OSSERVATORIO

Biomethane & Biofuels

REPORT 2026

«Vecchi» e «nuovi» combustibili alla prova del mercato

POLIMI SCHOOL OF MANAGEMENT | energy&strategy

POLIMI SCHOOL OF MANAGEMENT | energy&strategy OSSERVATORIO BIOMETHANE & BIOFUELS

Biomethane & Biofuels

REPORT 2026

«Vecchi» e «nuovi» combustibili alla prova del mercato

Aziende Partner

Aziende Partner

Il team di lavoro

TEAM DI RICERCA

Paolo Maccarrone
Project Leader

Lucrezia Sgambaro
Project Manager

Eleonora Cisana
Analista

Fabrizio De Alexandris
Analista

GRAFICA E IMPAGINAZIONE

Daniela Arrossito
Graphic Designer

Nicolás Peña
Graphic Designer

BOARD DI E&S

Vittorio Chiesa
Davide Chiaroni
Federico Frattini
Josip Kotlar

Indice

Executive Summary **10**

1 Il perimetro di analisi **19**

2 Il biometano **29**

3 I biocombustibili liquidi **51**

Aziende Partner **71**

Executive Summary

La crescente rilevanza dei biocombustibili per la decarbonizzazione

Negli ultimi anni i biocombustibili hanno assunto un ruolo sempre più centrale nelle strategie europee e nazionali di decarbonizzazione dei trasporti e dei consumi energetici. La crescente attenzione alla sicurezza energetica, alla riduzione delle emissioni climalteranti e alla valorizzazione delle filiere industriali nazionali ha rafforzato il posizionamento del biometano e dei biocombustibili liquidi come strumenti complementari all'elettrificazione, soprattutto nei settori cosiddetti "hard-to-abate".

Il quadro normativo europeo ha subito una trasformazione strutturale con l'introduzione della RED III e del pacchetto Fit for 55 con focus sui biocombustibili liquidi, il cui utilizzo principale è nel settore dei trasporti. Il nuovo impianto regolatorio ha infatti progressivamente superato una logica basata quasi esclusivamente sui volumi di energia rinnovabile prodotti, introducendo obiettivi finalizzati a ridurre le emissioni di gas serra lungo l'intera filiera (oltre a introdurre obblighi specifici per il settore marittimo e dell'aviazione). Questo cambio di paradigma sta modificando profondamente le dinamiche competitive del settore, favorendo le filiere caratterizzate da maggiore sostenibilità, tracciabilità delle biomasse e riduzione dell'intensità carbonica.

Tabella 1 Il confronto tra RED II e RED III: il cambio di paradigma da energy a GHG-reduction based.

	RED II	RED III	Cambio di paradigma
Obiettivo trasporti	14% energia rinnovabile nei trasporti	29% energia rinnovabile o -14,5% intensità GHG	Da una logica «energy based» a una «GHG reduction-based»
Biocarburanti da colture alimentari (cap)	Limite 7%	Cap 7% confermato ma collegato all'obbligo GHG	Gerarchia tra feedstock e stretta sui biocarburanti da colture alimentari (art. 25 e 26)
High ILUC-risk	Riduzione fino allo zero entro 2030, ma con criteri iniziali	Conferma fase-out, rafforza i criteri e la revisione triennale	
Biocarburanti avanzati (Allegato IX-A)	Sotto-obiettivo progressivo fino al 3,5%	Obiettivo combinato avanzati + RFNBO = 5,5% (1% RFNBO)	Nuova architettura degli obiettivi "avanzati" (Allegato IX-A) e RFNBO (art. 25 + allegato IX + art. 29-bis) come asse strategico della transizione
RFNBO	Norme iniziali non complete	Obbligo dedicato (almeno 1%) + art. 29-bis + criteri addizionalità H_2	
Criteri sostenibilità (art. 29)	Soglie GHG relativamente moderate	Soglie più elevate e criteri più rigidi, specialmente su biomassa forestale	Criteri di sostenibilità più severi e soglie GHG più stringenti (art. 29, 29-bis, 31)
Metodologie GHG (art. 31)	Valori standard e tipici, meno dettagliati	Metodologie aggiornate, nuovi fattori e nuovo art. 31-bis	
Tracciabilità	Schemi volontari + registri nazionali	Introduzione banca dati UE obbligatoria	Tracciabilità, banca dati UE e controllo (art. 28, 30, 31-bis)
Coerenza con altre politiche UE	Relativamente limitata	Integrata con Fit for 55, ReFuelEU Aviation, FuelEU Maritime	

Il biometano: una soluzione matura, ma che necessita di una visione di lungo termine

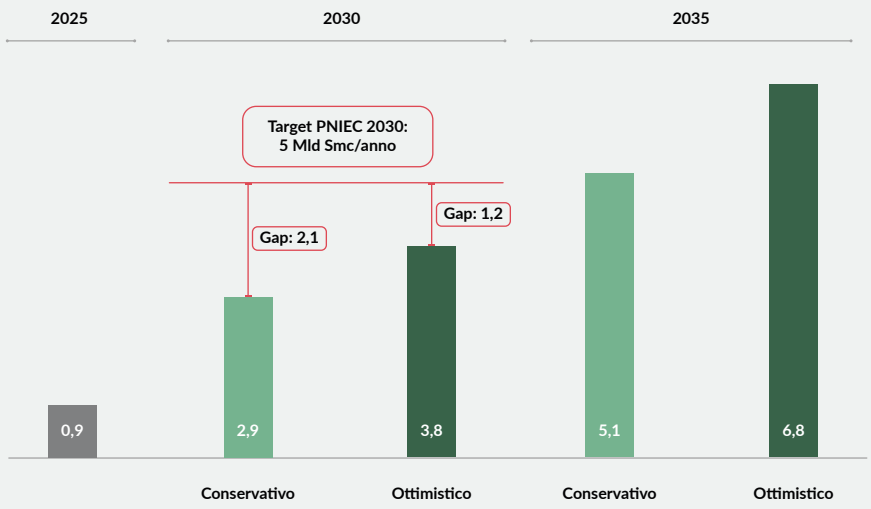
Nel comparto del biometano, le risorse del PNRR e i meccanismi incentivanti introdotti negli ultimi anni hanno portato a una significativa accelerazione degli investimenti, finalizzati sia alla riconversione degli impianti agricoli a biogas esistenti, sia alla realizzazione di nuovi progetti. La revisione del PNRR e i successivi interventi normativi hanno inoltre introdotto maggiore

flessibilità operativa e portato a una semplificazione delle procedure autorizzative, in risposta alle criticità emerse nella fase di attuazione del piano. Parallelamente, è stata ulteriormente favorita la riconversione degli impianti di biogas di maggiori dimensioni alla produzione di biometano, considerato oggi uno dei vettori rinnovabili più maturi e immediatamente integrabili nelle infrastrutture esistenti.

Nonostante questa forte spinta regolatoria, il settore continua a presentare alcune criticità. Gli operatori segnalano in particolare che l'incertezza derivante dal susseguirsi di interventi normativi e meccanismi incentivanti di breve e medio periodo riduce la propensione ad investimenti che, per loro natura, sono di lungo termine. Permangono inoltre criticità legate ai tempi autorizzativi, ai costi e alle tempistiche di connessione alla rete gas, nonché alla frammentazione della produzione, ancora caratterizzata da numerosi impianti di piccola taglia e da una limitata integrazione di filiera. Infine, esiste anche qualche timore sulla disponibilità (e sul costo) delle materie prime, soprattutto in caso di tassi di sviluppo molto sostenuti.

Le prospettive di crescita al 2030 indicano una crescita piuttosto significativa della produzione nazionale di biometano (in buona parte dovuta agli effetti del DM 2022). Tuttavia, permane un divario rilevante rispetto agli obiettivi fissati dal PNIEC (con un gap compreso tra i 1,2 Mld e i 2,1 Mld Smc/anno, a seconda delle ipotesi), a riprova del fatto che gli strumenti normativi e incentivanti attualmente in vigore non siano ancora sufficienti a sostenere il percorso richiesto dalla traiettoria nazionale di decarbonizzazione. Le proiezioni al 2035 sono più interessanti, ma la loro validità dipende fortemente da una molteplicità di fattori, tra cui, in primis, la tipologia e l'orizzonte temporale di riferimento delle misure che verranno varate a supporto dello sviluppo del comparto.

Figura 1 Scenari di sviluppo al 2030 e 2035 della capacità produttiva di biometano in Italia [Mld Smc/anno].

