venduto alla rete elettrica nazionale.

Per quanto riguarda il pretrattamento di **cippatura** (processo di chipping), i dati sono stati tratti dallo studio condotto da Scrucca et al. (2021).

Per la costruzione degli inventari dei processi che generano energia elettrica, a partire da **biomasse solide da RSU**, sono stati utilizzati dati relativi a 7 impianti di termovalorizzazione, riportati sul portale di Atlaimpianti<sup>3</sup>.

Nel dettaglio, i dati raccolti riguardano:

- consumi annui di biomassa;
- consumi di acqua;
- tipologia di combustione;
- caratteristiche degli impianti (es. potenza elettrica nominale e autoconsumo di elettricità da parte dell'impianto);

---

<sup>4</sup> Si sottolinea che l'elettricità totale da "altre biomasse solide" è stata determinata considerando solo il 5% dell'energia elettrica prodotta dalla centrale Fiume Santo (SS) (<https://www.epproduzione.com/it/impianti/fiume-santo>), presente sul portale di Atlaimpianti. Infatti, in questo impianto, solo il 5% del combustibile è costituito da biomasse vegetali vergini, mentre il restante è rappresentato da carbone (Dichiarazione Ambientale Fiume Santo, 2021).

<sup>5</sup> <https://www.gse.it/dati-e-scenari/atlaimpianti> (anno 2020)

- quantità di energia elettrica prodotta.

Siccome negli impianti di termovalorizzazione confluiscono tutti i rifiuti urbani (non solo quelli ascrivibili alle biomasse), l'energia da biomassa è stata considerata pari al 51% dell'energia elettrica totale prodotta dagli impianti di termovalorizzazione, in accordo col D.M. 06/07/2012. Gli impianti selezionati ricadono nella fascia 1-70 MWe e rappresentano il 45% della produzione elettrica complessiva degli impianti alimentati da RSU (5.540.882.578 kWh, anno 2020). Il restante 55% proviene da un impianto di Venezia, con potenza elettrica nominale di 640000 kW<sup>6</sup> che non è stato incluso nello studio, per mancanza di dati.

Per le biomasse di origine nazionale (che costituiscono il 90% per la classe CL1 e il 100% per la classe CL2), **la distanza media**, fra il punto di raccolta della biomassa e l'impianto di conversione energetica, è stata ipotizzata pari a 70 km, in accordo con il DM 02/03/2010. Nel caso del processo CL1, per il restante 10% della biomassa totale utilizzata, il flusso del trasporto è stato stimato come segue:

- per l'8% della biomassa (proveniente dall'Europa), è stato considerato un trasporto su gomma, considerando una distanza media europea pari a 543 km<sup>7</sup>;
- per il 2% della biomassa (proveniente da USA e Canada) è stato considerato un trasporto via mare, per una distanza media di 7458,5 km<sup>8</sup>, e poi su gomma, per la distanza media nazionale che è pari a 125 km<sup>5</sup>.

Le **emissioni dal cogeneratore** sono state ottenute dal documento EF combustion 2019 di ISPRA (ISPRA, 2019), foglio di lavoro "Non industrial".

In particolare, per il processo CL1, è stata fatta una media tra i valori corrispondenti alle emissioni associate alla produzione di energia da biomasse solide, in impianti di combustione con potenza inferiore a 50 MW, impiegati nel settore agricolo-forestale, e i valori corrispondenti alle emissioni associate alla produzione di energia da legno e similari, in impianti di combustione con potenza inferiore a 50 MW, impiegati nel settore commerciale e istituzionale. Per il processo CL2, sono stati impiegati i valori corrispondenti alle emissioni in aria associate alla produzione di energia da rifiuti municipali e biomasse, in impianti di combustione commerciali e istituzionali nonché in impianti residenziali, con potenza inferiore a 50 MW.

Per le emissioni in acqua, invece, si è fatto riferimento al processo del database Ecolnvent v. 3.7.1 (*Biomaste {GLO} treatment of biomaste, municipal incineration* | *Cut-off, U*).

### **Valutazione degli impatti ed interpretazione dei risultati**

Gli **impatti caratterizzati**, relativi alla produzione di 1 kWh elettrico da biomasse solide in Italia, sono riportati in Tabella 8. Oltre agli impatti totali su ciascuna categoria esaminata, sono riportati anche i contributi percentuali delle due Classi (CL1 e CL2) di produzione energetica che

<sup>6</sup> <https://www.gse.it/dati-e-scenari/atlainpianti> (anno 2020)

<sup>7</sup> <https://www.continental-pneumatici.it/truck-autobus/press/news/la-distanza-media-nel-2018>

<sup>8</sup> <https://www.searates.com/services/distances-time/>

costituiscono il dataset per la produzione italiana di 1 kWh elettrico da biomasse solide (*1kWh Electricity from solid biomass IT mix*).

Categorie d'impatto	Abbreviaz.	Unità	Totale	CL1	CL2
Climate change	CC	kg CO <sub>2</sub> eq	7,10E-02	5,38E-02	1,71E-02
Ozone depletion	OD	kg CFC11 eq	1,16E-08	9,69E-09	1,90E-09
Ionising radiation	IR	kBq U-235 eq	2,17E-03	1,55E-03	6,19E-04
Photochemical ozone formation	POD	kg NMVOC eq	1,53E-03	1,49E-03	3,79E-05
Particulate matter	PM	disease inc.	2,47E-07	2,46E-07	6,34E-10
Human toxicity, non-cancer	HTnon-c	CTUh	3,72E-09	2,00E-09	1,71E-09
Human toxicity, cancer	HTc	CTUh	8,88E-10	8,45E-10	4,39E-11
Acidification	AC	mol H+ eq	1,68E-04	1,25E-04	4,33E-05
Eutrophication, freshwater	EUF	kg P eq	2,46E-05	1,84E-06	2,28E-05
Eutrophication, marine	EUM	kg N eq	1,13E-04	8,34E-05	2,91E-05
Eutrophication, terrestrial	EUT	mol N eq	7,16E-04	5,97E-04	1,19E-04
Ecotoxicity, freshwater	ECT	CTUe	1,07E+00	2,79E-01	7,90E-01
Land use	LU	Pt	3,43E-01	2,14E-01	1,29E-01
Water use	WU	m <sup>3</sup> depriv.	8,56E-02	4,91E-02	3,65E-02
Resource use, fossils	RDF	MJ	4,77E-01	3,23E-01	1,55E-01
Resource use, minerals and metals	RDm	kg Sb eq	1,13E-07	7,02E-08	4,28E-08
Climate change - Fossil	CCf	kg CO <sub>2</sub> eq	4,52E-02	2,83E-02	1,69E-02
Climate change - Biogenic	CCb	kg CO <sub>2</sub> eq	2,57E-02	2,55E-02	2,50E-04
Climate change - Land use and LU	CCLu	kg CO <sub>2</sub> eq	1,03E-05	6,04E-06	4,27E-06
Human toxicity, non-cancer - organics	HTnon-c-o	CTUh	1,26E-10	1,22E-10	4,06E-12
Human toxicity, non-cancer - inorganics	HTnon-c-i	CTUh	1,19E-08	1,18E-08	1,05E-10
Human toxicity, non-cancer - metals	HTnon-c-m	CTUh	3,44E-09	1,83E-09	1,61E-09
Human toxicity, cancer - organics	HTc-o	CTUh	8,12E-10	8,07E-10	4,75E-12
Human toxicity, cancer - inorganics	HTc-i	CTUh	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Human toxicity, cancer - metals	HTc-m	CTUh	7,63E-11	3,72E-11	3,91E-11
Ecotoxicity, freshwater - organics	ECT-o	CTUe	3,49E-02	2,97E-02	5,24E-03
Ecotoxicity, freshwater - inorganics	ECT-i	CTUe	4,69E-01	6,08E-02	4,08E-01
Ecotoxicity, freshwater - metals	ECT-m	CTUe	5,64E-01	1,88E-01	3,76E-01

*Tabella 8. Impatti caratterizzati calcolati per 1 kWh elettrico da biomasse solide in Italia (unità funzionale): impatti totali e impatti suddivisi per ciascun processo.*

I risultati mostrano che l'impatto maggiore è generato dal processo CL1, che contribuisce per il 65% alla produzione di 1 kWh elettrico da biomasse solide. In particolare, la classe CL1 ha un impatto maggiore della CL2 in tutte le categorie d'impatto, fatta eccezione per Euf (93% CL2, 7% CL1), ECT (74% CL2, 26% CL1), HTC-m (51% CL2, 49% CL1), ECT-i (87% CL2, 13% CL1) e ECT-m (67% CL2, 33% CL1).

Nella classe CL1 (Figura 22), il contributo più elevato agli impatti deriva dalle emissioni locali, con picchi del 100% nelle categorie PM, CCb, Htnon-c-i (con un valore medio, su tutte le categorie di impatto, del 48%). A seguire, l'impatto maggiore è dato dalla fase di trasporto della biomassa, con un valore medio su tutte le categorie investigate del 26%, e poi dall'impiantistica (valore medio del 16%). Il processo di cippatura genera impatti fino al 36% (in RDF), con un valore

medio del 9%, su tutte le categorie investigate, mentre gli impatti relativi allo smaltimento dei rifiuti (acque di scarico e rifiuti pericolosi e non pericolosi) possono considerarsi trascurabili (minori dell'1%). La biomassa residua non genera impatti, dato l'approccio "zero burden" adottato.

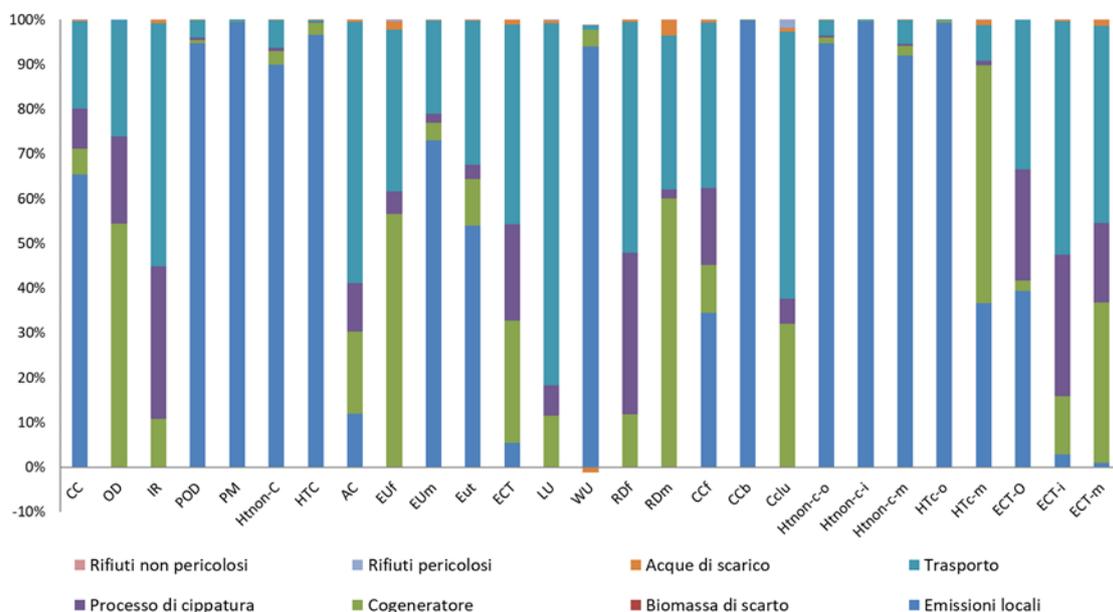


Figura 22. Contributo percentuale di ciascun flusso di input/output agli impatti (caratterizzati) del processo CL1 (energia elettrica da biomasse residuali di provenienza diversa da RSU)

Per CL2 (Figura 23), l'impiantistica è l'input più impattante, con contributi fino al 99%, nella categoria Euf, ed un valore medio del 75%, su tutte le categorie investigate. Segue il trasporto, con un impatto medio del 16%, e le emissioni locali che, sebbene generino un impatto medio dell'8%, contribuiscono rispettivamente per il 90% e per l'81% agli impatti sulle categorie CCb e WU. Anche in questo caso, le biomasse da RSU seguono l'approccio "zero burden" e non generano impatti.

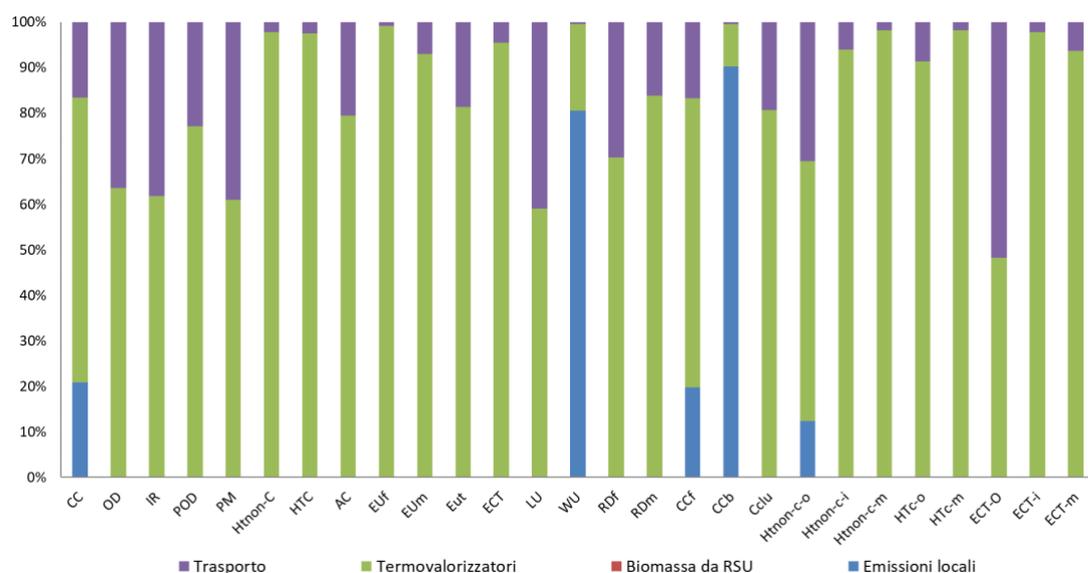


Figura 23. Contributo percentuale di ciascun flusso di input/output agli impatti (caratterizzati) del processo CL2 (energia elettrica da biomasse da RSU)

In Figura 24, sono riportati i risultati della **normalizzazione** per la produzione di un 1 kWh di elettricità da biomasse solide in Italia, a cui contribuisce per il 65% l'energia elettrica prodotta da biomasse residue che hanno provenienza diversa da RSU (CL1) e per il 35% l'energia elettrica prodotta da biomasse da RSU (CL2). La categoria più impattata è la Particulate Matter (PM), con un valore di impatto normalizzato di  $4,14 \times 10^{-4}$ , determinato esclusivamente dal processo CL1. Impatti normalizzati rilevanti sono riscontrati anche per la categoria Human toxicity, cancer - HTc ( $5,26 \times 10^{-5}$ ) e per la categoria Photochemical ozone formation - POD ( $3,78 \times 10^{-5}$ ), dove l'impatto del processo CL1 contribuisce, rispettivamente, per il 95% e 98%.

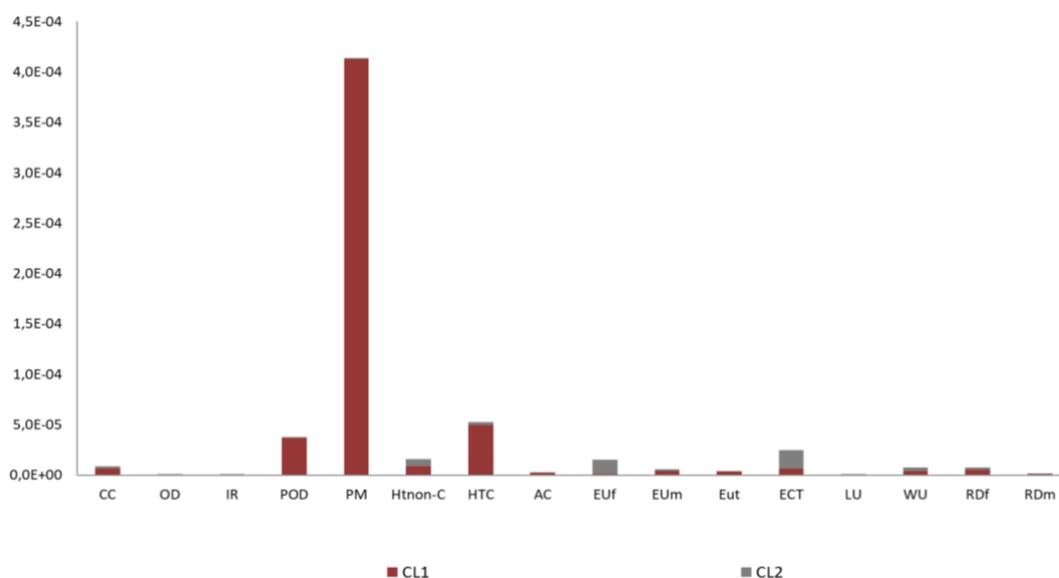


Figura 24. Impatti normalizzati per la produzione di 1 kWh elettrico da biomasse solide in Italia, con i contributi dei processi CL1 e CL2

Anche la normalizzazione per il processo di produzione di energia elettrica da biomasse residuali di provenienza diversa da RSU (CL1) evidenzia un impatto predominante sulla categoria PM, seguito dagli impatti su HTc e POD. Per tutte queste categorie, gli impatti sono quasi totalmente ascrivibili alle emissioni locali. Invece, la normalizzazione per il processo di produzione di energia elettrica da biomasse da RSU (CL2) mostra che, in questo caso, le categorie più impattate sono Ecotoxicity, freshwater (ECT), Eutrophication, freshwater (Euf) e Human toxicity, non-cancer (HTnon-c) e che l'impatto è quasi totalmente ascrivibile all'impianto di cogenerazione.