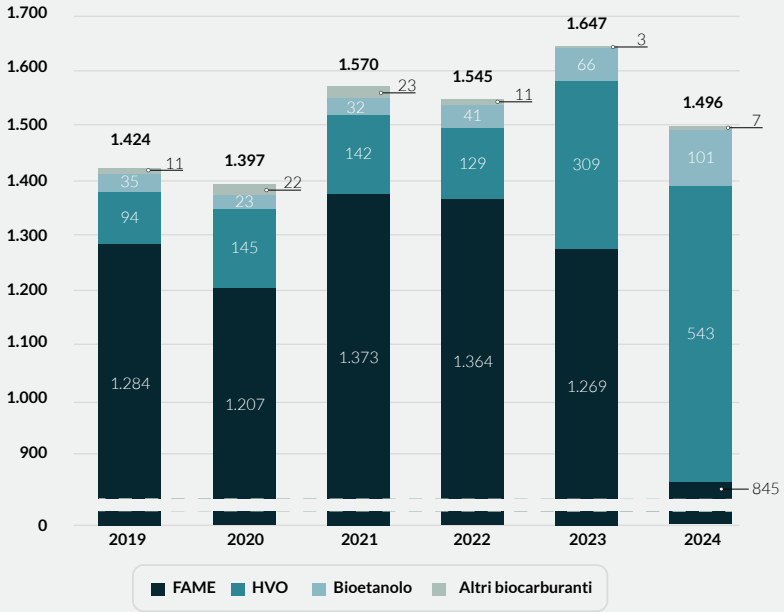


I biocombustibili liquidi: la crescita dell'HVO e i nodi ancora aperti

Nel periodo 2019-2024, il consumo totale di biocombustibili liquidi in Italia si è mantenuto stabile tra 1,4 e 1,6 milioni di tonnellate e rappresenta meno del 4% dei consumi totali del settore dei trasporti. Guardando al mix delle diverse tipologie di biocombustibili liquidi, si può notare una crescita del diesel HVO a scapito di quello FAME. La principale ragione del successo dell'HVO (che è di più recente sviluppo) è di origine tecnica: l'HVO è utilizzabile in purezza senza apportare modifiche ai motori a combustione interna attualmente in uso, mentre l'utilizzo di FAME è possibile solo in miscela col diesel tradizionale (peraltro in percentuale molto limitata).

Figura 2 Il consumo di biocombustibili liquidi in Italia: breakdown per tipologia.

Fonte: Rielaborazione E&S su dati piattaforma di monitoraggio PNIEC, GSE.



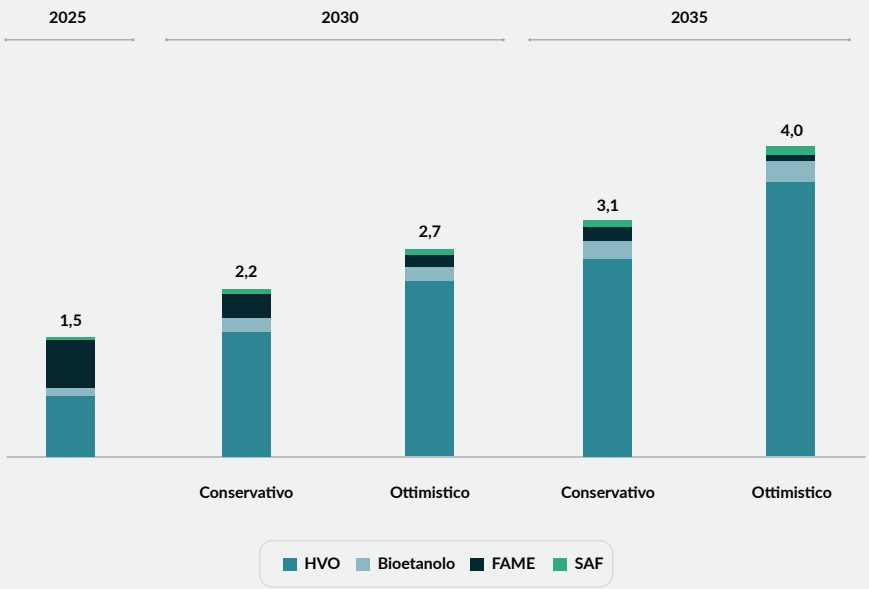
Considerando la normativa, il consumo di biocombustibili liquidi in Italia è supportato dal sistema dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC). Tramite questo meccanismo, gli operatori sono tenuti a rispettare gli obblighi normativi di consumo di biocombustibili liquidi o ad acquistare CIC sul mercato. Da un confronto con gli operatori di mercato, si sottolinea anche che essi non sono sufficienti ad accompagnare la filiera verso l'auspicata riconversione della filiera tradizionale.

Sul fronte industriale, vi sono processi produttivi con un buon livello di maturità, anche se legati a standard proprietari, che ne limitano la diffusione su larga scala. Inoltre, è importante sottolineare la valenza strategica che la riconversione in bioraf-

finerie di impianti "tradizionali" può avere nel nostro Paese, con impatti positivi non solo ambientali, ma anche economici e sociali. La filiera produttiva nazionale è però legata ad un approvvigionamento strategico di materie prime di "respiro globale", che influenza la capacità della filiera di rispondere rapidamente a variazioni di approvvigionamento dovute, ad esempio, a tensioni geopolitiche.

Le prospettive di sviluppo al 2030 e al 2035 indicano una crescita dei biocombustibili liquidi nel nostro Paese. Tra le diverse tipologie di biocombustibili liquidi, l'HVO emerge come la soluzione con le prospettive di crescita più rilevanti, grazie alla possibilità di impiego in purezza e alla piena compatibilità con le infrastrutture e i motori esistenti. Il FAME appare invece destinato a una progressiva riduzione del proprio ruolo, anche a causa dei limiti tecnici legati all'uso in miscela. Il SAF, pur rappresentando una componente ancora marginale del mercato, è destinato ad acquisire una crescente rilevanza nel medio-lungo periodo, in relazione agli obblighi introdotti dalla normativa europea in materia di trasporto aereo.

Figura 3 Scenari di sviluppo al 2030 e 2035 del consumo di biocombustibili liquidi in Italia [Mton/anno].



La leva normativa: la necessità di una roadmap strategica di lungo periodo

Nel complesso, il quadro che emerge evidenzia come la regolazione stia assumendo un ruolo sempre più centrale non soltanto ai fini della sostenibilità ambientale, ma anche come leva di politica industriale. La capacità di costruire un quadro normativo stabile, coerente e di lungo periodo rappresenterà infatti uno degli elementi decisivi per favorire l'evoluzione delle filiere, attrarre investimenti e rafforzare il posizionamento competitivo dell'industria italiana dei biocombustibili nella transizione energetica europea.

1.
Il perimetro di analisi

Negli ultimi anni, i biocombustibili hanno suscitato un interesse sempre maggiore, sia tra gli operatori industriali, sia tra i policy maker.

Essi rappresentano infatti uno strumento rilevante per la decarbonizzazione delle emissioni in diversi settori. I biocombustibili si affiancano ad altre soluzioni (in primis l'elettrificazione), e presentano caratteristiche specifiche che ne favoriscono l'utilizzo in ambiti in cui l'elettrificazione non è in grado di soddisfare i requisiti richiesti.

Il presente Rapporto di Ricerca è dedicato ai biocombustibili e mira a offrirne un'analisi completa. Il documento è articolato in tre Capitoli. Il primo è volto a definire il perimetro dell'analisi con particolare riferimento alle tipologie di biocombustibili prese in esame e ai relativi ambiti di applicazione. Il secondo e il terzo capitolo sono dedicati rispettivamente al biometano e ai biocombustibili liquidi. In entrambi i casi, il comparto verrà analizzato in base a tre prospettive di analisi, riguardanti rispettivamente la normativa, l'andamento del mercato e gli aspetti produttivi.

Le tipologie di biocombustibili oggetto di analisi dell'Osservatorio

In generale, è possibile identificare due principali tipologie di combustibili:

1. **Combustibili tradizionali**: si fa riferimento ai combustibili di origine fossile, quali ad esempio benzina, diesel e metano;
2. **Combustibili alternativi**: si fa riferimento ai combustibili alternativi a supporto della transizione sostenibile, i quali si distinguono in biocombustibili, se prodotti da biomassa, come il biometano, e combustibili rinnovabili di origine non biologica (Renewable Fuels of Non-Biological Origin, RFNBO), se prodotti da materia prima di origine non biologica, come l'idrogeno verde e gli e-fuels;

L'Osservatorio Biomethane & Biofuels 2026 si concentra sui combustibili alternativi, in particolare sui **biocombustibili**.

Per **biocombustibili** si intendono tutti i combustibili, liquidi o gassosi, **derivati dalla biomassa**. Con il termine biomassa si fa riferimento alla frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica (animale e vegetale) provenienti dall'agricoltura, dalla silvicoltura e dalle industrie ad essa connesse, incluse la pesca e l'acquacoltura, nonché alla componente biodegradabile dei rifiuti, sia industriali sia urbani, di origine biologica.

Il perimetro di analisi dei biocombustibili si struttura in conformità alla tassonomia comunitaria definita nell'Allegato IX della Direttiva RED II/III, che distingue i **biocombustibili di seconda generazione**, ovvero quelli prodotti da biomasse **non in competizione con la filiera alimentare**, da quelli di prima generazione, esclusi dall'ambito del presente Osservatorio. Inoltre, se prodotti a partire dalle materie prime contenute nella parte A dell'Annex IX, vengono definiti biocombustibili **avanzati**.

L'Osservatorio analizza sia i **biocombustibili gassosi**, con particolare riferimento al biometano, sia le diverse tipologie di **biocombustibili liquidi**.

Il **biometano** è ottenuto dalla digestione anaerobica di biomasse selezionate (residui agricoli, frazione organica dei rifiuti solidi urbani, fanghi di depurazione). Il biometano è **pienamente compatibile con l'infrastruttura del gas naturale esistente**. Questa caratteristica lo rende una soluzione immediatamente disponibile, senza necessità di adeguamenti significativi né delle reti di distribuzione né del parco installato di utenze finali. Il biometano è prodotto a partire dal biogas (altro biocombustibile, utilizzato per la produzione di energia elettrica e termica) attraverso processi di upgrading (si veda la Sezione 2.3 per maggiori dettagli).