Infine, la **pesatura** indica che la categoria con il peso maggiore è la Particulate Matter (PM), il cui carico ambientale è totalmente determinato dal processo CL1 (100%). Le altre categorie hanno pesi notevolmente inferiori o trascurabili.

L'analisi di sensibilità, svolta focalizzando l'attenzione sulle scelte metodologiche (allocazione exergetica per la co-produzione di elettricità e calore), ha evidenziato che, recuperando il calore oltre all'elettricità, gli impatti medi su tutte le categorie investigate si riducono di circa il 48%. Pertanto, sarebbe opportuno recuperare e valorizzare il calore co-prodotto, anche in virtù dell'attuale crisi energetica.

## Conclusioni

Questo lavoro descrive la costruzione del dataset relativo alla filiera di produzione di energia elettrica da biomasse solide, in Italia, da inserire nel dataset del mix elettrico italiano. Il dataset inerente alla produzione italiana di elettricità da biomasse solide è costituito dalla combinazione di altri 2 dataset (classi CL1 e CL2), che sono stati costruiti sulla base di dati sia primari che secondari. I dati primari provengono da impianti di trattamento considerati rappresentativi della situazione media, in Italia.

I risultati della caratterizzazione mostrano che il principale hotspot del processo di produzione di 1 kWh di energia elettrica da biomasse solide, in Italia, è il processo unitario di produzione di elettricità da biomasse residuali diverse da RSU (CL1), che, da solo, rappresenta circa il 70% degli impatti su tutte le categorie d'impatto investigate. Nel processo CL1, il flusso maggiormente impattante è rappresentato dalle emissioni locali generate dalla conversione delle biomasse in elettricità, con un contributo medio del 48% sulle categorie investigate. A seguire, il trasporto contribuisce con il 26% in media e, infine, l'impiantistica (impianto di cogenerazione) e il pretrattamento di cippatura apportano un impatto medio rispettivamente del 16% e del 9%. D'altra parte, per quanto riguarda il processo CL2 (elettricità da biomasse derivanti da RSU), il contributo predominante (circa 75%) è quello delle infrastrutture, mentre il trasporto (circa 16%) e le emissioni locali, generate durante la fase di conversione (circa 8%), contribuiscono agli impatti in misura minore.

La normalizzazione e la pesatura indicano che, per il processo CL1, gli impatti maggiori si registrano per la categoria Particulate Matter (PM), a causa delle emissioni locali della fase di conversione energetica delle biomasse. Per il processo CL2, invece, le categorie Ecotoxicity, freshwater (ECT) e Climate change (CC) risultano essere quelle con impatti maggiori, a valle rispettivamente della normalizzazione e della pesatura. Tali impatti sono legati principalmente agli impianti di termovalorizzazione e alle emissioni locali da essi generate.

Infine, l'analisi di sensibilità evidenzia i grandi vantaggi conseguibili attraverso il recupero del calore co-prodotto.

I risultati di questo studio sono perfettamente in linea con l'orientamento della comunità scientifica internazionale che, negli ultimi anni, ha sottolineato la necessità di adeguare gli impianti e le tecnologie, al fine di minimizzare le emissioni e di recuperare il calore prodotto per migliorare l'efficienza dei processi di conversione energetica delle biomasse solide.

L'affidabilità degli studi LCA è strettamente correlata alla qualità dei dati raccolti che, in questo studio, può essere considerata buona. In dettaglio, per il dataset relativo al processo CL1, sono stati usati i dati primari, forniti dall'Associazione Energia da Biomasse Solide (EBS), come medie nazionali; per il dataset riferito al processo CL2, invece, sono stati utilizzati i dati relativi a 7 impianti di termovalorizzazione selezionati, sul portale di Atlaimpianti, in modo da rappresentare la realtà nazionale. L'unica limitazione dello studio è rappresentata dall'assenza di dati primari relativi all'impiantistica ed al trasporto. Ciononostante, tali flussi sono stati opportunamente modellati a partire da dati secondari ricavati da database di settore.

Il dataset sviluppato può essere utilizzato come fonte di dati rappresentativi del contesto italiano per realizzare studi di LCA.

## **Bibliografia**

- Clift, R., Doig, A., Finnveden, G., 2000. The application of life cycle assessment to integrated solid waste management. *Process Saf. Environ. Protect.* 78 (4), 279-287.
- CNR - IIA, 2019. Manuale tecnico-scientifico a cura di Rotatori M., Di Franco S., Salvatori R., Mosca S. (CONSIGLIO NAZIONALE DELLE RICERCHE, Istituto sull'Inquinamento Atmosferico e-mail: [direzione@iia.cnr.it](mailto:direzione@iia.cnr.it)). Studio sugli effetti ambientali connessi all'impiego della biomassa solida per la produzione di energia elettrica. ISBN 978-88-6224-017-8.
- EBS (Energia da Biomasse Solide), 2020. Link: <https://biomasseenergia.eu/> (ultimo accesso, novembre 2022).
- Ekvall T, Assefa G, Björklund A, Eriksson O, Finnveden G., 2007. What life-cycle assessment does and does not do in assessments of waste management. *Waste Management (Oxford)*. 27, 989–996.
- ENEA, 2020. Considerazioni sullo stato dell'arte e le prospettive di sviluppo delle bioenergie in Italia.  
Link:[https://www.camera.it/application/xmanager/projects/leg18/attachments/upload\\_file\\_doc\\_acquisiti/pdfs/000/004/007/Memoria\\_ENEA.pdf](https://www.camera.it/application/xmanager/projects/leg18/attachments/upload_file_doc_acquisiti/pdfs/000/004/007/Memoria_ENEA.pdf) (ultimo accesso, novembre 2022).
- EurObserv'ER,2020. BIOFUEL BAROMETER. Link:  
file:///C:/Users/Antonella%20Cerbone/Downloads/2020-Baro-Biomasse-Solide-GB-1.pdf (ultimo accesso, novembre 2022).
- FIPER (Federazione di Produttori di Energia da Fonti Rinnovabili), 2015. Biomasse Legnose - Petrolio verde per il teleriscaldamento italiano. Link: <https://www.fiper.it/wp-content/uploads/libroFIPER-biomasse-legnose-petrolio-verde-per-il-teleriscaldamento-italiano.pdf> (ultimo accesso, novembre 2022).

- FIPER (Federazione di Produttori di Energia da Fonti Rinnovabili), 2018. TELERISCALDAMENTO A BIOMASSA: UN INVESTIMENTO PER IL TERRITORIO. Analisi delle ricadute economiche, energetiche e ambientali su scala locale e nazionale. ISBN:9788894343700.
- GSE (Gestore Servizi Energetici), 2022. Rapporto Statistico 2020 sulle fonti rinnovabili. [https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Rapporto%20Statistico%20GSE%20-%20FER%202020.pdf](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Rapporto%20Statistico%20GSE%20-%20FER%202020.pdf) (ultimo accesso, maggio 2022).
- ISPRA, 2019. <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/fattori-di-emissione-per-le-sorgenti-di-combustione-stazionarie-in-italia/view> (ultimo accesso: ottobre 2021).
- MiTE (MINISTERO DELLA TRANSIZIONE ECOLOGICA), 2022. LA SITUAZIONE ENERGETICA NAZIONALE NEL 2021. Luglio 2022. Link: [https://dgsaie.mise.gov.it/pub/sen/relazioni/relazione\\_annuale\\_situazione\\_energetica\\_nazionale\\_dati\\_2021.pdf](https://dgsaie.mise.gov.it/pub/sen/relazioni/relazione_annuale_situazione_energetica_nazionale_dati_2021.pdf) (ultimo accesso, dicembre 2022)
- Nakatani, J., 2014. Life cycle inventory analysis of recycling: mathematical and graphical frameworks. Sustainability 6 (9), 6158
- Scrucca F., Rinaldi C., Morara E., Argnani A., 2021. Report Arcadia “Studio di filiera – Cippato forestale”.
- Wernet et al., 2016. Wernet B., Bauer G., Steubing C., Reinhard B., Moreno-Ruiz J., and Weidema E., 2016. “The ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology,” Int. J. Life Cycle Assess. <https://doi.org/10.1007/s11367-016-1087-8>
- Zampori e Pant, LU, 2019. Zampori, L. and Pant, R., Suggestions for updating the Product Environmental Footprint (PEF) method, EUR 29682 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2019, ISBN 978-92-76-00654-1, doi:10.2760/424613, JRC115959.



## La filiera italiana dei bioliquidi per la produzione di energia elettrica

Autori:

Antonio Picarelli, Gabriella Fiorentino, Amalia Zucaro, Silvia Scaffoni, Tiziana Beltrani

ENEA, Dipartimento Sostenibilità, circolarità e adattamento al cambiamento climatico dei Sistemi Produttivi e Territoriali

*Revisione critica interna:* Giuliana Ansanelli – ENEA, Dipartimento Sostenibilità, circolarità e adattamento al cambiamento climatico dei Sistemi Produttivi e Territoriali



## Sommario

Introduzione.....	60
Obiettivi e campo di applicazione dello studio.....	62
Analisi di Inventario .....	64
Valutazione degli impatti ed interpretazione dei risultati .....	65
Conclusioni.....	67
Bibliografia .....	69

## Introduzione

Il presente documento, realizzato nell'ambito del progetto "Arcadia - approccio ciclo di vita nei contratti pubblici e banca dati italiana LCA" finanziato dal PON Governance e Capacità Istituzionali 2014-2020, descrive la costruzione del dataset relativo alla filiera di produzione di energia elettrica da bioliquidi in Italia, da inserire nel dataset del mix elettrico italiano.

Nel 2020 le fonti rinnovabili di energia (FER) hanno confermato un ruolo da protagonista nel panorama energetico italiano e, tra queste, l'utilizzo dei bioliquidi per fini di produzione di energia elettrica ha visto un lieve decremento (-0,2%) rispetto al 2019 (GSE, 2022).

La potenza efficiente lorda installata da impianti alimentati da bioliquidi si attesta a 966 MW quota, tra le FER, superiore alla sola fonte geotermica. La produzione lorda di energia elettrica da bioliquidi calcolata nel 2020 è pari a 4,7 TWh su un totale di 116,9 TWh da FER, con una disomogenea distribuzione sul territorio nazionale. Nel settore termico l'utilizzo dei bioliquidi è da registrare solo in impianti di cogenerazione (GSE, 2022)

Per quanto riguarda gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da bioliquidi, ne esistono 380, con una potenza installata pari a circa 835.000 kW nel 2019. Si registra un lieve decremento nel 2020, con 371 impianti per una potenza di 826.000 kW, dovuto principalmente alla crescente diffusione del fotovoltaico, che copre il 98,6 % del totale del numero degli impianti da fonti rinnovabili (GSE, 2022).

La taglia degli impianti alimentati da bioliquidi presenta perlopiù una concentrazione maggiore nella fascia da 200 kW ad 1 MW (circa 80%), con una piccola quota per potenze minori di 200 kW e maggiori di 50kW (circa 20%).

I biocombustibili, o bioliquidi, sono per definizione *"i combustibili liquidi per scopi energetici diversi dal trasporto, compresi l'elettricità, il riscaldamento ed il raffreddamento, prodotti a partire dalla biomassa"*. Si tratta, in definitiva, di combustibili liquidi che possono essere utilizzati per la produzione di energia elettrica in alternativa alle fonti fossili e vengono ricavati da biomasse di origine vegetale e animale.

Quelli di origine vegetale sono in maggioranza ottenuti dalla spremitura di semi e piante oleaginose, mediante processi di estrazione. Dal punto di vista chimico, gli oli vegetali sono una miscela di acidi grassi liberi, trigliceridi, glicerolo, composti fosforici e cere. L'ampia Direttiva UE 2018/2001 (EU, 2018), anche nota come Direttiva RED II, dispone che gli Stati membri dovranno raggiungere, entro il 2030, una quota di energia da fonti rinnovabili (FER) nel consumo lordo finale di energia dell'Unione almeno pari al 32 % (art. 1 ed art. 3, par.1) e una quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti almeno pari al 14 % del consumo finale in tale settore (art.25, par.1). La direttiva fissa, inoltre, criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per i biocarburanti, i bioliquidi ed i combustibili da biomassa. (art.29 e 31).

Lo sviluppo di una filiera produttiva di bioliquidi da semi oleaginosi deve rispettare i principi di sostenibilità economica ed ambientale introdotti con la Direttiva Europea 2009/28, oltre a non sottrarre terreni alle colture per la produzione alimentare.

Valutando il consumo nazionale del 2020, oltre il 55% dei bioliquidi impiegati in Italia viene lavorato nel Sud-Est asiatico da materie prime locali. Il 35% dei bioliquidi viene lavorato all'interno dei confini nazionali, in crescita rispetto al 2019 (GSE, 2022).

Nel 2020 l'olio di palma si conferma come la tipologia di bioliquido maggiormente utilizzato, con 602.694 tonnellate consumate (60% sul totale), in diminuzione del 8,5% rispetto al 2019. A seguire, la seconda categoria di bioliquidi più consumati sono gli oli e grassi animali, il cui impiego (161.899 tonnellate) registra una crescita del 18% rispetto all'anno precedente. Inoltre, si rileva un aumento simile, rispetto al 2019 anche nei consumi di olio di soia (+8,1%) e di olio di mais, mentre si riduce il consumo di olio di colza (GSE, 2022).

La filiera di produzione dei bioliquidi prevede le seguenti fasi:

- coltivazione (coltivazione, raccolta, trasporto e stoccaggio);
- pretrattamento (pulitura, essiccazione e stoccaggio);
- trasformazione (estrazione meccanica e/o chimica, suddivisione dei prodotti ottenuti);
- utilizzo.

Gli aspetti socio-economici della filiera di produzione dei bioliquidi possono essere affrontati su differenti scale, partendo da quella locale e fino a quella globale.

La materia prima da cui sono prodotti gli oli vegetali puri (OVP), i semi oleaginosi, hanno un duplice mercato, alimentare e per la produzione energetica, sia essa connessa alla produzione elettrica e/o ai trasporti (miscelazione con biodiesel). Tali mercati si sovrappongono, rendendo difficoltoso delineare su larga scala quale quota parte della produzione mondiale sia finalizzata al mercato alimentare e quale a quello energetico. Di sicuro le evidenze mostrano un importante impatto ambientale e sociale per la massiva produzione di semi oleaginosi che ha indotto valutazioni su larga scala, soprattutto nelle zone del mondo maggiormente interessate a tali coltivazioni. Tra le colture maggiormente impattanti dal punto di vista sociale c'è, senza dubbio, la palma da olio.

Di seguito, la Figura 25 mostra le zone del mondo dove la coltura di semi oleaginosi è maggiormente praticata e dove, conseguentemente, gli impatti sociali della coltura massiva dei semi oleaginosi sono di maggior rilievo.

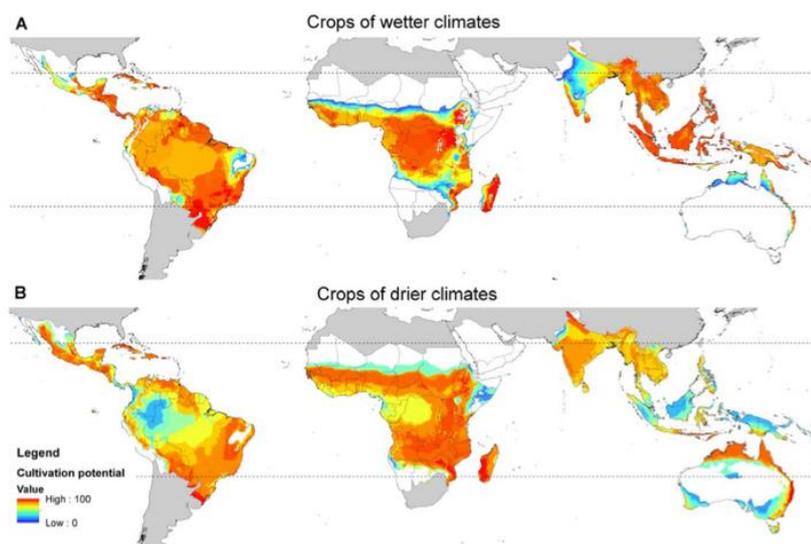


Figura 25. Aree del mondo maggiormente interessate alla coltura di semi oleaginosi (Phalan, et al., 2013)

## Obiettivi e campo di applicazione dello studio

Gli obiettivi dello studio LCA di filiera sono:

- La realizzazione del dataset “Produzione di energia elettrica da bioliquidi” finalizzato ad incrementare i dataset relativi al settore energia presenti nella BDI-LCA di Arcadia, per consentire ad altri utenti (pubblica amministrazione, imprese, associazioni di categoria, progettisti, ONG e università / ricerca) di utilizzarlo in ambito di studi LCA e di valutazioni di sostenibilità.
- Rendere disponibili dati di inventario e di impatto ambientale sul prodotto oggetto dello studio per valutazioni in ambito GPP, in particolare a supporto dell'introduzione di criteri connessi ad LCA ed LCC nelle procedure di acquisto.
- Sviluppare il report tecnico dello studio LCA di filiera, reso disponibile sul sito di Arcadia nella pagina dedicata (<https://www.arcadia.enea.it/component/jdownloads/?task=download.send&id=37&catid=12&Itemid=101>), che comprende una descrizione della filiera dal punto di vista ambientale e socio-economico e gli step dello studio LCA in accordo con le norme ISO 14040-44.

Scopo del documento è sia fornire una descrizione dettagliata dello studio effettuato dal gruppo di lavoro e dei dati utilizzati per lo sviluppo del dataset e dei risultati di impatto ambientale, sia costituire una guida per le imprese del settore che vogliano intraprendere un proprio studio LCA. Alla produzione del mix elettrico nazionale, le fonti rinnovabili contribuiscono per oltre il 40%. Pertanto, al fine di costruire un dataset del mix elettrico italiano, sono stati raccolti dati relativi a selezionate filiere energetiche da fonti rinnovabili.

Per quanto riguarda l'uso dei bioliquidi per la produzione di energia elettrica, oggetto del presente lavoro, sono stati considerati i bioliquidi prodotti da colture oleaginose (palma 60,3%, girasole 5,6%, soia 7,7%, mais 0,1%, colza 3,7%) ed in aggiunta, come da dati secondari raccolti, sono stati considerati gli oli esausti (oli alimentari esausti (UCO), derivati da oli vegetali, oli e grassi animali per un totale del 22,6%).

I dati relativi al consumo di bioliquidi utilizzati per la produzione elettrica nel 2020 sono stati estratti dal report statistico del GSE (GSE, 2022). I bioliquidi considerati sono solo quelli che rispettano i criteri di sostenibilità stabiliti dal D.Lgs. 31 Marzo 2011, n.55 (riportanti i medesimi criteri della Direttiva 2009/28/CE). Ciò in quanto la quota di produzione lorda effettiva di energia elettrica da bioliquidi sostenibili copre il 98% del totale ed è quindi sicuramente rappresentativa. L'unità funzionale (UF) scelta è 1 kWh di energia elettrica prodotto da bioliquidi in Italia. Si specifica che la UF scelta è funzionale ad integrare il presente studio nella più ampia valutazione del mix energetico nazionale.

In Figura 26 e Figura 27 sono rappresentati i confini dei sistemi investigati.

L'analisi LCA ha tenuto conto delle seguenti fasi:

- agricola di produzione della materia prima (semi oleaginosi);
- di raccolta della materia prima ed invio alla sede di produzione/raffinazione del bioliquido;

- di produzione e raffinazione del bioliquido;
- di trasporto del bioliquido dalla sede produttiva agli impianti di conversione per la produzione di energia.

Il processo di produzione elettrica si assume autosufficiente dal punto di vista energetico. Le sottocategorie di bioliquidi utilizzate sono state trattate seguendo un duplice approccio. Per i bioliquidi provenienti da colture oleaginose è stato adottato un approccio *Cradle to Gate* (“dalla culla al cancello”): sono stati considerati tutti i flussi, dalla produzione delle materie prime fino alla vendita dell’energia alla rete nazionale.

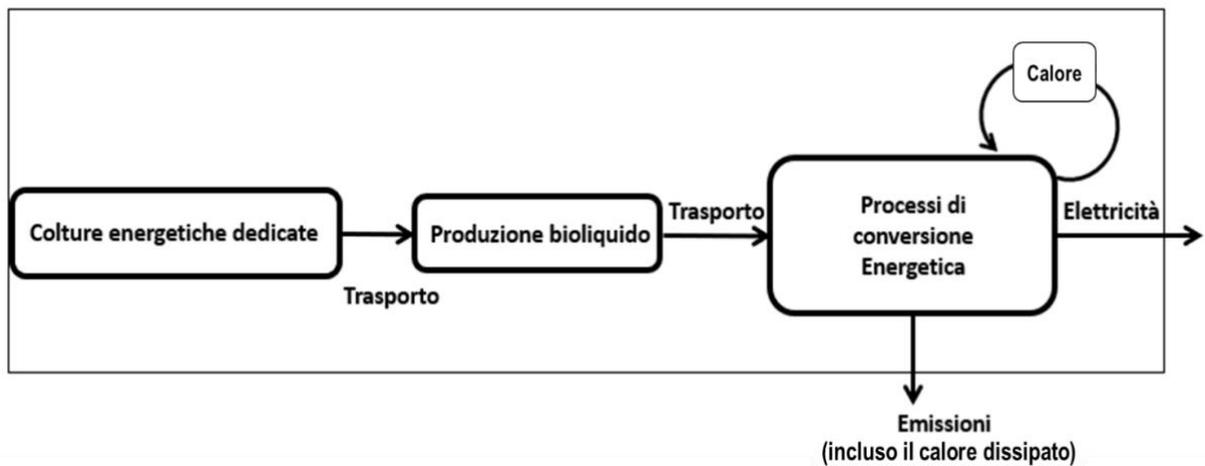


Figura 26. Confini del sistema per i bioliquidi dedicati dalla “culla al cancello”

Nel caso di oli esausti è stato applicato l’approccio “zero burden”: non è stato considerato il carico ambientale del processo che genera lo scarto, in accordo con la letteratura di settore (Ekvall, 2007). Di conseguenza, il confine del sistema Figura 27, secondo un approccio *Gate to Gate* (dal Cannello al Cannello), include il trasporto degli oli esausti presso gli impianti di produzione di energia elettrica e il processo di conversione energetica.

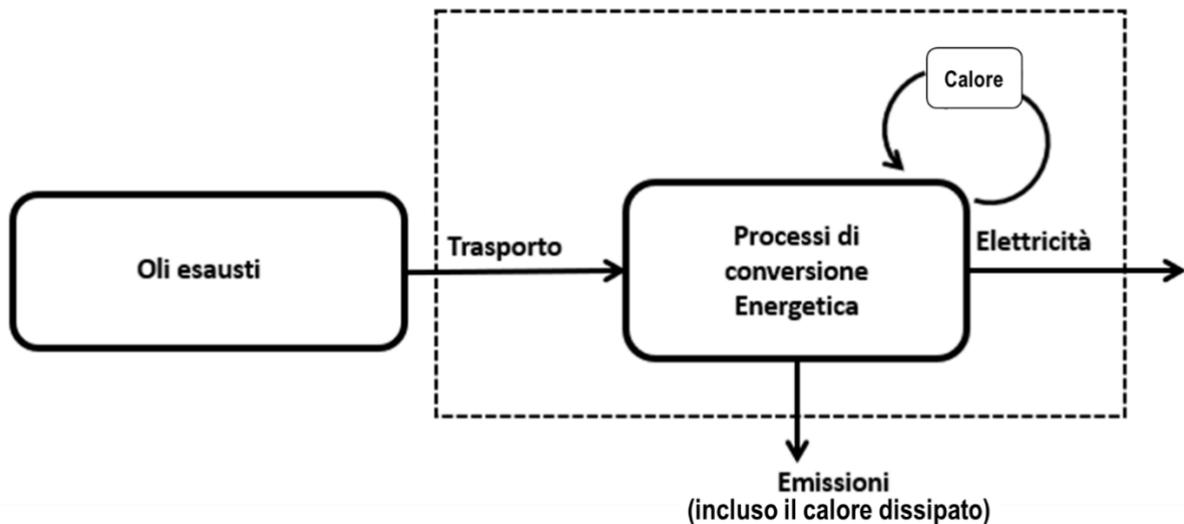


Figura 27. Confini del sistema per gli oli esausti, dal “cancello al cancello” (approccio “zero burden”)

L’analisi del ciclo di vita è stata effettuata mediante l’impiego del software SimaPro 9.2.0.1, sulla base del metodo di valutazione degli impatti EF 3.0 (Zampori e Pant, 2019).

#### Analisi di Inventario

I dati di inventario raccolti sono relativi alla produzione di 1 kWh di elettricità da bioliquidi, in Italia.

Ai fini dell’analisi del mix energetico nazionale condotta in questo studio, per la produzione di energia elettrica da bioliquidi, è stato considerato un impianto di produzione di energia elettrica da fonti fossili con potenza nominale di 500 MW. Ciò seppur è in contrasto con i dati disponibili sulla taglia di potenza degli impianti alimentati a bioliquidi (80 % nella fascia da 200 kW ad 1 MW e 20% per potenze minori di 200 kW e maggiori di 50kW) è motivato dall’impossibilità di reperire un altro impianto di produzione elettrica disponibile nel database di Ecoinvent.

I dati secondari relativi ai quantitativi di bioliquidi utilizzati per la produzione di energia elettrica in Italia sono relativi all’anno 2020 e sono stati estratti dall’ultimo report del GSE (GSE, 2022).

Ugualmente per la costruzione degli inventari dei processi che generano bioliquidi a partire da colture oleaginose sono stati utilizzati i dati riportati nel rapporto del GSE (GSE, 2022). I dati sono relativi alla tipologia, ai quantitativi ed alla provenienza dei bioliquidi impiegati per produrre elettricità in Italia nel 2020 e sono relativi a differenti materie prime (olio di palma, di soia, di girasole, di colza, di mais, oli e grassi animali, derivati da oli vegetali ed oli alimentari usati).

In questo studio è stato definito un solo processo unitario, relativo alla produzione di elettricità da bioliquidi e per il calcolo dei flussi dei processi sono stati utilizzati sempre dati nazionali del 2020 (GSE, 2022) relativi all’energia elettrica totale (4,6E+9 kWh) prodotta da bioliquidi sostenibili ed ai consumi di tali bioliquidi. L’analisi della filiera energetica dei bioliquidi ha visto lo sviluppo di un solo dataset (Produzione di energia da bioliquidi sostenibili, prodotti da differenti materie prime, mediante un impianto di potenza nominale 500 MW) con nome

“Electricity from biooil\_500 MW”.

I calcoli relativi al dimensionamento di un impianto di produzione elettrica da bioliquidi sostenibili sono stati effettuati tenendo conto delle informazioni descritte nel relativo processo di Ecoinvent: “Oil power plant, 500MW {GLO}| market for | Cut-off, U”.

I quantitativi dei bioliquidi utilizzati per la produzione di 4,6E+9 kWh elettrici, nel 2020, sono stati opportunamente calcolati (Olio di palma: 602.694 ton, Olio di soia: 76.775 ton, Olio di girasole: 56.262 ton, Olio di colza: 37.034 ton, Olio da grassi animali: 161.899 ton, Derivati da oli vegetali: 62.548 ton; UCO: 248 ton, Olio di mais: 1.385 ton).

Gli oli esausti sono stati considerati con un approccio “zero burden” e come somma di differenti contributi (Derivati degli oli vegetali, Oli e grassi animali; UCO (oli alimentari usati)).

Il processo di produzione dell’olio di soia (Soybean oil, refined {GLO}| market for | Cut-off, U) è stato utilizzato come proxy di quello di produzione dell’olio di mais, non presente in Ecoinvent (le quantità dei due oli sono stata quindi sommate come flussi in input).

Il processo di produzione dell’olio di colza è stato usato come proxy del processo di produzione dell’olio di girasole; per l’olio di colza raffinato “market for” è stato quindi utilizzato come proxy il processo di raffinazione dell’olio di soia, ipotizzando la medesima resa di raffinazione per i due oli (soia e colza).

I quantitativi di bioliquidi trasportati sono catalogati per nazione/sito di produzione del bioliquido stesso (Italia, Indonesia, Malesia, Altri paesi UE, Altri paesi non UE). Sono state considerate le fasi di coltivazione, produzione e raffinazione del bioliquido, pronto per il mercato (“market for”). Sono stati opportunamente considerati differenti tipologie di trasporto in funzione della provenienza del bioliquido (trasporto via nave, gomma, treno). Le distanze medie utilizzate per il calcolo dei flussi relativi ai trasporti, sono state reperite da dati secondari disponibili da ricerche online (ISTAT, 2022).

Le emissioni dall’impianto di produzione di energia elettrica alimentato da bioliquidi sostenibili sono state ricavate da dati forniti dall’ISPRA e riportati a 1 kWh.

### **Valutazione degli impatti ed interpretazione dei risultati**

Gli impatti relativi alla produzione di 1 kWh elettrico da bioliquidi in Italia sono riportati nella Tabella 9 ed in Figura 28.

In dettaglio, si osserva che la produzione dell’olio di palma (Palm Oil, in verde) ha quasi per tutte le categorie la percentuale di impatto più elevata. Mediamente, su tutte le categorie di impatto, tale input pesa per il 50,24%. Il massimo impatto si registra in Exotoxicity, freshwater – organics (ECT-o), con un contributo percentuale pari a 80,17 %, seguito dall’impatto in Water use (WU), uguale a 76,99 %. Il secondo input/processo mediamente più impattante è quello dell’impianto di generazione di energia elettrica da bioliquidi (Oil Power Plant), con un impatto medio pari al 21,16%. È quindi evidente come la produzione dei bioliquidi e l’impianto di produzione elettrica siano tra i processi che maggiormente contribuiscono all’impatto complessivo del processo di produzione di elettricità da bioliquidi, in Italia.

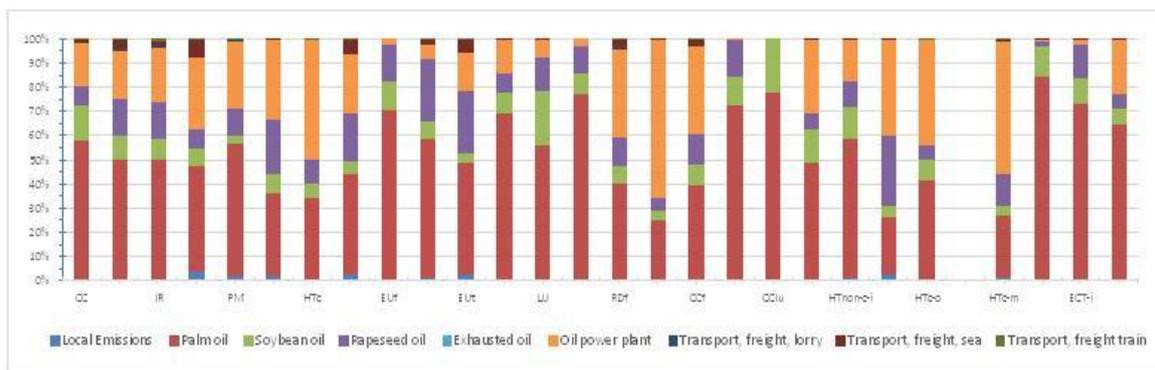


Figura 28. Contributo percentuale di ciascun flusso di input/output agli impatti (caratterizzati), associati alla produzione di 1 kWh elettrico da bioliquidi in Italia

Categoria d'impatto	Abbreviazione	Unità	Totale
Climate change	CC	kg CO <sub>2</sub> eq	8,46E-01
Ozone depletion	OD	kg CFC11 eq	5,52E-08
Ionising radiation	IR	kBq U-235 eq	3,02E-02
Photochemical ozone formation	POD	kg NMVOC eq	2,99E-03
Particulate matter	PM	disease inc.	6,44E-08
Human toxicity, non-cancer	HTnon-c	CTUh	1,94E-08
Human toxicity, cancer	HTc	CTUh	1,37E-09
Acidification	AC	mol H+ eq	4,84E-03
Eutrophication, freshwater	EUF	kg P eq	3,62E-03
Eutrophication, marine	EUM	kg N eq	3,96E-03
Eutrophication, terrestrial	EUT	mol N eq	1,68E-02
Ecotoxicity, freshwater	ECT	CTUe	4,72E+01
Land use	LU	Pt	2,23E+01
Water use	WU	m <sup>3</sup> depriv.	1,30E+00
Resource use, fossils	RDF	MJ	4,30E+00
Resource use, minerals and metals	RDm	kg Sb eq	1,53E-05
Climate change - Fossil	CCf	kg CO <sub>2</sub> eq	4,11E-01
Climate change - Biogenic	CCb	kg CO <sub>2</sub> eq	7,70E-02
Climate change - Land use and LU change	CCLu	kg CO <sub>2</sub> eq	3,58E-01
Human toxicity, non-cancer - organics	HTnon-c-o	CTUh	1,01E-09
Human toxicity, non-cancer - inorganics	HTnon-c-i	CTUh	6,68E-09
Human toxicity, non-cancer - metals	HTnon-c-m	CTUh	1,18E-08
Human toxicity, cancer - organics	HTc-o	CTUh	5,73E-10
Human toxicity, cancer - inorganics	HTc-i	CTUh	0,00E+00
Human toxicity, cancer - metals	HTc-m	CTUh	7,94E-10
Ecotoxicity, freshwater - organics	ECT-o	CTUe	4,51E+00
Ecotoxicity, freshwater - inorganics	ECT-i	CTUe	1,56E+01
Ecotoxicity, freshwater - metals	ECT-m	CTUe	2,71E+01

Tabella 9. Impatti totali caratterizzati, calcolati per 1 kWh elettrico da bioliquidi in Italia (unità funzionale). Valori assoluti.