I biocombustibili liquidi, invece, sono raggruppabili in quattro tipologie, contraddistinte da caratteristiche tecniche ed ambiti di utilizzo diversi:

- **Bioetanolo**: è un biocombustibile liquido prodotto tramite processi di fermentazione di biomasse, utilizzato nei motori a combustione interna alimentati a benzina in miscela (E5, E10) oppure in forme prossime alla purezza (E85), a condizione che il motore sia adatto a tale scopo, oppure trasformato in ETBE (Etil-T-Butil-Etere), utilizzato come additivo alla benzina.

- **Biodiesel**: è un biocombustibile liquido utilizzato come combustibile nei trasporti e, in base alle tecnologie di produzione e alle materie prime utilizzate, può essere a sua volta distinto in:
    - **FAME** (Fatty Acid Methyl Esters): è ottenuto trattando oli vegetali o grassi animali con metanolo. È utilizzato nei motori a combustione interna alimentati a diesel in miscela con il diesel tradizionale prodotto da fonte fossile (B7, B10) oppure in forme prossime alla purezza (fino a B100), a condizione che il motore sia adatto a tale scopo;
    - **HVO** (Hydrotreated Vegetable Oil): è un biocombustibile paraffinico ricavato da oli da cucina esausti o da grassi animali, utilizzato nei motori a combustione interna alimentati a diesel, sia in miscela sia in purezza.
- **SAF** (Sustainable Aviation Fuel): è un biocombustibile liquido per l'aviazione, utilizzabile in miscela con il jet fuel fino al 50%. Se prodotto a partire dalle materie prime contenute nella parte A dell'Annex IX della RED II, il SAF viene definito "avanzato".

Il presente Rapporto di Ricerca ha per oggetto di analisi le cinque tipologie di biocombustibili sopra descritte, ossia: biometano, bioetanolo, FAME, HVO e SAF.

Gli ambiti di utilizzo dei biocombustibili ed il perimetro di analisi dell'Osservatorio

I **biocombustibili** liquidi e gassosi rappresentano una leva importante per la **decarbonizzazione** delle emissioni e possono essere impiegati in **tre** ambiti principali: **trasporti, residenziale e industria**.

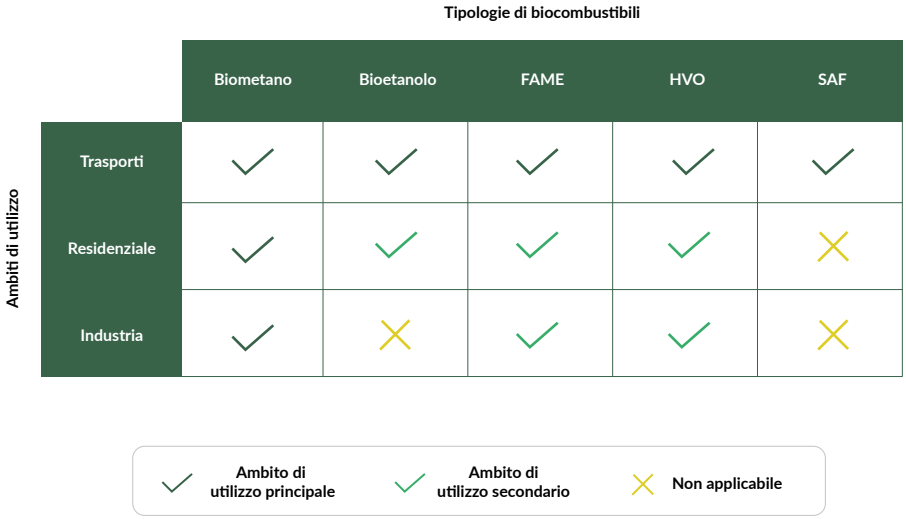
Per ogni biocombustibile oggetto di analisi del presente Rapporto di Ricerca, è possibile distinguere tra **ambiti di utilizzo principali e secondari**. Inoltre, vi sono biocombustibili il cui impiego è limitato a specifici ambiti (ad esempio, il SAF, che può essere utilizzato solo nei trasporti aerei).

Il settore **dei trasporti** è quello che presenta **le maggiori opportunità:** sia i biocombustibili **gassosi** sia quelli **liquidi** possono infatti essere utilizzati in alternativa ai rispettivi combustibili di origine fossile (metano, benzina, diesel). In particolare, l'utilizzo del **biometano** nei trasporti è caratterizzato da un crescente interesse per la sua forma **liquefatta,** soprattutto per il trasporto stradale e marittimo (Bio-Liquefied Natural Gas, Bio-LNG). I **biocombustibili liquidi**, dal canto loro, permettono di decarbonizzare in particolare le emissioni generate dal trasporto stradale e aereo.

Il settore **residenziale**, invece, rappresenta un ambito di utilizzo rilevante solo per il biometano, mentre risulta meno interessante per i biocombustibili liquidi. In Italia, infatti, nel residenziale i principali vettori energetici sono l'elettricità e il metano di origine fossile: quest'ultimo può quindi essere sostituito dal biometano per la decarbonizzazione delle emissioni.

Infine, anche il settore **industriale** rappresenta un ambito di utilizzo importante per il biometano, in particolare per la decarbonizzazione delle emissioni dei settori hard-to-abate, come quelli chimico e siderurgico. Così come nel residenziale, anche nell'ambito industriale l'utilizzo di biocombustibili liquidi è più limitato rispetto a quello dei trasporti.

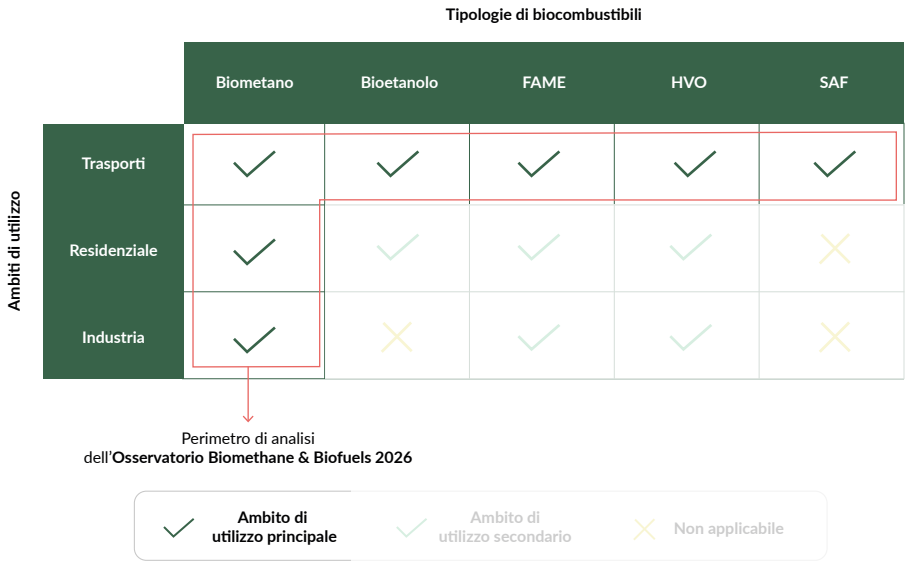
Figura 1.1 Biocombustibili e ambiti di utilizzo principali e secondari.



Il perimento di analisi dell'Osservatorio Biomethane & Biofuels 2026 include tutti gli ambiti di utilizzo principali dei biocombustibili gassosi e liquidi, e quindi si focalizza su:

- biometano e biocombustibili liquidi, nell'ambito dei trasporti,
- biometano, per l'ambito residenziale e industriale.

Figura 1.2 Il perimetro di analisi dell'Osservatorio Biomethane & Biofuels 2026.



I biocombustibili che rientrano all'interno del perimetro di analisi dell'Osservatorio sono analizzati da tre prospettive complementari:

Tabella 1.1 Contenuti integrali del Rapporto di Ricerca.

Dimensione	Contenuti[1]
Normativa	Quadro regolatorio europeo (RED III, Pacchetto Automotive, FuelEU Maritime, ReFuelEU Aviation) e nazionale (D.Lgs. 199/2021, DM 2022, D.Lgs. 5/2026); analisi comparativa con i sistemi incentivanti di Germania, Francia, Stati Uniti d'America, Regno Unito ed Indonesia
Mercato	Consumo dei biocombustibili e flussi di import/export a livello mondiale, europeo e italiano; mappatura dei nuovi trend di mercato promossi dalle startup attive nel mondo
Produzione	Stato dell'arte dei diversi processi produttivi per i biocarburanti, struttura dei costi (in termini di CAPEX ed OPEX), taglie degli impianti di produzione di biocombustibili e competitività economica (attraverso un'analisi dei Levelized Cost of Production, LCoP) dei biocombustibili rispetto ai combustibili tradizionali di riferimento

1 I contenuti citati nella tabella corrispondono a quelli presenti nella versione integrale del Rapporto di Ricerca dell'Osservatorio Biomethane & Biofuels Report 2026; il presente documento costituisce una versione ridotta del Rapporto, e pertanto riporta soltanto una selezione dei contenuti presenti in tabella.