In Figura 29, sono invece riportati i risultati della normalizzazione per la produzione di un 1 kWh di elettricità da bioliquidi in Italia. La categoria più impattata è la Eutrophication, freshwater (EUF) con un valore di impatto normalizzato di 2,26E-03, seguita dalla categoria Ecotoxicity, freshwater (ECT), con un impatto normalizzato pari a 1,11E-03. Per entrambe le categorie il

contributo principale deriva dal processo di produzione dell'olio di palma (1,58E-03 e 7,66E-04, rispettivamente).

Per quel che concerne gli impatti pesati per la produzione di 1 kWh elettrico da bioliquidi in Italia, la categoria con il peso maggiore è la EUf, seguita da Climate change (CC), ECT e RDm. Il carico ambientale sulla prima categoria è determinato per il 70% dalla produzione dell'olio di palma e, a seguire, dalla produzione dell'olio di colza (15%).

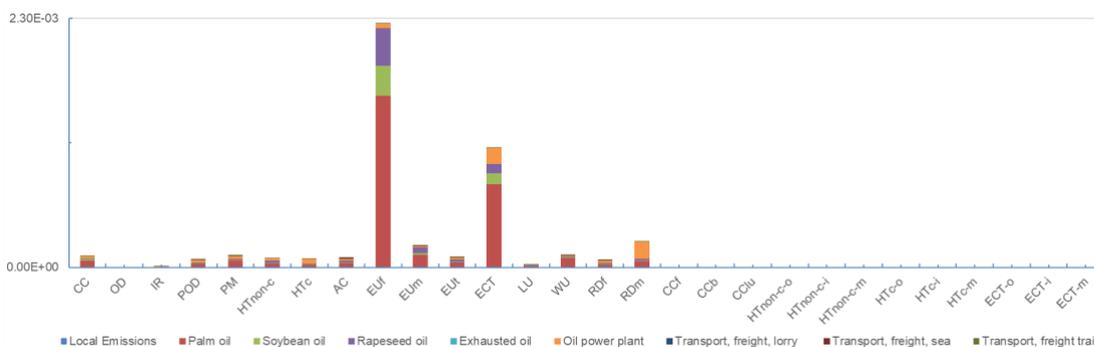


Figura 29. Impatti normalizzati per la produzione di 1 kWh elettrico da bioliquidi in Italia

Dall'analisi degli impatti normalizzati le categorie di impatto più rilevanti nell'analisi del ciclo di vita sono:

- Eutrophication, freshwater (EUf);
- Ecotoxicity, freshwater (ECT);
- Resource use, minerals and metals (RDm).

Gli impatti sulle risorse idriche (EUf e ECT) potrebbero essere ascrivibili ai pesticidi e ai concimi impiegati nella produzione delle piante oleaginose.

L'analisi dei flussi elementari, effettuata per le categorie di impatto più rilevanti, ha evidenziato che relativamente alla categoria più impattata (EUf), il flusso elementare più importante è rappresentato dal fosfato (99,4%), nel comparto acqua, che proviene dalle acque reflue di trattamento degli oli vegetali. Per la seconda categoria più impattata (ECT), i flussi elementari più rilevanti sono costituiti dai cloruri (30,6%) e i solfuri (23,9%) rilasciati in acqua, nell'ambito dei processi di produzione dell'olio di palma (22,5%), di colza (4,2%) e di soia (3,5%).

## Conclusioni

Lo studio LCA è stato effettuato utilizzando dati secondari, non essendo disponibili dati primari di facile reperibilità. L'impianto di produzione di energia elettrica considerato è un impianto alimentato da fonti fossili di potenza nominale 500 kW e con una vita media di 30 anni. Ciò seppur è in contrasto con i dati disponibili (la taglia degli impianti alimentati da bioliquidi nella fascia di potenza da 200 kW ad 1 MW è pari a circa l'80%, mentre il 20% comprende potenze minori di 200 kW e maggiori di 50kW) è motivato dall'impossibilità di reperire un altro impianto di produzione elettrica disponibile nel database di Ecoinvent. I risultati relativi all'impatto dell'impiantistica sono stati quindi approfonditi in tale studio per comprenderne il peso specifico

sul totale e, al fine di creare un database rappresentativo, sono state effettuate analisi con e senza l'impianto prescelto.

Il carattere internazionale dell'approvvigionamento e della produzione dei bioliquidi ha reso necessario estendere l'analisi della filiera anche parzialmente, e per quanto strettamente necessario, alla scala mondiale. Si ritiene che lo studio effettuato sia, in ogni caso, rappresentativo della scala nazionale.

I risultati ottenuti dall'analisi LCA del dataset relativo alla filiera di produzione di 1 kWh di energia elettrica da bioliquidi, in Italia, mostrano che i principali *hotspot* sono i processi di produzione delle colture oleaginose. In generale, la produzione di olio di palma impatta mediamente per il 50,2% su tutte le categorie di impatto. In particolare, si possono evidenziare dei picchi dell'80,2 % sul totale degli impatti della categoria Ecotoxicity, freshwater - organics (ECT-o). ed un valore medio del 77% sul totale degli impatti della categoria Water use (WU) e del 74,5% sul Climate change - Land use and LU change (CCLu). Mediamente la produzione dell'olio di palma è di gran lunga il processo più impattante tra le diverse colture oleaginose oggetto di studio e per le diverse fasi del processo di produzione raggiungendo valori maggiori del 20% per ognuna delle categorie. L' Human toxicity, cancer – metals (HTc-m) per un totale del 22 % è la categoria meno impattante per la produzione di bioliquido da olio di palma. è

Il secondo processo più importante mediamente per tutte le categorie di impatto è la costruzione, smaltimento e consumo di suolo derivanti dalla realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica per un valore medio pari al 21,2%. La categoria di impatto con un maggior valore percentuale è la Resource use, minerals and metals (RDm) con un valore pari al 67,3 %. A seguire si riportano le categorie Human toxicity, cancer – metals (HTc-m) con un valore pari al 61,5% e Human toxicity, cancer (HTc ) con un valore di 51,9%.

La robustezza dello studio è stata dimostrata dai risultati dell'analisi di sensibilità che è stata condotta e che ha avvalorato le scelte effettuate per i flussi impiegati.

## **Bibliografia**

Ekvall, T. (2007). What life-cycle assessment does and does not do in assessments of waste management.

EU. (2009, Aprile). Tratto da <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX:32009L0028>

EU. (2018, Aprile). Tratto da <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001>

GSE. (2022, Marzo). Rapporto Statistico 2020 - Energia da fonti rinnovabili in Italia.

ISTAT. (2022, Luglio). Tratto da [http://dati.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DCSC\\_TRAFERR](http://dati.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DCSC_TRAFERR)

Phalan, B., Bertzsky, M., Butchart, S., Donald, P., Scharlemann, J., Stattersfield, A., & Balmford, A. (2013, Gennaio). Crop Expansion and Conservation Priorities in Tropical Countries.



## La filiera italiana di produzione del mix elettrico

Autori:

Gabriella Fiorentino, Simona Scalbi, Antonietta Cerbone, Giuliana Ansanelli, Marco Giammartini, Amalia Zucaro

ENEA, Dipartimento Sostenibilità, circolarità e adattamento al cambiamento climatico dei Sistemi Produttivi e Territoriali

*Revisione critica esterna:* Ecoinnovazione S.r.l



## Sommario

Introduzione.....	72
Gruppo di Lavoro di Filiera.....	73
Obiettivi e campo di applicazione dello studio.....	74
Analisi di Inventario .....	76
Valutazione degli impatti ed interpretazione dei risultati.....	78
Conclusioni.....	87
Bibliografia .....	88

## Introduzione

Il Sistema Elettrico Nazionale risulta essere strutturato in quattro fasi (dettaglio in Figura 30):

- Produzione
- Trasmissione
- Distribuzione
- UtENZE

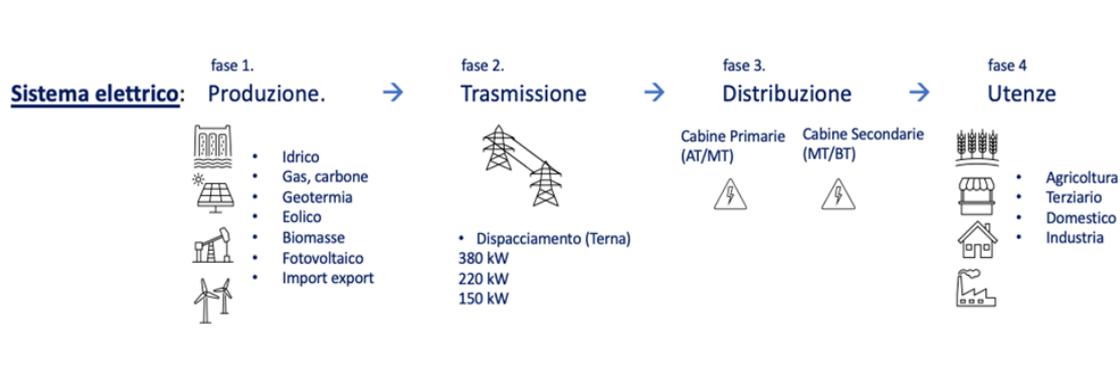


Figura 30. Sistema Elettrico Nazionale. Fonte: Elaborazione personale adattata da Terna

In Italia, l'energia elettrica viene prodotta ancora in larga misura sfruttando fonti non rinnovabili come gas naturale, carbone e petrolio, anche se lo sviluppo delle fonti rinnovabili, quali l'energia idroelettrica, solare, eolica, bioenergie e geotermica, è in continuo aumento. Nel 2019, il 38% del fabbisogno energetico italiano è stato coperto da fonti rinnovabili (Terna, 2023).

La potenza di generazione lorda installata in Italia al 2020 è pari a 120,4 GW, di cui il 53,1% è coperto dalle centrali termoelettriche (63,9 GW), il 19,2% da centrali idroelettriche (23,1 GW) ed infine, il 27,7% da impianti eolici, fotovoltaici e geotermoelettrici (circa 33,4 GW). Il parco di generazione elettrica da fonti rinnovabili è cresciuto di circa il 2%, nel 2020 (MiTE, 2021).

L'intero fabbisogno energetico italiano non è soddisfatto con la sola produzione interna di energia elettrica, per questo risulta necessario importare energia acquistandola da altri Paesi confinanti. Il Paese da cui importiamo più energia è la Svizzera, con circa il 50% del totale, seguita da Francia (35%), Slovenia (12%) e Austria (3%). Si possono considerare trascurabili le importazioni da Grecia, Malta e Montenegro.

Il sistema di trasmissione si compone di:

- trasformatori di altissima tensione (AAT) che ricevono l'energia dalle centrali elettriche nazionali o dai punti di confine e la trasformano;
- linee elettriche ad altissima ed alta tensione che trasportano l'energia;
- stazioni di trasformazione che trasformano l'energia elettrica ad alta tensione in elettricità a media e bassa tensione e cedono l'energia trasformata alle società di distribuzione.

Una complessa infrastruttura di rete permette di trasportare l'energia elettrica fino all'utente finale, attraverso le cabine primarie (che trasformano l'elettricità ad alta tensione in elettricità

a media tensione), le cabine secondarie (dalla media tensione alla bassa tensione) e i trasformatori.

Nel 2019, le imprese appartenenti al settore energetico hanno contribuito per l'1,7% al PIL, per un ammontare, a prezzi correnti, di 30,2 miliardi di euro. In volume, la filiera energetica ha registrato un incremento dell'1,6%, segnando una nuova ripresa, dopo il rallentamento registrato nel 2018 (-2,7%). Inoltre, le imposte sull'energia in Italia hanno portato ad un gettito fiscale di 47,3 miliardi di euro (il 6,2% del totale di imposte e contributi sociali statali e il 2,6% del PIL), in crescita dello 0,4% rispetto al 2018 (MiSE, 2020).

Nel 2019, è aumentato il divario tra i costi dell'energia elettrica in Italia e quelli medi europei, interrompendo il trend di riduzione che si era registrato negli anni dal 2012 al 2017 (MiSE, 2020).

Sempre nel 2019, gli investimenti nelle rinnovabili sono lievemente diminuiti rispetto al 2018, attestandosi a valori intorno a 1,6 miliardi. Tali investimenti si sono concentrati principalmente nel settore fotovoltaico (circa 835 mln) ed eolico (circa 571 mln). Le valutazioni preliminari riportano che, per la costruzione e installazione dei nuovi impianti, sono state coinvolte 11000 unità di lavoro per le fonti energetiche rinnovabili. La gestione "permanente", invece, ha coinvolto circa 33600 unità di lavoro dirette e indirette, delle quali circa il 35% per la filiera idroelettrica, il 18% per quella del biogas ed il 17% per il fotovoltaico, con una spesa complessiva di 3,4 miliardi. Il valore aggiunto per l'intera economia, nel 2019, è stato complessivamente di oltre 2,9 miliardi di euro, derivante dagli investimenti e dalle altre spese nel settore elettrico da fonti rinnovabili.

Gli investimenti per il termoelettrico sono rimasti stabili intorno ai 3 milioni di euro, in linea con gli anni precedenti così come anche l'occupazione legata alla gestione e alla manutenzione degli impianti esistenti (MiSE, 2020).

Il settore energetico, e in particolare quello elettrico, assume particolare importanza per i potenziali impatti ambientali che ne derivano, in quanto responsabile di una quota rilevante delle emissioni di gas serra nazionali. In quest'ottica, riveste un ruolo molto importante la disponibilità di dati di inventario a livello nazionale per la realizzazione di studi LCA dei diversi settori produttivi nazionali.

In questo lavoro, realizzato nell'ambito del progetto Arcadia - approccio ciclo di vita nei contratti pubblici e banca dati italiana LCA, finanziato dal PON Governance e Capacità Istituzionali 2014-2020, si descrive lo sviluppo del dataset relativo alla filiera di produzione di energia elettrica dal mix elettrico italiano. Tale dataset va ad arricchire la Banca Dati Italiana di LCA (BDI-LCA), prevista dal progetto. Inoltre, il presente lavoro fornisce una valutazione, in accordo con le norme ISO 14040-44/2006, dei potenziali impatti ambientali della filiera di produzione di energia elettrica dal mix elettrico italiano.

### **Gruppo di Lavoro di Filiera**

Si ringraziano, per il supporto al gruppo di lavoro ENEA, il dott. Riccardo De Lauretis dell'ISPRA, per il contributo nella interpretazione dei dati energetici ed il dott. Pierpaolo Gerardi del RSE (Ricerca Sistema Elettrico), per la consulenza su metodologie implementate nell'ambito dello studio.

## Obiettivi e campo di applicazione dello studio

Gli obiettivi dello studio LCA di filiera sono:

- realizzare il dataset “**Produzione di 1 kWh di elettricità da mix elettrico**”, riferito al contesto italiano. Lo scopo è incrementare i dataset relativi al settore energetico, presenti nella Banca Dati Italiana di LCA di Arcadia, per consentire ad altri utenti (pubblica amministrazione, imprese, associazioni di categoria, progettisti, ONG e università/ricerca) di utilizzarli in ambito di studi LCA e di valutazioni di sostenibilità.
- Rendere disponibili dati di inventario e di impatto ambientale sul prodotto oggetto dello studio (servizi energetici) per valutazioni in ambito Green Public Procurement (GPP), in particolare a supporto dell'introduzione di criteri connessi a LCA e LCC, nelle procedure di acquisto.
- Sviluppare il report tecnico dello studio LCA di filiera, reso disponibile sul sito di Arcadia nella pagina dedicata (<https://www.arcadia.enea.it/settori-di-intervento/energia.html>), che comprende una descrizione del settore dal punto di vista ambientale e socio-economico e analizza tutte le fasi dello studio LCA, in accordo con le norme ISO 14040-44. Il report tecnico sviluppato nel progetto ACADIA ha lo scopo di: (i) fornire una descrizione dettagliata dello studio effettuato, del gruppo di lavoro e dei dati utilizzati per lo sviluppo del dataset e (ii) analizzare i risultati di impatto ambientale, al fine di supportare le imprese del settore che vogliono intraprendere un proprio studio LCA.

Nello studio della filiera di produzione del mix elettrico italiano, ci si è soffermati sulle fasi di produzione e di consumo di energia elettrica.

La funzione del sistema è la produzione di 1 kWh elettrico immesso in rete per il consumo finale, in Italia. L'unità funzionale è la produzione di 1 kWh di elettricità da mix elettrico immesso in rete per il consumo finale, in Italia.

In Figura 31 sono rappresentati i confini del sistema investigato.

Nel presente studio è stato applicato un approccio “*cradle-to-consumer*” (dalla culla al consumatore), ovvero un approccio che considera tutti i flussi ed i processi fino alla produzione e al consumo di energia elettrica da mix elettrico italiano. Nei confini del sistema investigato sono state incluse la produzione di energia elettrica lorda in alta tensione e in bassa tensione: la prima comprende tutte le fonti di elettricità da idroelettrico, eolico, geotermico e termoelettrico, la seconda comprende la sola produzione di elettricità (in bassa tensione) da fotovoltaico. Inoltre, nei confini del sistema sono state considerate la produzione netta, in alta tensione (con la quota di energia elettrica in alta tensione importata dall'estero), e il consumo di energia in alta tensione, con trasformazione in media e bassa tensione, tenendo conto, in ogni trasformazione, delle perdite di rete. Analogamente, è stato considerato il consumo in bassa tensione che comprende sia il consumo in alta tensione sia la produzione in bassa tensione (elettricità da fotovoltaico), considerando, anche in questo caso, le perdite di rete tra produzione e consumo.

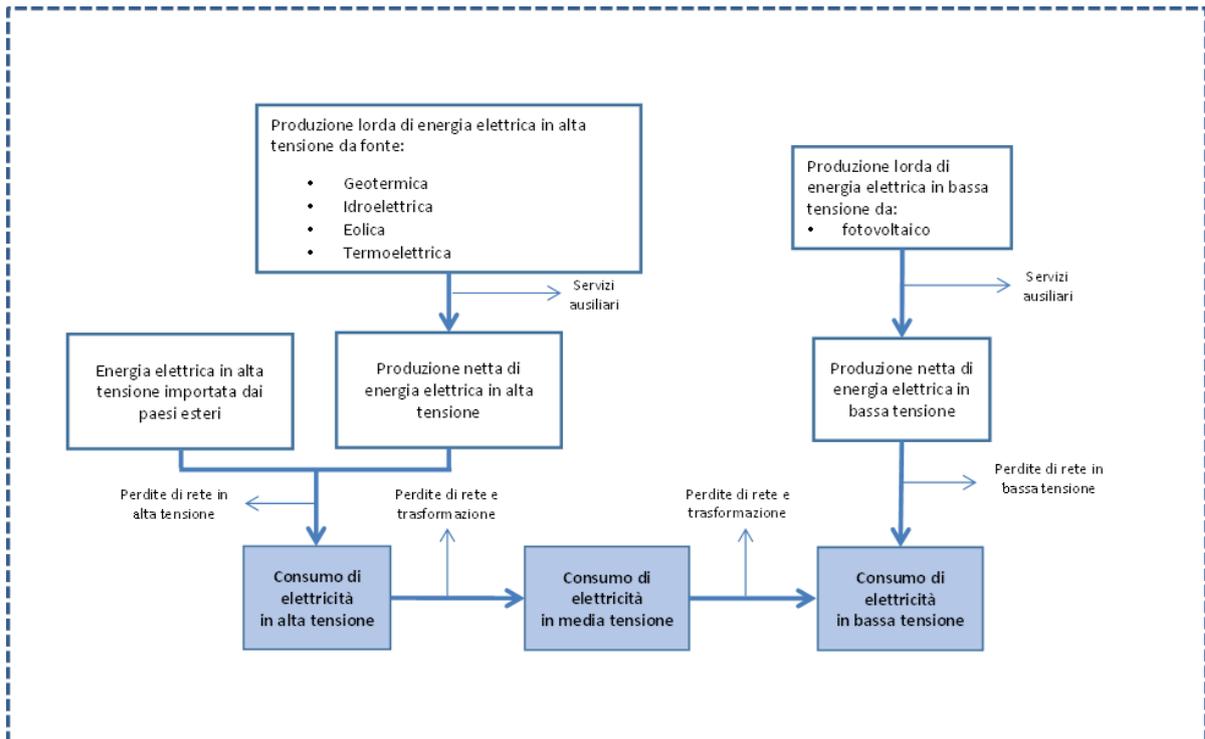


Figura 31. Confini del sistema investigato: approccio dalla culla al consumatore

La scelta dei confini del sistema, effettuata in questo studio, è ritenuta rilevante per la produzione di elettricità da mix elettrico italiano.

Lo studio ha previsto lo sviluppo di sette dataset relativi a:

1. Produzione di energia elettrica in alta tensione (*Electricity grid mix, technology mix, production mix at plant, High Voltage*), in Italia.
2. Produzione di elettricità da gas naturale (*Electricity from natural gas, mix of cogeneration and non-cogeneration, production mix at plant, High Voltage*), incluso nel dataset di produzione di energia elettrica in alta tensione.
3. Consumo di energia elettrica in alta tensione (*Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, High Voltage*), in Italia;
4. Produzione di elettricità da fotovoltaico, classe 3 kWp (*Electricity from photovoltaic, 3 kWp, all types of cells and installations, production mix at plant, Low Voltage*).
5. Produzione di elettricità da fotovoltaico, classe 570 kWp (*Electricity from photovoltaic, 570 kWp, open ground installation, multi-Si, production mix at plant, Low Voltage*).
6. Produzione di energia elettrica in bassa tensione (*Electricity grid mix, photovoltaic technology mix, production mix at plant, Low Voltage*), in Italia, che include i due dataset di produzione elettrica da fotovoltaico (classi 3 kWp e 570 kWp).
7. Consumo di energia elettrica in bassa tensione (*Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, Low Voltage*).

Il dataset "*Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, Low Voltage*", che richiama al suo interno tutti gli altri dataset sviluppati nel presente studio, è il dataset di

riferimento per valutare gli impatti generati dalla produzione di 1 kWh di elettricità del mix elettrico nazionale.

L'analisi del ciclo di vita è stata effettuata mediante l'impiego del software SimaPro v.9.3.0.3 (Pré-Consultants), con il supporto del database EcoInvent 3.7.1 (dataset cut-off) per i dati di background, e del metodo EF 3.0 (Zampori e Pant, 2019) per la valutazione degli impatti caratterizzati, normalizzati e pesati. In particolare, in un'ottica di rappresentatività geografica e tecnologica, si è fatto riferimento a tecnologie e processi medi, sia nazionali che europei e globali (in base alla necessità e alla disponibilità), presenti nel database di EcoInvent (v. 3.7.1).

### **Analisi di Inventario**

Per la costruzione degli inventari di tutti i processi di produzione elettrica, sono stati utilizzati dati, riferiti al periodo 2018-2020 e ricavati da fonti statistiche nazionali (TERNA, GSE, ISPRA) o, quando possibile, da aziende italiane del settore (dichiarazioni EMAS), come descritto dettagliatamente, di seguito.

I valori annuali della **produzione di energia elettrica netta e lorda** per ciascuna fonte del mix elettrico nazionale, considerando la distinzione in alta (AT) e bassa (BT) tensione, nonché i dati sulle perdite di rete, sono stati ottenuti da Terna (2021) e dal GSE (2020 e 2021).

I contributi percentuali di ciascuna fonte alla **produzione di elettricità in AT** sono stati determinati sulla base dei dati di Terna (2021).

La produzione di **elettricità da termoelettrico** è stata modellata sulla base dei processi di EcoInvent 3.7.1, per i combustibili "Solidi", "Gas derivati", "Prodotti petroliferi" ed "Altri combustibili (altri rifiuti)". Invece, per la produzione di energia elettrica da **gas naturale**, i consumi di acqua ( $3,12E-02 \text{ m}^3$ ) e di gas naturale ( $0,21 \text{ m}^3/\text{kWh}$ ) sono stati calcolati a partire dai dati derivanti dalle dichiarazioni EMAS dei seguenti impianti a metano: Erg Power (impianto a ciclo combinato cogenerativo), Sorgenia Aprilia (impianto a ciclo combinato cogenerativo), Sorgenia Modugno (impianto a ciclo combinato cogenerativo) e Edison 2020 (che include diversi impianti che per la quasi totalità sono centrali termoelettriche a ciclo combinato cogenerativo). Per le emissioni relative alla produzione di elettricità da gas naturale sono stati utilizzati i dati riportati da ISPRA (SINANet), mentre la parte impiantistica (impianto a ciclo combinato) è stata modellata basandosi sul processo di EcoInvent 3.7.1 "*Gas power plant, combined cycle, 400MW electrical {RER}| construction | Cut-off, U*".

La produzione di elettricità da **idroelettrico** (impianti a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente), **eolico** (impianti  $\leq 1 \text{ MWp}$ ,  $1 \text{ MWp} < \text{impianti} \leq 10 \text{ MWp}$ , impianti  $> 10 \text{ MWp}$ ) e **geotermico** è stata modellata, basandosi sui processi presenti in EcoInvent 3.7.1 e sui dati di produzione elettrica ottenuti dal GSE (2021) e da Terna (2021).

I dati di inventario relativi alla produzione di energia elettrica da **bioenergie**, ossia da biogas ("*Electricity from biogas, Anaerobic digestion and cogeneration, at plant*"), da biomasse solide ("*Electricity from solid biomass, Combustion, cogeneration and waste-to-energy, at plant*") e da bioliquidi ("*Electricity bioliquids, combustion, at plant*"), sono descritti nelle relative monografie, nonché, in maggiore dettaglio, nei report sugli studi di filiera condotti nell'ambito del progetto Arcadia (<https://www.arcadia.enea.it/>).

La produzione di energia elettrica da **carbone**, in impianti non cogenerativi (99% della produzione) è stata modellata considerando il processo di EcoInvent “*Electricity, High voltage {IT} electricity production, hard coal |Cut-off,U*”. Invece, per la produzione di energia elettrica da carbone in impianti cogenerativi, si è fatto riferimento al processo di EcoInvent “*Electricity, High voltage {IT} heat and power co-generation, hard coal, |Cut-off,U*”.

A partire dai processi di produzione di elettricità in AT descritti sopra e considerando l'importazione di energia elettrica dall'estero, si è costruito il processo di **consumo di elettricità in AT**. Inoltre, sono stati utilizzati i dati forniti da Terna (2021), riferiti all'anno 2019 e relativi a (i) produzione nazionale, (ii) lunghezza della rete, (iii) perdite di rete e trasmissione relative alle linee ad AT e (iv) quota parte di elettricità importata dai Paesi esteri.

Per la costruzione del dataset relativo alla **produzione di elettricità in BT**, ossia da **fotovoltaico** (GSE, 2019), sono stati utilizzati dati primari (Cozza, 2020). Nel modello, per la produzione di elettricità da pannelli fotovoltaici sono state considerate 2 classi corrispondenti ai valori di potenza di picco di 3 kW<sub>p</sub> (che include tutti gli impianti fotovoltaici con taglia inferiore ai 200 kW<sub>p</sub>) e 570 kW<sub>p</sub> (che include tutti gli impianti fotovoltaici con taglia superiore ai 200 kW<sub>p</sub>), in linea con quanto presente nel database EcoInvent 3.7.1. Pertanto, la produzione elettrica media totale da fotovoltaico è stata ottenuta sommando i contributi percentuali di energia elettrica media da fotovoltaico calcolata per le classi 3kW<sub>p</sub> (39%) e 570 kW<sub>p</sub> (61%) (GSE, 2019, 2020, 2021). La distribuzione percentuale delle due classi di impianto, così come le percentuali delle tipologie di celle, sono state determinate in base ai dati del GSE (2019, 2021), mentre per la tipologia di installazione sono stati utilizzati dati riferiti al contesto europeo (EcoInvent - Life Cycle Inventories of Photovoltaics, 2012).

Il processo relativo alla produzione di 1 kWh di energia elettrica media da fotovoltaico, in Italia, da impianti da **570 kW<sub>p</sub>** (impianti di grande taglia), è stato modellato considerando il numero di pannelli in silicio policristallino necessario per ottenere una potenza pari a 570 kW<sub>p</sub>, il consumo di acqua per la pulizia dell'impianto, nell'arco della sua vita utile (20 anni), e il conseguente volume di acque reflue generato. Il numero dei pannelli necessari per produrre 1 kWh è stato calcolato considerando i parametri riguardanti l'installazione dell'impianto (potenza, tempo di utilizzo) e quelli dell'insolazione. Per questo studio, i dati di irraggiamento sono stati ricavati mediante il programma di calcolo della radiazione, PVGIS (PhotoVoltaic Geographical Information System): nei calcoli, per tutte le tipologie di impianto, sono stati considerati sempre gli stessi valori di latitudine e longitudine, corrispondenti ad una zona media del Centro Italia. Per il consumo delle acque di lavaggio dei pannelli (20 litri di acqua l'anno per m<sup>2</sup> di pannello) e per il trattamento dei relativi reflui (Jungbluth, 2012), sono stati considerati i dati riportati nel dataset di EcoInvent, allocati su 20 anni di utilizzo. Per il calcolo dei m<sup>2</sup> di pannelli installati, appartenenti alla classe 570 kW<sub>p</sub>, si è utilizzato un valore medio della superficie di un pannello fotovoltaico pari a 1,65 m<sup>2</sup> (Sorgenia). Per modellare la produzione di energia elettrica media da **fotovoltaico**, mediante impianti da **3 kW<sub>p</sub>** in Italia, si è partiti dal calcolo dei contributi alla produzione elettrica complessiva della classe, derivanti da ciascuna combinazione di tipologia di pannello (in silicio mono- e poli-cristallino) e di installazione (su facciata, tetto piatto, tetto inclinato). In tutto, sono state definite 8 combinazioni (processi) i cui contributi percentuali sono

stati calcolati moltiplicando i valori percentuali di ciascuna tipologia di celle per i valori percentuali delle relative tipologie di installazione. Ciascuno degli 8 processi è stato modellato considerando i consumi di acqua e il conseguente smaltimento dei reflui generati, nonché il numero di pannelli necessari per ottenere un impianto di taglia pari a 3kW<sub>p</sub> nella rispettiva tipologia di installazione e di pannello. Il numero di pannelli è stato calcolato basandosi sulla potenza dell'impianto (3 kW<sub>p</sub>), il tempo di utilizzo del pannello (20 anni) e sulle tipologie di cella e di installazione. I consumi di acqua ed i volumi di reflui trattati sono stati calcolati come descritto per la classe 570 kW<sub>p</sub>.

Il **consumo in BT** è stato modellato considerando il consumo in AT, incluse le perdite di rete da alta a media tensione (3,8%) e da media a bassa tensione (10,2%), e la produzione in BT (fotovoltaico), moltiplicata per le sole perdite di bassa tensione (10,2%). I contributi percentuali al mix elettrico in BT, del consumo in AT e della produzione in BT, sono stati calcolati a partire dai dati di Terna (2021) e del GSE (2019, 2021).

### Valutazione degli impatti ed interpretazione dei risultati

In Tabella 10, sono riportate le abbreviazioni usate per ciascuna categoria d'impatto con le relative unità di misura.