Tali prospettive sono tra loro complementari e consentono di ottenere una visione completa dei biocombustibili, facilitando l'individuazione degli elementi chiave su cui concentrare lo sforzo congiunto di operatori di mercato e policy maker, al fine di promuovere lo sviluppo del comparto.

I prossimi due Capitoli sono dedicati rispettivamente al biometano (Cap. 2) e ai biocombustibili liquidi (Cap. 3). Ogni capitolo comprende le tre prospettive di analisi, e si conclude con l'illustrazione dei possibili scenari di sviluppo futuro.

2.
Il Biometano

Il biometano rappresenta oggi uno degli strumenti più maturi e immediatamente disponibili per la decarbonizzazione del sistema energetico europeo. Infatti, a differenza di altri vettori energetici rinnovabili, che richiedono infrastrutture dedicate, il biometano può essere immesso direttamente nella rete del gas naturale esistente, abbattendo così i costi di integrazione e accelerando i tempi di diffusione. Questa compatibilità infrastrutturale lo rende una risorsa strategica non solo per il settore dei trasporti, ma anche per il residenziale e per i settori industriali hard-to-abate, dove l'elettrificazione non è ancora una risposta percorribile nel breve periodo. Tuttavia, sono ancora numerose le criticità che ne limitano lo sviluppo e la diffusione sul territorio.

Il contesto: il quadro normativo a supporto del biometano

Il biometano è sostenuto da un **quadro normativo europeo e nazionale in rapida evoluzione**, che ne ha progressivamente rafforzato il ruolo come vettore energetico rinnovabile.

A livello europeo, la **Direttiva RED III** (UE 2023/2413) costituisce il riferimento fondamentale per il target di energie rinnovabili nei trasporti. A livello nazionale il recepimento è avvenuto tramite il D.lgs. 5/2026 (si veda il "Focus — Il cambio di paradigma: dalla RED II alla RED III").

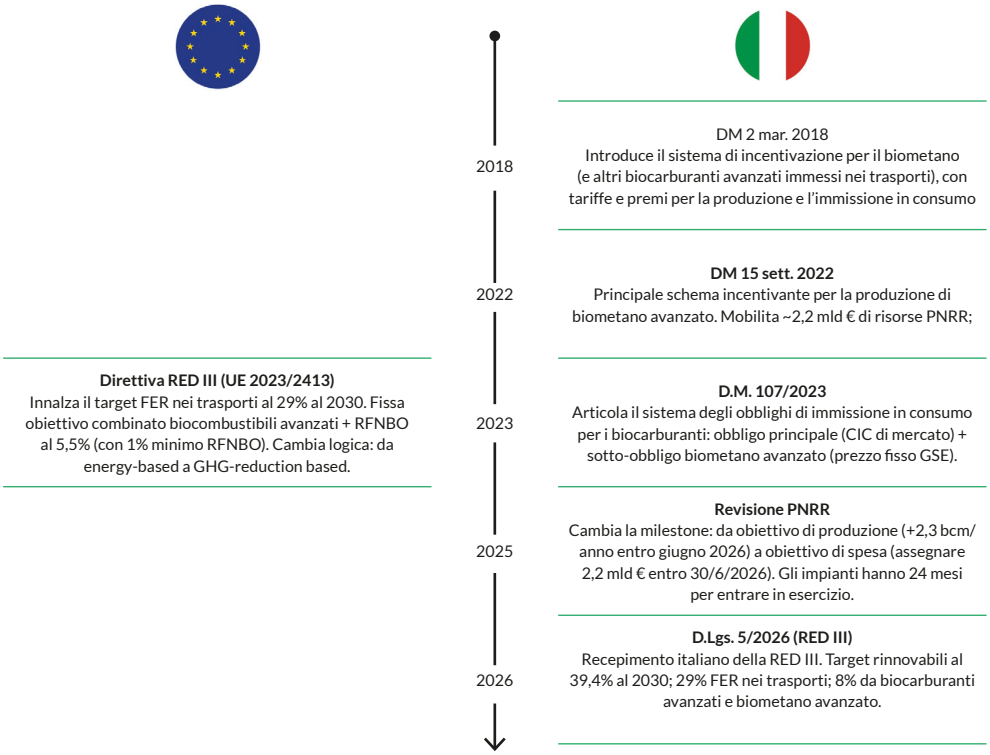
Sul piano degli **incentivi alla produzione**, il DM 15 settembre 2022 ha rappresentato il principale strumento di sostegno agli investimenti, con risorse PNRR pari a circa 2,2 miliardi di euro. La successiva revisione del PNRR e gli interventi normativi del 2025 hanno introdotto una **maggiore flessibilità operativa**, superando l'impostazione iniziale, che prevedeva una scadenza unica e inderogabile per il completamento degli impianti, ai fini dell'ottenimento del contributo in conto capitale. La nuova impostazione ha infatti spostato l'attenzione dall'obiettivo di produzione a quello di assegna-

zione delle risorse entro giugno 2026, prevedendo un termine massimo di 24 mesi per l'entrata in esercizio.

In questo contesto si inserisce anche il **DL Bollette** del 20 febbraio 2026, convertito nella L. 49/2026, che interviene su alcuni dei principali ostacoli emersi nell'attuazione del DM 2022, introducendo **termini accelerati per i procedimenti autorizzativi** (Procedura Abilitativa Semplificata e Autorizzazione Unica) e misure volte a **favorire** il completamento degli **investimenti entro** le **scadenze** del **PNRR**.

Il decreto interviene inoltre sul sistema dei **prezzi minimi garantiti** per gli impianti a biogas e biomasse, delineando una traiettoria di progressiva riconversione verso il biometano. In particolare, per gli impianti a biogas di potenza superiore a 300 kW, è previsto l'accesso ai meccanismi di sostegno fino al 31 dicembre 2030, spingendo quindi il comparto verso la **conversione al biometano**.

Figura 2.1 La timeline del quadro normativo europeo ed italiano del biometano.



Nonostante la numerosità degli interventi normativi, il quadro normativo presenta ancora alcune **criticità rilevanti**. Gli operatori della filiera segnalano come la sovrapposizione di più meccanismi incentivanti e normativi-regolatori di **breve periodo** (DM 2018, DM 2022, sistema CIC, revisioni PNRR) **generi un'incertezza regolatoria percepita come rischio sistemico**, che disincentiva gli investimenti di lungo periodo.

Anche l'attuale **struttura** degli **incentivi** non è esente da critiche e **perplessità**. I **criteri**, oggi prevalentemente basati sul raggiungimento di soglie minime di riduzione delle emissioni climalteranti (ad esempio l'80% di riduzione delle emissioni di gas serra rispetto al combustibile fossile di riferimento) e sul settore di utilizzo finale del biometano, tendono infatti a **non valorizzare** adeguatamente la **performance** effettiva degli impianti in termini di efficienza energetica e sostenibilità ambientale complessiva. Inoltre, alcuni **strumenti di sostegno**, come i contributi in conto CAPEX, possono determinare **distorsioni allocative**, favorendo in alcuni casi il sovradimensionamento degli impianti senza un corrispondente miglioramento dell'efficienza industriale o ambientale. In altri termini, i meccanismi incentivanti premiano soprattutto il rispetto di requisiti minimi e l'ambito di impiego del biometano, più che l'efficienza reale degli impianti o la loro capacità di generare benefici ambientali aggiuntivi.

In questa prospettiva, **il settore richiede un quadro regolatorio stabile, coerente e pluriennale**, capace di superare la logica degli interventi stratificati e di accompagnare lo sviluppo della filiera attraverso una visione strategica di lungo periodo.

Un ulteriore punto critico, secondo diversi operatori della filiera, riguarda il **digestato**. La sua classificazione come **rifiuto** comporta infatti, in molti casi, vincoli autorizzativi, oneri logistici e costi di gestione che riducono la competitività economica degli impianti. Inoltre, l'attuale disciplina incide indirettamente anche sulla scelta delle **biomasse in ingresso**: alcune matrici, pur presentando elevate rese energetiche, possono complicare la qualificazione del digestato come sottoprodotto o limitarne l'utilizzo agronomico. Ciò induce gli operatori a **restringere il mix** di alimentazione degli impianti, con possibili effetti negativi sull'efficienza complessiva dei processi produttivi e sulle possibilità di sviluppo dell'offerta.

Una modifica al decreto interministeriale n. 5046/2016, finalizzata a **chiarire la distinzione tra rifiuto e sottoprodotto** e ad ampliare l'elenco delle matrici ammissibili, avrebbe un impatto diretto sulla sostenibilità economica della filiera. Analogamente, due **by-product**, la CO_2 biogenica e il char (il primo generato nel corso del processo, il secondo ottenibile tramite integrazione con tecnologie termochimiche che agiscono sulle biomasse in ingresso o sul digestato), rimangono oggi **privi** di un **quadro normativo** e di mercato adeguato, nonostante il loro potenziale industriale ed agronomico: normare e incentivare il recupero di questi sottoprodotti rappresenta un'opportunità ancora non sfruttata.