Impact category	Unit	Abbreviation
Climate change	kg CO <sub>2</sub> eq	CC
Ozone depletion	kg CFC11 eq	OD
Ionising radiation	kBq U-235 eq	IR
Photochemical ozone formation	kg NMVOC eq	POD
Particulate matter	disease inc.	PM
Human toxicity, non-cancer	CTUh	HTnon-c
Human toxicity, cancer	CTUh	HTc
Acidification	mol H <sup>+</sup> eq	AC
Eutrophication, freshwater	kg P eq	EUf
Eutrophication, marine	kg N eq	EUm
Eutrophication, terrestrial	mol N eq	EUt
Ecotoxicity, freshwater	CTUe	ECT
Land use	Pt	LU
Water use	m <sup>3</sup> depriv.	WU
Resource use, fossils	MJ	RDf
Resource use, minerals and metals	kg Sb eq	RDm
Climate change - Fossil	kg CO <sub>2</sub> eq	CCf
Climate change - Biogenic	kg CO <sub>2</sub> eq	CCb
Climate change - Land use and LU change	kg CO <sub>2</sub> eq	CClu
Human toxicity, non-cancer - organics	CTUh	HTnon-c-o
Human toxicity, non-cancer - inorganics	CTUh	HTnon-c-i
Human toxicity, non-cancer - metals	CTUh	HTnon-c-m
Human toxicity, cancer - organics	CTUh	HTc-o
Human toxicity, cancer - inorganics	CTUh	HTc-i
Human toxicity, cancer - metals	CTUh	HTc-m
Ecotoxicity, freshwater - organics	CTUe	ECT-o
Ecotoxicity, freshwater - inorganics	CTUe	ECT-i
Ecotoxicity, freshwater - metals	CTUe	ECT-m

Tabella 10. Categorie d'impatto esaminate nel presente studio con le relative unità di misura e abbreviazioni.

**Gli impatti caratterizzati**, relativi alla produzione in AT di 1 kWh di elettricità nel mix elettrico italiano sono riportati in Figura 32 e in Tabella 11.

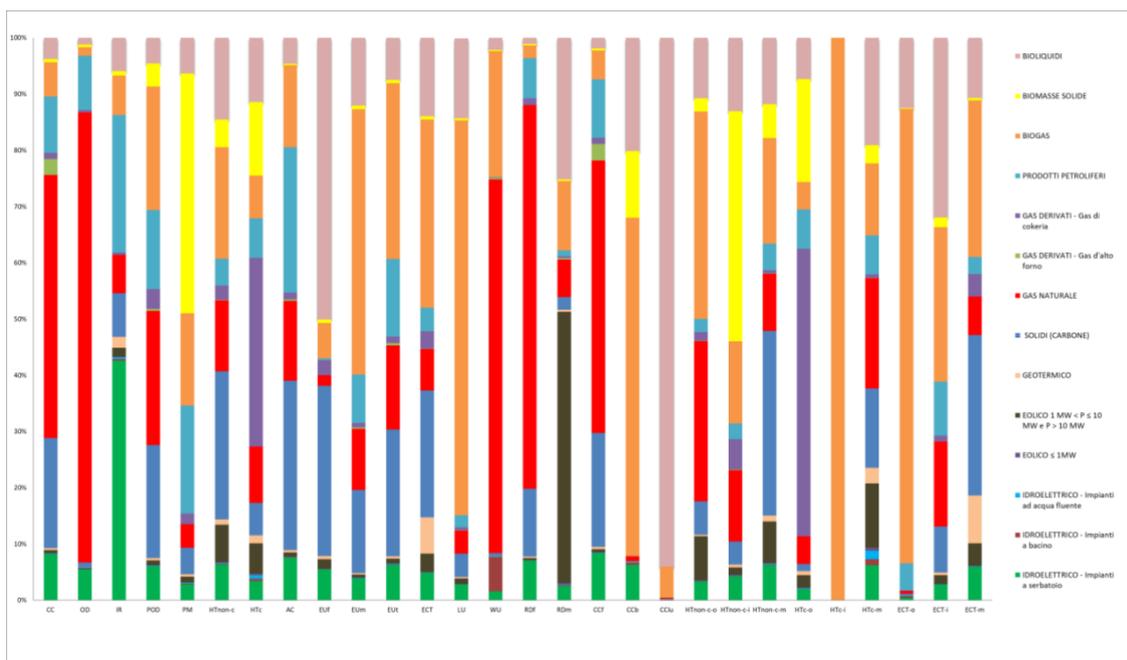


Figura 32. Contributo percentuale di ciascun processo agli impatti caratterizzati, associati alla produzione in AT di 1 kWh di elettricità nel mix elettrico in Italia

I risultati mostrano che il Gas naturale ha un impatto medio, su tutte le categorie di impatto, del 19%; in particolare, il contributo medio agli impatti supera il 65% nelle categorie OD, Rdf e WU ed il 45% nelle categorie CC e Ccf. Tra le bioenergie, il processo di produzione elettrica più rilevante è quello associato al Biogas che esibisce un impatto medio del 26%, con valori inferiori al 15% per la maggior parte delle categorie d'impatto e picchi nelle categorie d'impatto HTC-i (100%), ECT-o (81%), CCB (60%) e LU (70%). Segue il processo di produzione di elettricità da Bioliquidi con un impatto medio del 15% e un picco del 94% nella categoria d'impatto CClu. Risultati significativi si osservano anche per il processo di produzione di elettricità da Carbone che mostra un impatto medio del 12%. Questi risultati evidenziando la necessità di ridurre lo sfruttamento delle risorse fossili a fini energetici e di privilegiare le biomasse di scarto per la produzione di bioenergie.

Categorie d'impatto	Unità	Totale	IDROELETTRICO - Impianti a serbatoio	IDROELETTRICO - Impianti a bacino	IDROELETTRICO - Impianti ad acqua fluente	EOLICO ≤ 1MW	EOLICO 1 MW < P ≤ 10 MW e P > 10 MW	GEOTERMICO	SOLIDI (CARBONE)	GAS NATURALE	GAS DERIVATI - Gas d'alto forno	GAS DERIVATI - Gas di cokeria	PRODOTTI PETROLIFERI	BIOGAS	BIOMASSE SOLIDE	BIOLIQUIDI
CC	kg CO2 eq	3,88E-01	3,17E-02	3,11E-04	3,02E-04	4,83E-05	2,15E-03	1,54E-03	7,60E-02	1,82E-01	1,10E-02	4,14E-03	3,90E-02	2,36E-02	2,18E-03	1,47E-02
OD	kg CFC11 eq	7,93E-08	4,32E-09	2,57E-11	1,91E-11	2,57E-12	1,49E-10	5,81E-11	7,57E-10	6,35E-08	1,27E-12	3,15E-10	7,68E-09	1,22E-09	3,56E-10	9,61E-10
IR	kBq U-235 eq	8,84E-03	3,76E-03	2,65E-05	2,79E-05	3,13E-06	1,46E-04	1,73E-04	6,82E-04	6,03E-04	1,04E-06	3,92E-05	2,16E-03	6,23E-04	6,67E-05	5,25E-04
POD	kg NMVOC eq	1,15E-03	6,82E-05	1,48E-06	1,02E-06	1,91E-07	1,05E-05	4,76E-06	2,30E-04	2,73E-04	4,21E-06	4,04E-05	1,61E-04	2,52E-04	4,71E-05	5,20E-05
PM	disease inc.	1,78E-08	5,05E-10	3,03E-11	2,21E-11	3,92E-12	1,85E-10	6,72E-11	8,43E-10	7,45E-10	3,69E-12	3,33E-10	3,41E-09	2,92E-09	7,57E-09	1,12E-09
HTnon-c	CTUh	2,32E-09	1,47E-10	4,03E-12	3,06E-12	1,65E-12	1,54E-10	2,26E-11	6,10E-10	2,94E-10	1,84E-12	5,86E-11	1,11E-10	4,60E-10	1,14E-10	3,37E-10
HTc	CTUh	2,09E-10	7,12E-12	1,34E-12	8,70E-13	4,62E-13	1,13E-11	2,99E-12	1,20E-11	2,09E-11	4,98E-14	7,01E-11	1,46E-11	1,59E-11	2,73E-11	2,38E-11
AC	mol H+ eq	1,83E-03	1,38E-04	1,47E-06	1,13E-06	2,52E-07	1,42E-05	7,78E-06	5,50E-04	2,60E-04	4,42E-06	2,25E-05	4,72E-04	2,67E-04	5,17E-06	8,43E-05
EUF	kg P eq	1,26E-04	6,85E-06	7,89E-08	6,64E-08	2,35E-08	2,16E-06	6,84E-07	3,81E-05	2,33E-06	1,50E-08	3,38E-06	4,28E-07	7,92E-06	7,57E-07	6,31E-05
EUm	kg N eq	5,72E-04	2,20E-05	4,72E-07	3,33E-07	6,25E-08	3,23E-06	1,57E-06	8,45E-05	6,20E-05	1,53E-06	4,59E-06	4,88E-05	2,70E-04	3,46E-06	6,89E-05
EUt	mol N eq	3,89E-03	2,43E-04	4,95E-06	3,57E-06	5,61E-07	3,49E-05	1,59E-05	8,77E-04	5,80E-04	1,67E-05	4,48E-05	5,35E-04	1,22E-03	2,20E-05	2,92E-04
ECT	CTUe	5,88E+00	2,86E-01	4,35E-03	3,34E-03	1,80E-03	1,92E-01	3,80E-01	1,33E+00	4,34E-01	1,18E-03	1,83E-01	2,45E-01	1,97E+00	3,28E-02	8,21E-01
LU	Pt	2,74E+00	7,77E-02	-1,92E-04	-2,20E-03	1,85E-03	2,66E-02	6,78E-03	1,14E-01	1,12E-01	5,27E-04	1,53E-02	5,83E-02	1,93E+00	1,05E-02	3,89E-01
WU	m3 depriv.	1,06E+00	1,66E-02	1,35E-04	6,50E-02	2,67E-05	9,96E-04	2,86E-04	6,23E-03	7,07E-01	2,60E-03	6,24E-04	1,48E-03	2,38E-01	2,63E-03	2,27E-02
Rdf	MJ	6,69E+00	4,71E-01	2,97E-03	2,41E-03	5,81E-04	2,46E-02	1,86E-02	8,06E-01	4,56E+00	1,88E-04	8,27E-02	4,75E-01	1,54E-01	1,47E-02	7,49E-02
RDm	kg Sb eq	1,06E-06	2,68E-08	1,33E-09	1,33E-09	2,92E-09	5,10E-07	3,64E-09	2,44E-08	7,00E-08	2,91E-09	3,54E-09	1,09E-08	1,31E-07	3,47E-09	2,66E-07
CCf	kg CO2 eq	3,75E-01	3,13E-02	3,10E-04	2,77E-04	4,81E-05	2,14E-03	1,53E-03	7,60E-02	1,81E-01	1,10E-02	4,14E-03	3,90E-02	1,92E-02	1,39E-03	7,15E-03
CCb	kg CO2 eq	6,66E-03	4,18E-04	3,30E-07	2,39E-05	9,34E-08	4,31E-06	3,14E-06	1,31E-05	5,57E-05	2,01E-08	5,43E-07	5,83E-06	4,00E-03	7,90E-04	1,34E-03
CClu	kg CO2 eq	6,62E-03	4,36E-06	1,47E-07	1,31E-07	3,98E-08	6,17E-06	2,13E-06	7,65E-06	9,01E-06	1,37E-08	5,11E-07	1,46E-06	3,66E-04	3,16E-07	6,23E-03
HTnon-c-o	CTUh	1,63E-10	5,42E-12	8,70E-14	1,03E-13	8,30E-14	1,29E-11	4,04E-13	9,71E-12	4,65E-11	8,51E-14	2,52E-12	3,80E-12	6,03E-11	3,86E-12	1,75E-11
HTnon-c-i	CTUh	8,90E-10	3,75E-11	1,21E-12	6,68E-13	2,49E-13	1,23E-11	4,52E-12	3,65E-11	1,13E-10	9,66E-13	4,80E-11	2,48E-11	1,31E-10	3,64E-10	1,16E-10
HTnon-c-m	CTUh	1,74E-09	1,08E-10	2,76E-12	2,30E-12	1,33E-12	1,29E-10	1,78E-11	5,72E-10	1,77E-10	7,90E-13	9,67E-12	8,27E-11	3,26E-10	1,06E-10	2,05E-10
HTc-o	CTUh	1,36E-10	2,62E-12	2,25E-13	1,04E-13	6,32E-14	3,05E-12	9,75E-13	1,77E-12	6,71E-12	1,61E-14	6,96E-11	9,55E-12	6,67E-12	2,49E-11	9,97E-12
HTc-i	CTUh	3,29E-25	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	3,29E-25	0,00E+00	0,00E+00
HTc-m	CTUh	7,24E-11	4,50E-12	1,12E-12	7,66E-13	3,99E-13	8,23E-12	2,01E-12	1,02E-11	1,42E-11	3,37E-14	4,45E-13	5,03E-12	9,25E-12	2,34E-12	1,38E-11
ECT-o	CTUe	6,30E-01	2,72E-03	9,94E-05	7,08E-05	1,41E-05	1,48E-03	1,69E-04	2,79E-03	3,05E-03	5,77E-06	5,04E-04	3,01E-02	5,09E-01	1,07E-03	7,85E-02
ECT-i	CTUe	8,48E-01	2,33E-02	4,19E-04	3,05E-04	1,21E-04	1,35E-02	3,99E-03	6,95E-02	1,28E-01	8,37E-05	9,08E-03	8,14E-02	2,33E-01	1,44E-02	2,71E-01
ECT-m	CTUe	4,40E+00	2,60E-01	3,83E-03	2,96E-03	1,67E-03	1,77E-01	3,75E-01	1,25E+00	3,03E-01	1,09E-03	1,74E-01	1,34E-02	1,23E+00	1,73E-02	4,72E-01

Tabella 11. Impatti caratterizzati per la produzione in AT di 1 kWh di elettricità nel mix elettrico in Italia (unità funzionale): impatti totali e impatti suddivisi per ciascun processo.

In Figura 33, sono riportati i risultati della **normalizzazione** per la **produzione in AT** di 1 kWh di elettricità da mix elettrico italiano. La categoria più impattata è la *Ecotoxicity Freshwater* (ECT), soprattutto da parte dei processi di produzione di elettricità da Biogas e da Solidi (Carbone). Impatti normalizzati rilevanti sono stati riscontrati anche per: (i) la categoria *Resource use Fossil* (Rdf), principalmente a causa dei processi di produzione di elettricità da Gas Naturale, Carbone e Prodotti Petroliferi, (ii) la categoria *Water Use* (WU), in cui spicca il contributo del processo di produzione elettrica da Gas naturale e (iii) la categoria *Eutrophication, freshwater* (EUf), al cui impatto contribuiscono soprattutto i processi di produzione elettrica da Solidi (Carbone) e da Bioliquidi. Altri impatti rilevanti sono stati riscontrati per la categoria *Climate Change* (CC), in cui spicca il contributo del processo di produzione elettrica da Gas naturale, e per la categoria *Acidification* (AC), dove i principali responsabili dell'impatto sono i processi di produzione elettrica da Solidi (Carbone) e da Prodotti Petroliferi.

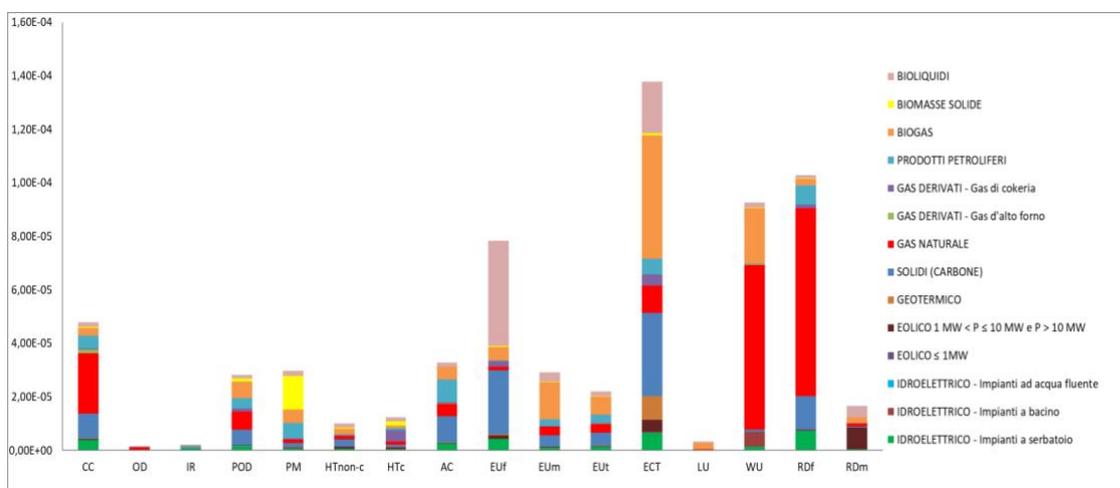


Figura 33. Impatti normalizzati per la produzione in AT di 1 kWh di elettricità nel mix elettrico in Italia, con i contributi dei processi di produzione dalle diverse fonti energetiche

Gli impatti **caratterizzati**, in termini di contributi percentuali e in valore assoluto, relativi al **consumo di 1 kWh di elettricità da mix elettrico italiano in AT** sono riportati, rispettivamente, in Figura 34 e in Tabella 12. I risultati mostrano che il processo più rilevante è quello di produzione di energia elettrica in AT, con un impatto medio dell'80% e un contributo superiore al 65% in tutte le categorie, eccetto in IR e RDm. Segue la rete di Trasmissione in AT che mostra un impatto medio del 13%, con contributi di rilievo nelle categorie RDM (60%), HTc-m (28%), HTnon-c-m e HTnon-c (27%).

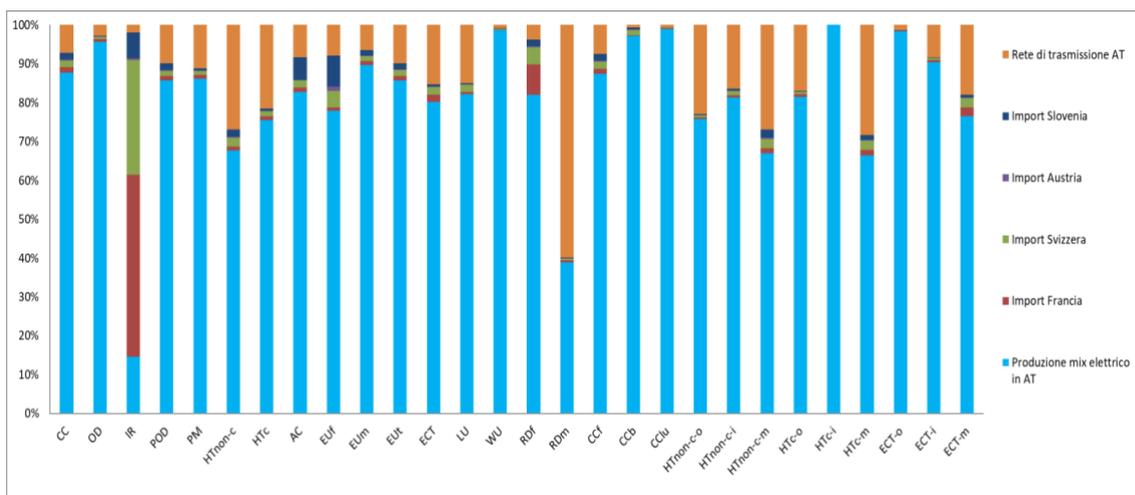


Figura 34. Contributo percentuale di ciascun processo agli impatti caratterizzati, associati al consumo di 1 kWh da mix elettrico in Italia in AT

Categorie d'impatto	Unità	Totale	Produzione mix elettrico in AT	Import Francia	Import Svizzera	Import Austria	Import Slovenia	Rete di trasmissione AT
CC	kg CO2 eq	3,89E-01	3,42E-01	5,00E-03	6,63E-03	1,32E-03	6,56E-03	2,81E-02
OD	kg CFC11 eq	7,30E-08	6,98E-08	5,32E-10	3,85E-10	8,43E-11	1,79E-10	1,99E-09
IR	kBq U-235 eq	5,32E-02	7,78E-03	2,49E-02	1,57E-02	2,29E-04	3,56E-03	1,02E-03
POD	kg NMVOCeq	1,18E-03	1,01E-03	1,27E-05	1,64E-05	2,18E-06	2,09E-05	1,16E-04
PM	disease inc.	1,81E-08	1,56E-08	1,87E-10	1,79E-10	1,18E-11	1,25E-10	2,02E-09
HTnon-c	CTUh	3,02E-09	2,04E-09	3,28E-11	6,76E-11	7,87E-12	5,40E-11	8,14E-10
HTc	CTUh	2,43E-10	1,84E-10	2,44E-12	3,10E-12	3,18E-13	1,45E-12	5,22E-11
AC	mol H+ eq	1,94E-03	1,61E-03	2,29E-05	3,46E-05	3,86E-06	1,12E-04	1,62E-04
EUF	kg P eq	1,42E-04	1,11E-04	1,18E-06	6,16E-06	1,51E-06	1,14E-05	1,11E-05
EUm	kg N eq	5,61E-04	5,03E-04	5,78E-06	7,16E-06	1,01E-06	7,93E-06	3,60E-05
EUt	mol N eq	3,99E-03	3,42E-03	4,56E-05	6,46E-05	8,22E-06	6,08E-05	3,94E-04
ECT	CTUe	6,45E+00	5,17E+00	1,20E-01	1,26E-01	1,02E-02	3,52E-02	9,86E-01
LU	Pt	2,93E+00	2,40E+00	1,75E-02	5,43E-02	4,55E-03	1,03E-02	4,38E-01
WU	m3 depriv.	9,48E-01	9,36E-01	1,31E-03	2,35E-03	1,53E-04	1,43E-03	7,17E-03
RDf	MJ	7,17E+00	5,88E+00	5,59E-01	3,13E-01	1,82E-02	1,26E-01	2,72E-01
RDm	kg Sb eq	2,39E-06	9,31E-07	1,21E-08	1,24E-08	1,42E-09	4,73E-09	1,43E-06
CCf	kg CO2 eq	3,77E-01	3,30E-01	4,99E-03	6,54E-03	1,31E-03	6,53E-03	2,80E-02
CCb	kg CO2 eq	6,03E-03	5,86E-03	1,23E-05	7,77E-05	1,10E-05	2,75E-05	4,10E-05
CClu	kg CO2 eq	5,89E-03	5,83E-03	2,05E-06	1,45E-05	1,18E-06	1,82E-06	4,08E-05
HTnon-c-o	CTUh	1,90E-10	1,44E-10	8,18E-13	1,03E-12	1,62E-13	4,28E-13	4,35E-11
HTnon-c-i	CTUh	9,63E-10	7,83E-10	4,79E-12	1,06E-11	1,31E-12	4,17E-12	1,59E-10
HTnon-c-m	CTUh	2,29E-09	1,53E-09	2,76E-11	5,64E-11	6,49E-12	4,96E-11	6,15E-10
HTc-o	CTUh	1,47E-10	1,20E-10	9,55E-13	8,94E-13	9,96E-14	2,39E-13	2,50E-11
HTc-i	CTUh	1,58E-24	1,58E-24	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
HTc-m	CTUh	9,60E-11	6,37E-11	1,49E-12	2,21E-12	2,18E-13	1,21E-12	2,72E-11
ECT-o	CTUe	5,63E-01	5,53E-01	6,80E-04	4,91E-04	4,31E-05	1,23E-04	8,12E-03
ECT-i	CTUe	8,25E-01	7,46E-01	4,25E-03	4,28E-03	6,52E-04	1,54E-03	6,82E-02
ECT-m	CTUe	5,06E+00	3,87E+00	1,15E-01	1,22E-01	9,51E-03	3,35E-02	9,09E-01

Tabella 12. Impatti caratterizzati per il consumo di 1 kWh di elettricità da mix elettrico in Italia in AT (unità funzionale): impatti totali e impatti suddivisi per ciascun processo.

In Figura 35, sono riportati i risultati della **normalizzazione** per il **consumo in AT** di 1 kWh di elettricità da mix elettrico italiano. La categoria più impattata è la ECT, al cui impatto contribuisce, in modo preponderante, il processo di produzione del mix elettrico in AT (80%) e, in misura minore (15%), il processo della Rete di trasmissione in AT. Impatti normalizzati rilevanti sono stati riscontrati anche per la categoria RDf, in cui il contributo all'impatto deriva

principalmente dal processo di produzione del mix elettrico in AT, seguito da Import Francia e Import Slovenia, e per la categoria EUf, in cui l’impatto è dovuto soprattutto al processo di produzione del mix elettrico in AT, con contributi minori da parte dei processi di Rete di trasmissione in AT e di Import Slovenia.

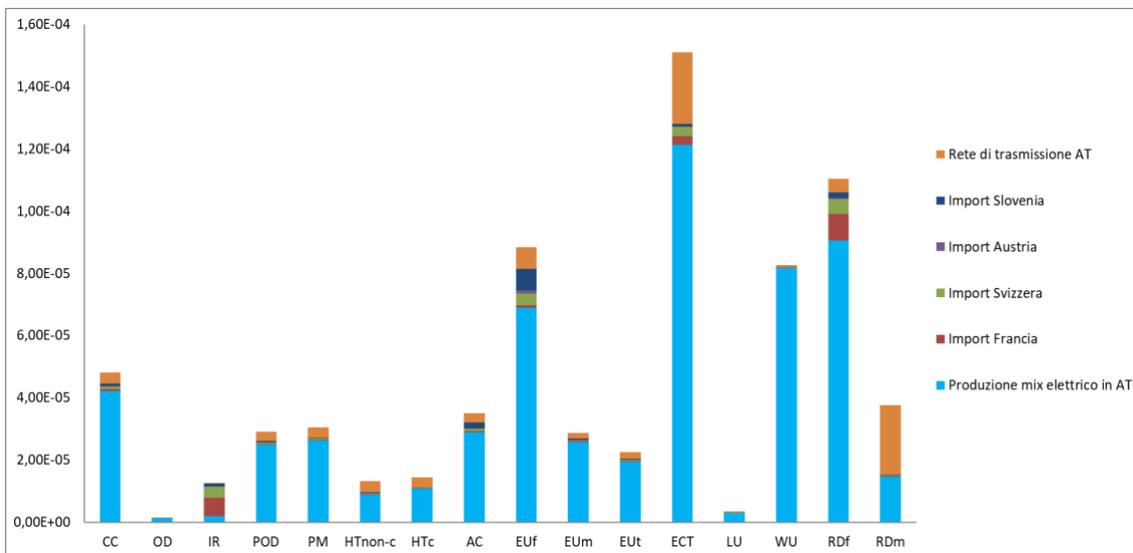


Figura 35. Impatti normalizzati per il consumo in AT di 1 kWh di elettricità da mix elettrico in Italia, con i contributi dei processi considerati

Gli **impatti caratterizzati** della **produzione italiana in BT (da fotovoltaico) di 1 kWh di energia elettrica** sono mostrati, in valori assoluti, in Tabella 13, mentre, in Figura 36, sono rappresentati i contributi percentuali dei sottoprocessi di produzione elettrica da impianti fotovoltaici appartenenti alle classi 570 kW<sub>p</sub> e 3 kW<sub>p</sub>. I risultati mostrano che il processo di produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici della classe 570 kW<sub>p</sub> è il maggiore responsabile dell’impatto, con un contributo medio del 55%, su tutte le categorie investigate, e un picco del 98%, nella categoria LU. Per il processo di produzione di energia elettrica da Fotovoltaico con impianti da 3 kW<sub>p</sub> si osserva un contributo medio, all’impatto, del 42%, con picchi nelle categorie HTnon-c-o (60%), RDm (58%) e ECT-i (52%). Gli impatti sulla categoria HTc-i sono nulli e, pertanto, non sono mostrati.

Categorie d'impatto	Unità	Totale	Produzione elettrica da FV, impianti 570 kWp	Produzione elettrica da FV, impianti 3 kWp
CC	kg CO2 eq	9,38E-02	5,42E-02	3,96E-02
OD	kg CFC11 eq	1,03E-08	6,03E-09	4,30E-09
IR	kBq U-235 eq	8,06E-03	4,50E-03	3,56E-03
POD	kg NMVOC eq	3,67E-04	2,10E-04	1,57E-04
PM	disease inc.	6,02E-09	3,52E-09	2,50E-09
Htnon-c	CTUh	3,57E-09	1,87E-09	1,70E-09
HTc	CTUh	1,37E-10	8,53E-11	5,14E-11
AC	mol H+ eq	5,47E-04	3,11E-04	2,36E-04
Euf	kg P eq	5,39E-05	2,76E-05	2,63E-05
EUm	kg N eq	1,12E-04	6,32E-05	4,83E-05
EUt	mol N eq	1,12E-03	6,40E-04	4,85E-04
ECT	CTUe	3,88E+00	1,90E+00	1,98E+00
LU	Pt	8,36E+00	8,18E+00	1,76E-01
WU	m3 depriv.	8,53E-02	5,00E-02	3,53E-02
RDf	MJ	1,15E+00	6,56E-01	4,96E-01
RDm	kg Sb eq	7,47E-06	3,11E-06	4,36E-06
CCf	kg CO2 eq	9,32E-02	5,38E-02	3,93E-02
CCb	kg CO2 eq	4,05E-04	2,31E-04	1,74E-04
Cclu	kg CO2 eq	1,67E-04	1,01E-04	6,55E-05
Htnon-c-o	CTUh	1,48E-10	5,92E-11	8,86E-11
Htnon-c-i	CTUh	4,06E-10	2,52E-10	1,54E-10
Htnon-c-m	CTUh	3,03E-09	1,57E-09	1,47E-09
HTc-o	CTUh	4,13E-11	2,76E-11	1,37E-11
HTc-m	CTUh	9,54E-11	5,77E-11	3,77E-11
ECT-o	CTUe	2,13E-02	1,03E-02	1,10E-02
ECT-i	CTUe	3,77E-01	1,90E-01	1,87E-01
ECT-m	CTUe	3,49E+00	1,70E+00	1,78E+00

Tabella 13. Impatti caratterizzati per la produzione di 1 kWh di energia elettrica (da fotovoltaico), in Italia (unità funzionale): impatti totali e impatti suddivisi per ciascun processo.

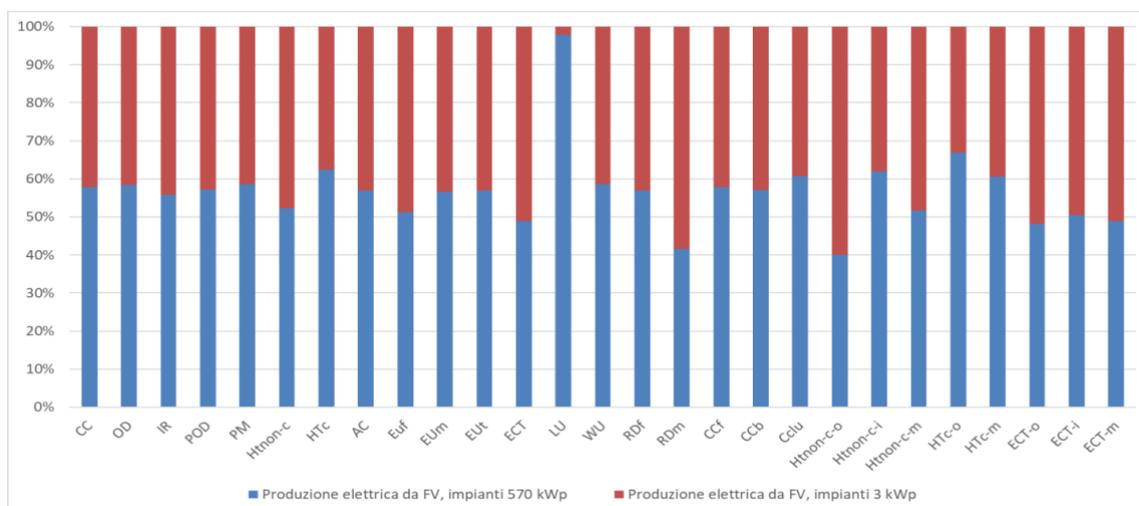


Figura 36. Contributo percentuale di ciascun processo agli impatti caratterizzati, associati alla produzione in BT di 1 kWh di energia elettrica (da fotovoltaico), in Italia

In Figura 37, sono riportati i risultati della **normalizzazione** relativi al processo di **produzione in BT** di 1 kWh di elettricità nel mix elettrico italiano (elettricità da fotovoltaico). La categoria più impattata è la *Resource use, minerals and metals* (RDm), con un contributo di circa il 60% da parte del processo di produzione elettrica mediante impianti fotovoltaici della classe 3 kW<sub>p</sub>. Segue la categoria ECT, in cui i due processi (3 kW<sub>p</sub> e 570 kW<sub>p</sub>) contribuiscono equamente

all’impatto. Impatti normalizzati rilevanti sono stati riscontrati anche per la categoria EUf. In generale, in tutte le altre categorie investigate, si registra un contributo agli impatti in misura lievemente superiore da parte della classe 570 kW<sub>p</sub>.