Focus — Il cambio di paradigma: dalla RED II alla RED III

Il quadro normativo europeo sui biocombustibili ha subito negli ultimi anni una trasformazione strutturale, che va ben oltre la revisione dei target quantitativi. Con la Direttiva RED III (UE 2023/2413), l'Unione Europea ha ridisegnato l'intero approccio alla regolazione del settore: si passa da una logica prevalentemente *energy-based*, inaugurata dalla RED II, centrata sul volume di energia rinnovabile immessa nei trasporti, a una logica *GHG reduction-based*, che misura il contributo effettivo di ogni carburante alla riduzione delle emissioni di gas serra lungo l'intero ciclo di vita.

Questo cambio di paradigma non è solo semantico: ridefinisce le gerarchie tra le tecnologie, introduce nuovi obblighi e criteri di sostenibilità più stringenti, e colloca i biocombustibili avanzati e i combustibili rinnovabili non biologici (Renewable Fuels of Non-Biological Origin, RFNBO) al centro della strategia di decarbonizzazione dei trasporti europei.

I principali elementi di discontinuità

La RED II aveva fissato un target del 14% di energia rinnovabile nei trasporti, con un cap del 7% per i biocarburanti da colture alimentari e un sotto-obiettivo progressivo fino al 3,5% per i biocombustibili avanzati (Allegato IX-A). Il quadro era relativamente flessibile sul fronte della sostenibilità, con soglie moderate per le emissioni di GHG e schemi volontari di tracciabilità.

La RED III interviene su tutti questi elementi simultaneamente:

- Il **target di quantità di energia rinnovabile nel settore dei trasporti sale al 29%,** in alternativa a una **riduzione del 14,5% dell'intensità dei GHG, e quindi introduce** per la prima volta la possibilità di perseguire l'obiettivo in termini di abbattimento emissivo, anziché di quota energetica.
- L'obiettivo combinato per **biocombustibili avanzati e RFNBO** è fissato al **5,5%,** di cui **almeno l'1% da RFNBO**, con criteri di addizionalità specifici per l'idrogeno rinnovabile (art. 29-bis).
- I **criteri di sostenibilità** (art. 29) diventano **più severi**, con soglie GHG più elevate, in particolare per la biomassa forestale, e con una revisione triennale obbligatoria.
- Le **metodologie GHG** (art. 31) sono **aggiornate** con nuovi fattori e il nuovo art. 31-bis, che introduce maggiore granularità nel calcolo delle emissioni.
- La **tracciabilità** passa da schemi volontari e registri nazionali a una **banca dati UE obbligatoria**, integrata con le normative Fit for 55, ReFuelEU Aviation e FuelEU Maritime.
- Il **cap sui biocarburanti da colture alimentari è confermato al 7%**, ma collegato all'obbligo GHG e accompagnato da una gerarchia più stringente tra feedstock e da un rafforzamento della disciplina sull'High ILUC-risk.

Tabella 2.1 Il confronto tra RED II e RED III: il cambio di paradigma.

	RED II	RED III	Cambio di paradigma
Obiettivo trasporti	14% energia rinnovabile nei trasporti	29% energia rinnovabile o -14,5% intensità GHG	Da una logica «energy based» a una «GHG reduction-based»
Biocarburanti da colture alimentari (cap)	Limite 7%	Cap 7% confermato ma collegato all'obbligo GHG	Gerarchia tra feedstock e stretta sui biocarburanti da colture alimentari (art. 25 e 26)
High ILUC-risk	Riduzione fino allo zero entro 2030, ma con criteri iniziali	Conferma fase-out, rafforza i criteri e la revisione triennale	
Biocarburanti avanzati (Allegato IX-A)	Sotto-obiettivo progressivo fino al 3,5%	Obiettivo combinato avanzati + RFNBO = 5,5% (1% RFNBO)	Nuova architettura degli obiettivi "avanzati" (Allegato IX-A) e RFNBO (art. 25 + allegato IX + art. 29-bis) come asse strategico della transizione
RFNBO	Norme iniziali non complete	Obbligo dedicato (almeno 1%) + art. 29-bis + criteri addizionalità H_2	
Criteri sostenibilità (art. 29)	Soglie GHG relativamente moderate	Soglie più elevate e criteri più rigidi, specialmente su biomassa forestale	Criteri di sostenibilità più severi e soglie GHG più stringenti (art. 29, 29-bis, 31)
Metodologie GHG (art. 31)	Valori standard e tipici, meno dettagliati	Metodologie aggiornate, nuovi fattori e nuovo art. 31-bis	
Tracciabilità	Schemi volontari + registri nazionali	Introduzione banca dati UE obbligatoria	Tracciabilità, banca dati UE e controllo (art. 28, 30, 31-bis)
Coerenza con altre politiche UE	Relativamente limitata	Integrata con Fit for 55, ReFuelEU Aviation, FuelEU Maritime	

Il recepimento italiano

In **Italia**, il **recepimento** è avvenuto con il **D.Lgs. 9 gennaio 2026**, n. 5, che ha fissato i seguenti obiettivi nazionali al 2030:

- **39,4%** dei consumi finali provenienti da fonti rinnovabili.
- **Almeno il 29%** di energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti.
- La quota di biocarburanti avanzati, biometano avanzato, biogas avanzati e combustibili rinnovabili di origine non biologica utilizzati nel settore dei trasporti deve raggiungere **almeno l'8%**, includendo una percentuale pari all'**1%** di combustibili rinnovabili di origine non biologica.

Lo **strumento operativo** per il raggiungimento di questi obiettivi è il sistema dei **CIC** (Certificati di Immissione in Consumo), disciplinato dal D.M. 107/2023, che crea un **obbligo di mercato per i distributori di carburanti** e introduce un sotto obbligo specifico per il biometano avanzato a prezzo fisso GSE.

Implicazioni per la filiera

Il cambio di paradigma introdotto dalla RED III ha implicazioni concrete per tutti gli operatori della filiera. La competitività di un biocombustibile non dipenderà più solo dalla sua quota volumetrica, ma anche dalla sua **capacità effettiva di ridurre l'intensità carbonica del sistema dei trasporti**. Questo favorisce i biocombustibili avanzati, in particolare HVO, biometano e SAF, rispetto a quelli di prima generazione, e premia gli investimenti in processi produttivi a più bassa impronta emissiva. Al tempo stesso, l'introduzione della banca dati UE obbligatoria per la **tracciabilità** rappresenta un cambio strutturale nelle modalità di compliance, con impatti significativi sui sistemi informativi e sui processi di certificazione degli operatori, consentendo al contempo una maggior tutela rispetto alla tematica delle frodi sull'origine delle materie prime.

Lo scenario attuale: il mercato del biometano

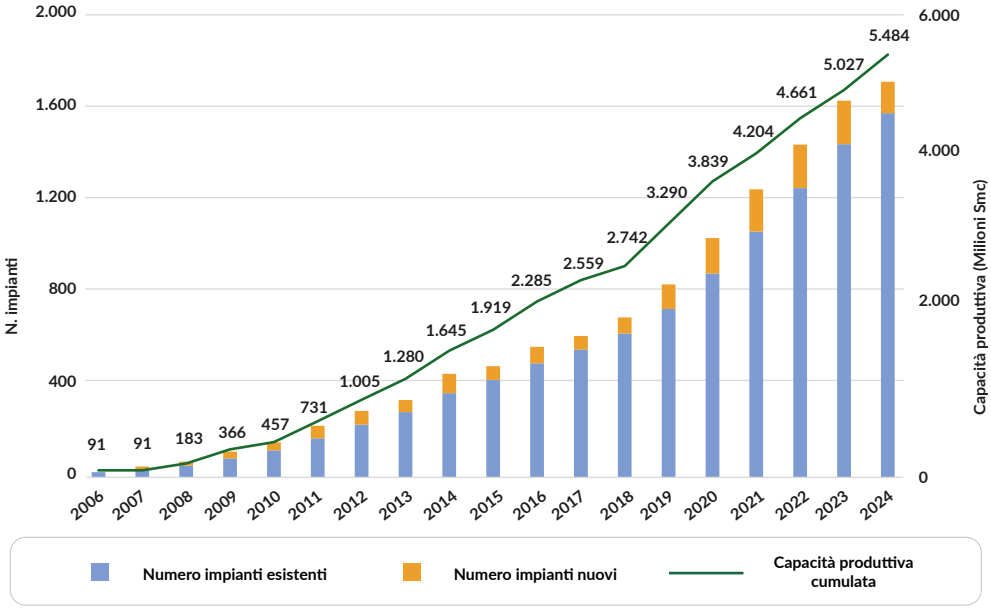
Nel **2024**, la **capacità produttiva** di biometano in **Europa** ha superato i **5 miliardi di Smc/anno**, con un parco impianti che ha superato le **1.600 unità**. Negli ultimi cinque anni, le nuove installazioni si sono mantenute in un intervallo compreso tra le 150 e le 190 unità all'anno, con una

progressiva decelerazione. Il tasso annuo medio di crescita della capacità si è ridotto dal 15% nel periodo 2018-2021 al 10% nel periodo 2023-2024, mentre quello dei nuovi impianti è passato dal 19% al 14%.

Tra il 2018 e il 2021, le unità produttive sono cresciute più rapidamente della capacità, segnalando un orientamento verso **impianti di dimensioni più contenute**. Questo rallentamento riflette sia la naturale maturazione del mercato sia le difficoltà autorizzative e di accesso alla rete che caratterizzano diversi contesti nazionali.

Figura 2.2 Numerosità degli impianti di biometano e la capacità produttiva cumulata in Europa.

Fonte: Rielaborazione E&S su dati European Biomethane Benchmark, SIA.



I **cinque principali Paesi europei**, Francia, Germania, Danimarca, Regno Unito e Italia, rappresentano complessivamente **l'85% della capacità installata**. La Francia guida la classifica con oltre 730 impianti e una produzione superiore a 1.200 MSmc, mentre la Danimarca si distingue come outlier per la taglia media degli impianti (oltre 1.400

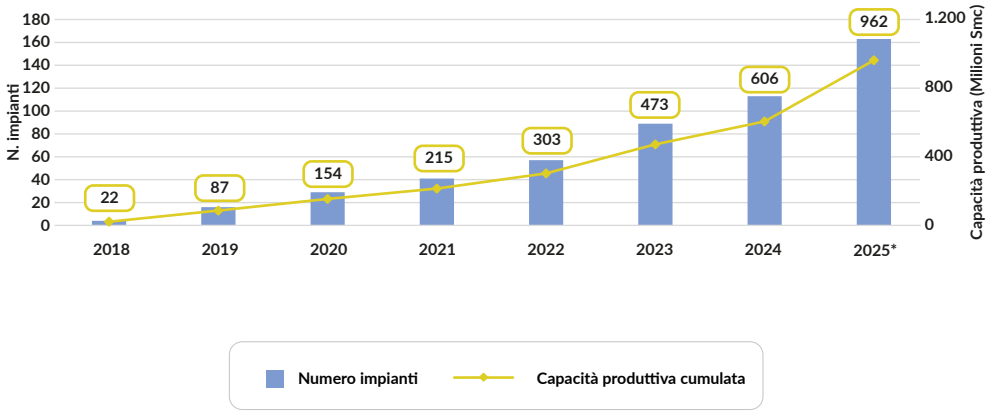
Smc/h, contro una media europea di 400-600 Smc/h), favorita da una struttura territoriale e agricola che consente impianti più concentrati e di maggiore dimensione.

1.500+	**85%**
Impianti biometano in Europa (2024)	Capacità coperta dai 5 principali Paesi UE

In **Italia**, il mercato del biometano ha registrato un'accelerazione significativa grazie agli schemi di incentivazione previsti dai DM 2018 e 2022. A fine 2025 si contavano **154 impianti in esercizio**, di cui 115 riconducibili al DM 2018. La **capacità produttiva attuale è di circa 107.000 Smc/h** (~0,9 Smc/anno). La distribuzione geografica rimane fortemente sbilanciata verso il Nord Italia, dove si concentra la maggior parte sia degli impianti attivi, sia di quelli in fase di sviluppo.

Figura 2.3 Numerosità degli impianti di biometano e la capacità produttiva cumulata in Italia.

Fonte: Rielaborazione E&S su dati piattaforma di monitoraggio PNIEC, European Biomethane Benchmark, SIA.



Il dato quantitativo, tuttavia, non evidenzia alcune criticità emerse nel confronto con gli operatori industriali e i Partner coinvolti nella Ricerca. In primo luogo, il settore continua a presentare un **elevato grado di frammentazione**: la produzione è distribuita tra centinaia di impianti di piccola scala, spesso privi di integrazione lungo la filiera. A ciò si aggiunge la **carenza** di operatori in grado di svolgere funzioni di **aggregazione** e di **coordinamento** del mercato, generando massa critica, favorendo la stipula di contratti di lungo periodo tra produttori e utilizzatori finali e promuovendo una gestione integrata dei diversi segmenti della catena del valore: dalla raccolta delle biomasse all'upgrading, dall'immissione in rete alla commercializzazione del biometano e alle attività di certificazione della sostenibilità della filiera. Questa debolezza organizzativa risulta ancora più rilevante alla luce dei crescenti obblighi di tracciabilità e certificazione della sostenibilità imposti dalla normativa europea e nazionale.

Inoltre, a monte, **l'integrazione del settore agricolo**, attore centrale nella fornitura di biomasse, nel processo di transizione dal biogas al biometano **resta incompleta** e richiede strumenti contrattuali e incentivi dedicati in grado di ridurre il rischio economico e operativo per gli agricoltori, legato in particolare agli investimenti necessari, alla volatilità dei costi delle matrici e all'incertezza regolatoria di lungo periodo. A valle, invece, la domanda, strutturata attraverso contratti stabili con utenti industriali e del settore del trasporto, è ancora poco sviluppata. Sul **fronte infrastrutturale**, i **costi di allacciamento alla rete** rappresentano una componente significativa del piano economico dei nuovi progetti, mentre i lunghi tempi di connessione incidono sulla bancabilità degli investimenti, aumentando il rischio di ritardi autorizzativi, mancato accesso agli incentivi e slittamento dei flussi di ricavo. A ciò si aggiunge il tema della saturazione virtuale della **capacità di connessione**, che continua a rappresentare un elemento di criticità non ancora risolto in modo strutturale.

Va segnalato, infine, un fattore ancora molto sottovalutato (o comunque raramente citato) nel dibattito: **la scarsa accettazione sociale degli impianti da parte delle comu-**

nità locali. Le difficoltà nei rapporti con le **autorità comunali** e con le comunità interessate rappresentano infatti una delle **cause di ritardo più frequenti** nello sviluppo dei nuovi progetti, e **richiedono** sia **investimenti in comunicazione** (per informare e sensibilizzare l'opinione pubblica), sia **procedure standardizzate** che riducano l'aleatorietà di un processo oggi eccessivamente dipendente dal contesto politico e amministrativo territoriale.

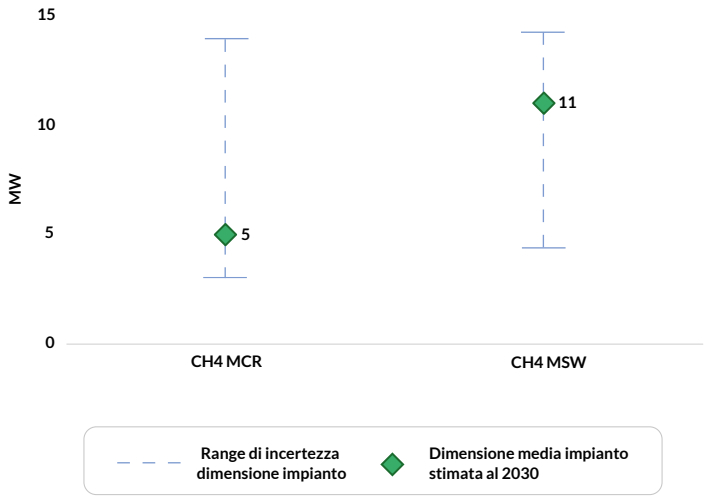
Approfondimento degli aspetti produttivi

Il **processo produttivo** del biometano si articola in **due fasi principali**: la **digestione anaerobica**, che porta alla produzione del biogas, composto per circa il 50–70% di CH_2 e per il 30–50% di CO_2, e **l'upgrading**, ossia la purificazione del biogas, che consiste nella rimozione dell'anidride carbonica tramite tecnologie come membrane, pressure swing absorption o water scrubbing, che porta ad una percentuale di metano di circa il 97%. Le **materie prime** possono essere di **origine agricola** (matrici zootecniche, **MCR** - Manure and Crop Residues) oppure derivare da rifiuti organici urbani (FORSU o **MSW** – Municipal Solid Waste). **Queste due fonti comportano differenze significative** in termini di **taglia** degli impianti e di **costi** di produzione.

La **taglia media** degli impianti di biometano (significativamente più contenuta rispetto a quella degli impianti di biocombustibili liquidi) è di circa **3–11 MW** per gli impianti **agricoli** e di **4–10 MW** per gli impianti FORSU. Questo riflette la **logica di prossimità** alla fonte delle materie prime che caratterizza la filiera del biometano (finalizzata anche a ridurre i costi logistici e l'impatto ambientale conseguente), che comporta una distribuzione capillare sul territorio e, quindi, una dimensione limitata degli impianti, a differenza delle grandi bioraffinerie, tipicamente concentrate in nodi industriali e infrastrutturali.

Figura 2.4 Taglia media degli impianti di biometano al 2030 per tipologia.

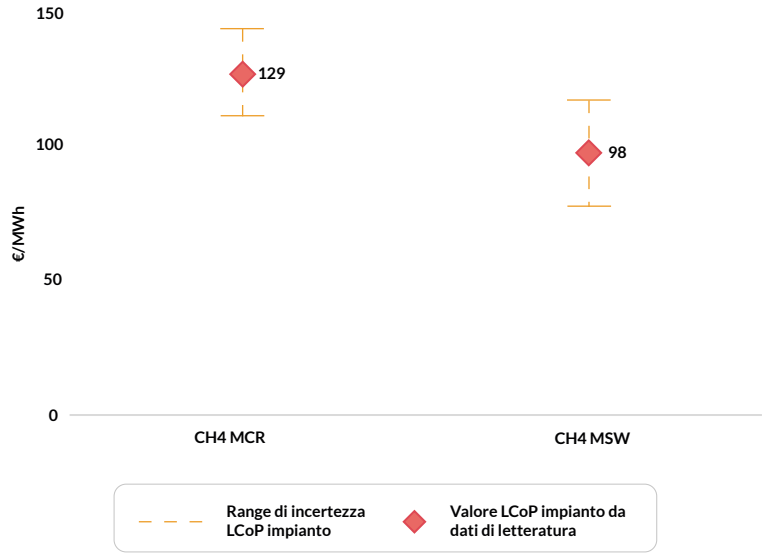
Fonte: Rielaborazione E&S su dati UE, IEA.