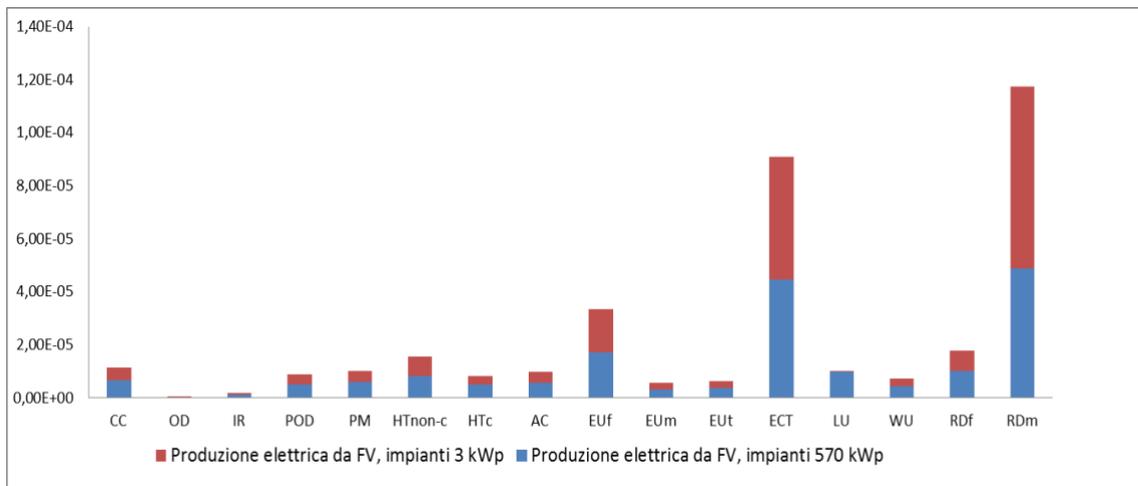


Figura 37. Impatti normalizzati per la produzione di 1 kWh di elettricità da fotovoltaico in Italia (mix elettrico in bassa tensione), considerando i contributi relativi dei processi di produzione a 570 kW<sub>p</sub> e a 3kW<sub>p</sub>.

Gli impatti **caratterizzati**, relativi al consumo in BT di 1 kWh di elettricità da mix elettrico italiano, sono riportati in Figura 38 e in Tabella 14. I risultati mostrano che il processo relativo al consumo in AT è il maggior responsabile dell’impatto, in tutte le categorie esaminate, con contributi sempre superiori al 90%, tranne che nelle categorie LU (81%) e RDM (79%). In queste due categorie, infatti, si registra un impatto più significativo da parte della produzione elettrica in BT, dal momento che quest’ultima è associata all’occupazione di grandi superfici e ad un elevato consumo di risorse minerarie per la costruzione dei pannelli fotovoltaici.

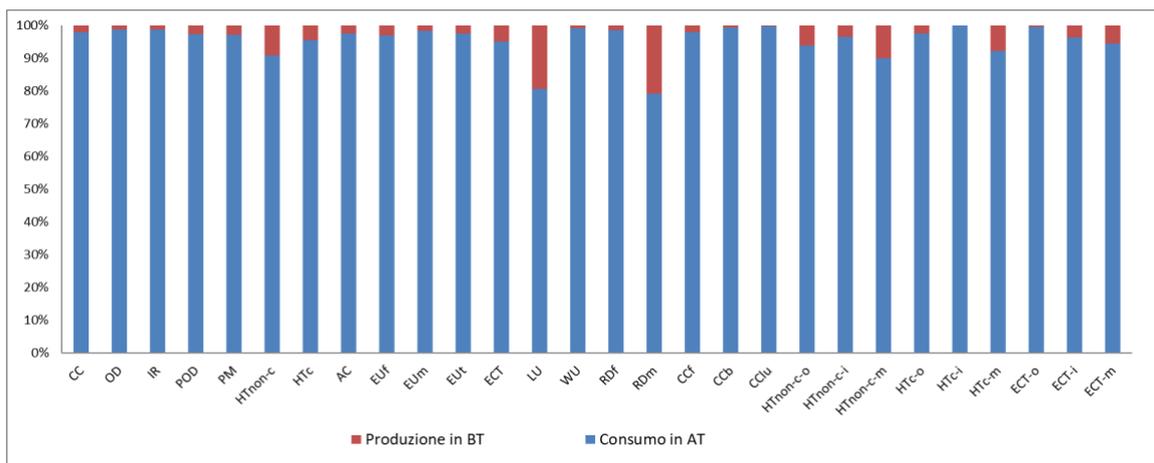


Figura 38. Contributo percentuale di ciascun processo agli impatti caratterizzati, associati al consumo in BT di 1 kWh da mix elettrico in Italia

Categorie d'impatto	Unità	Totale	Consumo in AT	Produzione in BT
CC	kg CO2 eq	4,17E-01	4,08E-01	8,27E-03
OD	kg CFC11 eq	7,75E-08	7,66E-08	9,10E-10
IR	kBq U-235 eq	5,65E-02	5,58E-02	7,11E-04
POD	kg NMVOC eq	1,27E-03	1,23E-03	3,23E-05
PM	disease inc.	1,96E-08	1,90E-08	5,30E-10
HTnon-c	CTUh	3,48E-09	3,16E-09	3,15E-10
HTc	CTUh	2,67E-10	2,55E-10	1,21E-11
AC	mol H+ eq	2,09E-03	2,04E-03	4,82E-05
EUf	kg P eq	1,54E-04	1,49E-04	4,75E-06
EUm	kg N eq	5,98E-04	5,88E-04	9,83E-06
EUt	mol N eq	4,29E-03	4,19E-03	9,92E-05
ECT	CTUe	7,11E+00	6,77E+00	3,42E-01
LU	Pt	3,81E+00	3,07E+00	7,37E-01
WU	m3 depriv.	1,00E+00	9,95E-01	7,52E-03
Rdf	MJ	7,62E+00	7,52E+00	1,02E-01
RDm	kg Sb eq	3,17E-06	2,51E-06	6,59E-07
CCf	kg CO2 eq	4,04E-01	3,96E-01	8,21E-03
CCb	kg CO2 eq	6,36E-03	6,32E-03	3,57E-05
CClu	kg CO2 eq	6,19E-03	6,18E-03	1,47E-05
HTnon-c-o	CTUh	2,12E-10	1,99E-10	1,30E-11
HTnon-c-i	CTUh	1,05E-09	1,01E-09	3,58E-11
HTnon-c-m	CTUh	2,67E-09	2,40E-09	2,67E-10
HTc-o	CTUh	1,58E-10	1,54E-10	3,64E-12
HTc-i	CTUh	1,65E-24	1,65E-24	0,00E+00
HTc-m	CTUh	1,09E-10	1,01E-10	8,41E-12
ECT-o	CTUe	5,92E-01	5,90E-01	1,88E-03
ECT-i	CTUe	8,98E-01	8,65E-01	3,32E-02
ECT-m	CTUe	5,62E+00	5,31E+00	3,07E-01

Tabella 14. Impatti caratterizzati calcolati per il consumo in BT di 1 kWh da mix elettrico in Italia (unità funzionale): impatti totali e impatti suddivisi per ciascun processo.

In Figura 39, sono riportati i risultati della **normalizzazione** per il **consumo in BT** di 1 kWh di elettricità da mix elettrico italiano. La categoria più rilevante è la ECT, seguita da Rdf e EUf, e il principale contributo all'impatto deriva sempre dal processo di consumo in AT.

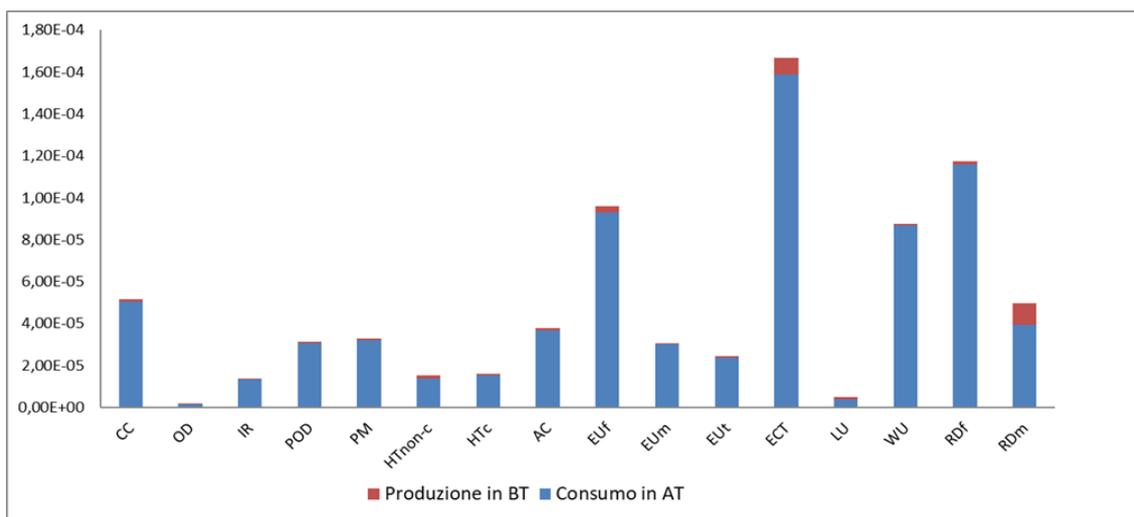


Figura 39. Impatti normalizzati per il consumo di 1 kWh di elettricità da mix elettrico in BT in Italia, con i contributi relativi dei processi considerati

L'analisi di sensibilità, focalizzata sui principali hotspot individuati, ossia elettricità da Gas naturale di origine fossile e da Biogas, mostra che, riducendo la produzione di elettricità da Gas naturale di origine fossile o contabilizzando la sola conversione delle biomasse di scarto per la produzione di elettricità da biogas, si ottiene una riduzione degli impatti. In particolare, l'impatto della produzione in AT di 1 kWh di elettricità diminuisce rispettivamente del 2% e del 5%, quando si sostituisce il 20% (scenario *Sensitivity 20%*) e il 50% (*Sensitivity 50%*) del Gas naturale di origine fossile con il biometano. Analogamente, se si utilizzano solo biomasse di scarto per la produzione di elettricità da biogas (*Sensitivity Biogas*), l'impatto della produzione elettrica da Biogas si riduce in media del 22%, con valori che vanno dall'1,4%, nella categoria OD, fino al 100% (azzeramento degli impatti) in HTc-i.

Il dataset del mix elettrico nazionale, costruito nell'ambito del progetto Arcadia, è stato validato, **confrontando** i suoi processi di consumo di elettricità, sia in AT che in BT, con i corrispondenti processi presenti nel database di Ecolnvent 3.7.1. In generale, non si registrano differenze sostanziali tra i due processi confrontati. In dettaglio, nelle categorie investigate, i dataset di Arcadia mostrano sia riduzioni che aumenti contenuti, rispetto agli impatti dei corrispondenti dataset di Ecolnvent. L'unica differenza significativa è la riduzione del 25% dell'impatto del processo di consumo in BT di Arcadia, nella categoria RDm, rispetto a quello del corrispondente processo di Ecolnvent.

## Conclusioni

Questo lavoro descrive la costruzione dei dataset relativi alla filiera di produzione e consumo di 1 kWh di elettricità del mix elettrico, in Italia, che è disponibile nella Banca Dati LCA del progetto Arcadia (<https://bancadatiitalianalca.enea.it/Node/>).

L'affidabilità degli studi LCA è strettamente correlata alla qualità dei dati raccolti che, in questo studio, può essere considerata buona. In dettaglio, sono stati utilizzati, laddove possibile, dati primari (ad esempio, per le filiere di bioenergia e per la filiera del fotovoltaico) o, in alternativa, dati elaborati a partire da fonti statistiche nazionali (Terna, GSE, ISPRA).

I risultati della caratterizzazione del processo di consumo in BT di 1 kWh di elettricità dal mix elettrico italiano ("*Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, Low Voltage*") mostrano che la maggior parte dei carichi ambientali deriva dal processo di consumo in AT di 1 kWh di elettricità ("*Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, High Voltage*") che, da solo, genera impatti medi superiori al 90%, nelle categorie di impatto esaminate. Tali impatti sono dovuti essenzialmente al processo di produzione elettrica in AT, che mostra un impatto medio dell'80%, sulle categorie investigate.

Dalla normalizzazione risulta che, per il processo di consumo in BT di 1 kWh di elettricità in Italia, la categoria che presenta gli impatti più rilevanti è la ECT, seguita da RDf e EUf. In tutte e tre le categorie, il principale contributo deriva dal processo di consumo in AT. In dettaglio, l'impatto del processo di consumo ad AT deriva principalmente dal processo di produzione in AT e, in particolare, per le categorie ECT, RDf e EUf, i principali hotspot risultano essere l'elettricità prodotta rispettivamente da biogas, gas naturale e bioliquidi.

Infine, l'analisi di sensibilità evidenzia che è possibile raggiungere una considerevole riduzione degli impatti ambientali sostituendo il gas naturale di origine fossile col biometano e producendo elettricità da biogas dalle sole biomasse di scarto.

I risultati di questo studio sono perfettamente in linea con l'orientamento della comunità scientifica internazionale che ha sottolineato la necessità di limitare l'uso delle fonti energetiche di origine fossile, come il gas naturale, e di evitare il ricorso a colture dedicate per la produzione energetica.

Il dataset sviluppato può essere utilizzato come fonte di dati rappresentativi del contesto italiano per realizzare studi di LCA.

## **Bibliografia**

Cozza F., 2020. Studio di life cycle assessment del sistema di produzione di elettricità da fotovoltaico. Tesi di laurea in Ingegneria Energetica c/o Alma Mater Studiorum - Università di Bologna, Anno Accademico 2019/20.

GSE (Gestore dei Servizi Energetici), 2019. Rapporto statistico - Solare fotovoltaico, 2018: [https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Solare%20Fotovoltaico%20-%20Rapporto%20Statistico%202018.pdf](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Solare%20Fotovoltaico%20-%20Rapporto%20Statistico%202018.pdf) (ultimo accesso a settembre 2023).

GSE (Gestore dei Servizi Energetici), 2020. Rapporto statistico - Solare fotovoltaico, 2019: [https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Solare%20Fotovoltaico%20-%20Rapporto%20Statistico%202019.pdf](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Solare%20Fotovoltaico%20-%20Rapporto%20Statistico%202019.pdf) (ultimo accesso a settembre 2023).

GSE (Gestore dei Servizi Energetici), 2021. Rapporto statistico 2019 – Fonti rinnovabili: [https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Rapporto%20Statistico%20GSE%20-%20FER%202019.pdf](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Rapporto%20Statistico%20GSE%20-%20FER%202019.pdf) (ultimo accesso a settembre 2023).

ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale), 2020. Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi europei. Rapporto 317/2020: [https://www.isprambiente.gov.it/files2020/pubblicazioni/rapporti/Rapporto317\\_2020.pdf](https://www.isprambiente.gov.it/files2020/pubblicazioni/rapporti/Rapporto317_2020.pdf) (ultimo accesso a settembre 2023)

ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale), 2021. Indicatori di efficienza di decarbonizzazione del sistema energetico nazionale e del settore elettrico. Rapporto 343/2021: <https://www.isprambiente.gov.it/files2021/pubblicazioni/rapporti/r343-2021.pdf> (ultimo accesso a settembre 2023).

Jungbluth N., Stuck M., Flury K., Frischknecht R. Life Cycle Inventories of Photovoltaics, ESU-services Ltd.: Uster, CH, 2012.

MISE -Ministero dello Sviluppo economico, LA SITUAZIONE ENERGETICA NAZIONALE NEL 2019, GIUGNO 2020: [https://dgsaie.mise.gov.it/pub/sen/relazioni/relazione\\_annuale\\_situazione\\_energetica\\_nazionale\\_dati\\_2019.pdf](https://dgsaie.mise.gov.it/pub/sen/relazioni/relazione_annuale_situazione_energetica_nazionale_dati_2019.pdf) (ultimo accesso a settembre 2023)

MiTE (Ministero della Transizione Ecologica), luglio 2021. La situazione energetica nazionale nel 2020:

[https://dgsaie.mise.gov.it/pub/sen/relazioni/relazione\\_annuale\\_situazione\\_energetica\\_nazionale\\_dati\\_2020.pdf](https://dgsaie.mise.gov.it/pub/sen/relazioni/relazione_annuale_situazione_energetica_nazionale_dati_2020.pdf) (ultimo accesso a settembre 2023)

PVGIS (PhotoVoltaic Geographical Information System):

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php> (ultimo accesso a settembre 2023)

SINAnet (Rete del Sistema Informativo Nazionale Ambientale di ISPRA):

<http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/fattori-di-emissione-per-le-sorgenti-di-combustione-stazionarie-in-italia/view> (ultimo accesso a ottobre 2022).

Sorgenia: <https://www.sorgenia.it/guida-energia/dimensioni-pannelli-fotovoltaici> (ultimo accesso a settembre 2023).

Terna, 2021. Rapporto statistico dati 2020: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche> (ultimo accesso a settembre 2023)

Terna, 2023: <https://www.terna.it/it/chi-siamo/terna-breve> (ultimo accesso a settembre 2023)

Zampori, L. and Pant, R., 2019. Suggestions for updating the Product Environmental Footprint (PEF) method, EUR 29682 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2019, ISBN 978-92-76-00654-1, doi:10.2760/424613, JRC115959.

BANCA DATI LCA

AGROALIMENTARE

EDILIZIA COSTRUZIONI

ENERGIA

LEGNO ARREDO

LIFE CYCLE COSTING

ISBN 978-88-8286-463-7



enea.it