I **Levelized Cost of Production** (LCoP) stimati al 2030 per il biometano si collocano tra 98 €/MWh per gli impianti MSW (da FORSU) e 129 €/MWh per gli impianti MCR (agricoli). Come avviene anche per altri biocombustibili, la loro **presenza sul mercato** è oggi resa possibile dal fatto che il relativo extra-costo rispetto al metano tradizionale viene compensato da un sistema di incentivazione e non riflette ancora una piena competitività intrinseca.

Figura 2.5 Levelized Cost of Production (LCoP) del biometano al 2030 per tipologia.

Fonte: Rielaborazione E&S su dati UE, IEA.



Analizzando la struttura del costo di produzione, emergono tre elementi chiave per il biometano:

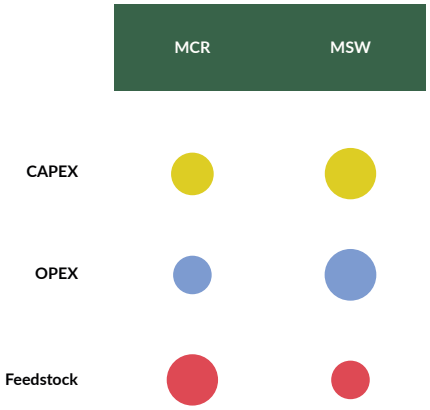
- **CAPEX:** l'impatto è maggiore sugli impianti MSW, in quanto necessitano di una sezione dedicata al pretrattamento della materia prima, generalmente non richiesta, o in misura molto inferiore, negli impianti agricoli.
- **OPEX:** i costi operativi di gestione e manutenzione sono caratterizzati da un'incidenza percentuale leggermente più elevata per gli impianti MSW rispetto a quelli a matrice agricola a causa della maggiore complessità delle attività di pretrattamento, della gestione degli scarti e dei più elevati costi di manutenzione ed esercizio.
- **Feedstock:** si tratta della componente più critica e volatile dell'intero LCoP. La materia prima è prevalentemente di origine locale, riducendo l'esposizione al rischio geopolitico ma non eliminando la variabilità di costo legata alla disponibilità stagionale e ai contratti

di approvvigionamento. I costi di approvvigionamento del feedstock risultano generalmente inferiori per gli impianti MSW rispetto a quelli a matrice agricola, in quanto il trattamento della frazione organica dei rifiuti urbani beneficia tipicamente di corrispettivi di conferimento (gate fee), mentre le biomasse agricole comportano costi di produzione, acquisto e logistica.

Figura 2.6 Componenti di costo del LCoP del biometano al 2030 per tipologia: confronto qualitativo tra CAPEX, OPEX e feedstock.

Fonte: Rielaborazione E&S su dati UE, IEA.

Nota: la dimensione delle bolle, mostra una ripartizione qualitativa sul totale dei costi e non un confronto in termini assoluti.



Lo scenario futuro: le prospettive e la visione di sintesi

Al fine di valutare le prospettive future del biometano in Italia al 2035, sono stati definiti i seguenti due scenari:

- **Scenario conservativo**: si tratta di uno scenario di sviluppo «inerziale», che proietta le attuali dinamiche di mercato e non prevede l'introduzione di ulteriori provvedimenti di policy volti a dare un ulteriore slancio alla diffusione del biometano nel nostro Paese.
- **Scenario ottimistico**: si fa riferimento a uno scenario di sviluppo «accelerato» rispetto agli attuali trend, grazie anche a un supporto legislativo ad hoc che consenta di avvicinarsi il più possibile ai target nazionali.

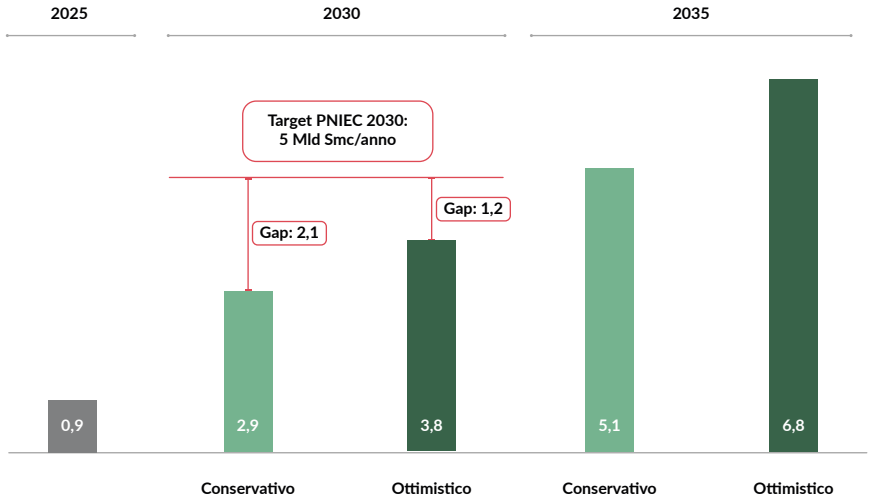
A partire dalla definizione di questi due scenari, sono state identificate le prospettive di sviluppo della capacità produttiva di biometano in Italia al 2030 e al 2035, con un **confronto con i target normativi fissati dal PNIEC per il 2030**.

In particolare, il tasso di crescita medio annuo della capacità produttiva di biometano varia tra il 15% nello scenario conservativo e il 25% in quello ottimistico. Nello **scenario conservativo**, la capacità produttiva di biometano resta **legata** alle **normative vigenti** fino al 2030 (impatto positivo del DM 2022 e negativo del DL Bollette) e sarà spinta solo in misura limitata da ulteriori schemi incentivanti fino al 2035. Invece, nello **scenario ottimistico**, la capacità produttiva di biometano beneficia di un **deciso supporto normativo di medio termine** che fornisce stabilità e ne favorisce la crescita al 2035.

Dall'analisi degli scenari, **emerge chiaramente l'impossibilità di raggiungere il target normativo fissato dal PNIEC al 2030**. Infatti, il Piano si pone **l'obiettivo di raggiungere 5 Mld Smc/anno al 2030**. Tuttavia, **entrambi gli scenari si**

fermano a cifre inferiori rispetto al target. Emerge quindi un **divario tra il target normativo e la capacità produttiva stimata al 2030** compresa **tra** un **minimo** di **1,2 Mld Smc/anno** (scenario ottimistico) ed un **massimo** di **2,1 Mld Smc/anno** (scenario conservativo). Il target normativo al 2030 sarà con più probabilità raggiunto, e superato, ma solo al 2035, quando la capacità produttiva toccherà i 5,1 Mld Smc/anno nello scenario conservativo e 6,8 Mld Smc/anno nello scenario ottimistico.

Figura 2.7. Scenari di sviluppo della capacità produttiva di biometano in Italia al 2030 e 2035 [Mld Smc/anno].



Infine, è possibile fornire una **visione di sintesi del livello di maturità del biometano** grazie alla triplice prospettiva di analisi considerata nel presente Rapporto di Ricerca.

Complessivamente, emerge che il biometano presenta un **profilo di maturità di livello medio-alto**, sebbene differenziato in base alla prospettiva di analisi: elevato sotto il profilo produttivo, medio per lo sviluppo del mercato e per il quadro normativo.

Con riferimento alla **produzione**, le tecnologie sono oramai **sufficientemente consolidate**: i processi produttivi

disponibili consentono la produzione di biometano a partire da un'ampia varietà di materie prime, con costi in progressiva riduzione, mentre la disponibilità di materie prime non sembra costituire un vincolo. Il settore appare quindi pronto per una crescita su scala più sostenuta.

Il **mercato** mostra **segnali di crescita costante**, grazie anche alle caratteristiche del biometano, che non richiede modifiche infrastrutturali per il suo trasporto e utilizzo e riduce i rischi per gli investitori. **Tuttavia, non si è ancora sviluppato un mercato maturo «glocale» del biometano**, capace di integrare la produzione distribuita su scala locale con flussi di scambio strutturati a livello nazionale e internazionale.

Per quanto concerne la **normativa**, se è vero che in Italia, nel recente passato, sono state varate **misure importanti** a supporto dello sviluppo del comparto, è altresì vero che tali iniziative sono **caratterizzate da un orizzonte temporale piuttosto limitato. Manca** quindi un **quadro normativo strategico di lungo periodo**, che garantisca la stabilità necessaria per mobilitare gli investimenti privati in modo significativo e coerente con gli obiettivi prefissati. Ridurre questa incertezza, attraverso meccanismi incentivanti di medio-lungo termine ed una semplificazione autorizzativa strutturale, è la condizione abilitante per trasformare il potenziale del biometano in crescita effettiva.

Messaggi Chiave

Capitolo 2
Il biometano

Il biometano è oggi una soluzione molto promettente per la decarbonizzazione delle emissioni in diversi ambiti d'uso, dai trasporti al residenziale e all'industria. I processi di produzione sono maturi, le infrastrutture di distribuzione esistenti sono compatibili e il biometano non presenta barriere strutturali all'utilizzo, che può avvenire in purezza. Eppure, il biometano fatica ad esprimere appieno il proprio potenziale, e le ragioni sono molteplici: un'elevata complessità autorizzativa, una ridotta bancabilità dei progetti, una filiera scarsamente integrata, una scarsa competitività di costo rispetto al metano di origine fossile, e l'assenza di una visione strategica di lungo periodo da parte dei policy maker, che dia la necessaria stabilità agli operatori. Queste considerazioni sono alla base del divario con gli obiettivi normativi al 2030.

- **Una produzione locale**. Sono presenti numerosi impianti, ma di piccola taglia, che portano a un mercato in crescita ma strutturalmente fragile. Uno sviluppo organico del mercato richiederebbe l'integrazione di questi piccoli produttori in una filiera globale capace di valorizzare le peculiarità territoriali favorendo l'indipendenza energetica del nostro Paese.

- **Un quadro normativo caratterizzato da incentivi intermittenti**. Serve una visione sinergica, non solo incentivi alla produzione. Gli strumenti normativi esistenti agiscono quasi esclusivamente sul lato della produzione, lasciando irrisolti i nodi della domanda strutturata e dell'integrazione di filiera. Un quadro normativo efficace dovrebbe fornire un piano strutturato e di lungo periodo che dia la necessaria stabilità per favorire gli investimenti e supportare uno sviluppo organico del mercato.

- **Mancato raggiungimento degli obiettivi PNIEC**. Nonostante il biometano sia una soluzione promettente con un buon livello di maturità, gli obiettivi fissati dal PNIEC al 2030 non saranno raggiunti, anche a causa di lunghi tempi di autorizzazione e realizzazione degli impianti.

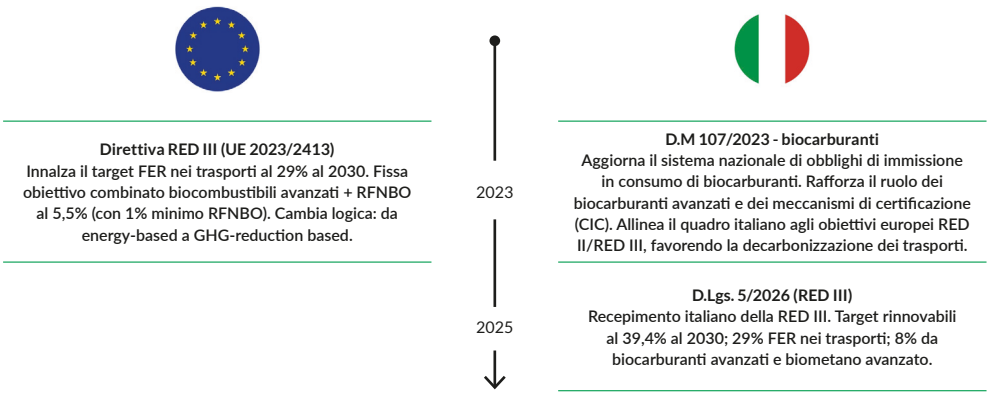
3.
I biocombustibili liquidi

I biocombustibili liquidi occupano oggi una posizione ambivalente nel panorama energetico europeo: da un lato, rappresentano la risposta più immediata alla decarbonizzazione del parco veicolare esistente, che non può essere sostituito in tempi brevi; dall'altro, la loro diffusione è ancora condizionata da una competitività di costo strutturalmente dipendente dal contesto regolatorio, da filiere di approvvigionamento concentrate e vulnerabili, e da un quadro normativo in transizione che non ha ancora raggiunto la stabilità necessaria per orientare gli investimenti di lungo periodo.

Il contesto: il quadro normativo a supporto dei biocombustibili liquidi

Il quadro normativo di riferimento per i biocombustibili liquidi è definito dalla **Direttiva RED III** (UE 2023/2413) e dal suo recepimento italiano tramite il D.Lgs. 9 gennaio 2026, n. 5. Il cambio di paradigma introdotto dalla RED III rispetto alla RED II, dal target energetico quantitativo alla logica di riduzione dell'intensità GHG, è analizzato in dettaglio nel Focus dedicato a cui si rimanda (si veda "Focus: Il cambio di paradigma: dalla RED II alla RED III").

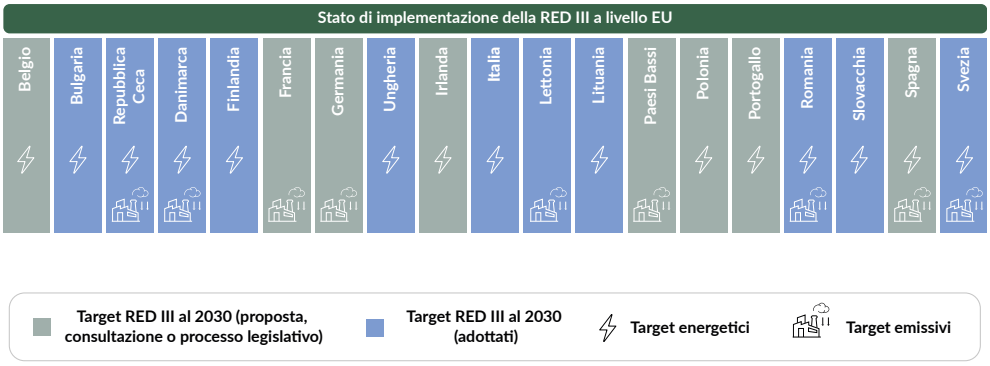
Figura 3.1 La timeline del quadro normativo europeo ed italiano dei biocombustibili liquidi.



Rispetto al recepimento della direttiva da parte degli Stati membri, **a febbraio 2026 la direttiva risultava recepita da 19 Paesi**, con **approcci differenziati**: 10 hanno adottato obiettivi di tipo energetico, 4 obiettivi basati sulle emissioni e 5 una combinazione dei due. Solo Romania e Repubblica Ceca avevano rispettato la scadenza originaria di maggio 2025.

Figura 3.2 Stato di implementazione della RED III nei diversi Paesi europei a febbraio 2026.

Fonte: Rielaborazione E&S su dati UE, European Biodiesel Board (EBB).



In **Italia**, il recepimento della RED III ha consolidato il sistema dei **Certificati di Immissione in Consumo (CIC)**, disciplinato dal D.M. 107/2023. Gli operatori sono tenuti a rispettare un obbligo di consumo con biocombustibili liquidi o di acquistare CIC sul mercato. Il prezzo dei CIC dipende dal costo dei biocombustibili liquidi, dall'equilibrio tra domanda e offerta e dalla struttura delle sanzioni previste nei confronti dei soggetti obbligati che non adempiono agli obblighi di immissione. **Il mercato è caratterizzato da un'elevata concentrazione degli operatori**, elemento che ne limita la liquidità e amplifica la volatilità dei prezzi.

Per quanto riguarda il resto del mondo, invece, non esiste un unico modello per promuovere i biocombustibili. I **Paesi combinano in modo diverso obblighi, segnali di prezzo e incentivi**. Il vero benchmark non è il singolo modello, ma la capacità di integrare mercato e politica industriale.

In questo contesto, i diversi **sistemi** possono essere letti lungo un **continuum che va da sistemi basati sul mercato a sistemi regolati, fino a configurazioni ibride che cercano di bilanciare efficienza economica e stabilità**. **I sistemi basati sul mercato**, diffusi soprattutto in Europa e negli Stati Uniti[1], utilizzano strumenti negoziabili per internalizzare il costo della decarbonizzazione. In questi modelli, il prezzo della compliance emerge, con diversi gradi di intervento pubblico, dall'incontro tra domanda e offerta di certificati, creando incentivi all'efficienza e all'innovazione. Tuttavia, questa impostazione comporta anche una maggiore esposizione alla volatilità e alla complessità regolatoria, come evidenziato dalle dinamiche del mercato tedesco[2] e statunitense.

1 Fonte:U.S. Energy Information Administration (EIA), EPA Renewable Fuel Standard.

2 Fonte: Climate Protection Program 2026, (Federal Immission Control Act - BImSchG) – art 37; European Energy Exchange (EEX – mercato GHG quota).

All'estremo opposto si collocano i **sistemi più regolati**, in cui lo Stato mantiene un controllo diretto sui meccanismi di incentivazione, attraverso leve fiscali o sussidi. In questi casi, l'obiettivo ambientale viene perseguito garantendo maggiore prevedibilità dei costi per gli operatori e una più semplice implementazione, ma a scapito della flessibilità e dell'efficienza allocativa. Il modello francese[3], basato su una tassa incentivante, e quello indonesiano[4], fondato su un ampio sistema di sussidi, rappresentano due declinazioni di questo approccio.

Tra questi due poli si sviluppano i modelli ibridi, che combinano strumenti di mercato con interventi pubblici mirati. Il caso più emblematico è quello degli Stati Uniti, dove al sistema di obblighi volumetrici si affianca un robusto schema di incentivi fiscali alla produzione. Questa integrazione consente di agire simultaneamente sulla domanda e sull'offerta, trasformando la decarbonizzazione in una leva di attrazione degli investimenti. Anche il Regno Unito[5] adotta una logica simile, introducendo meccanismi di stabilizzazione dei prezzi che limitano i rischi per gli operatori pur mantenendo la flessibilità del mercato.

3 Fonte: Code des douanes, Ministère de la Transition écologique, Articolo 266 quindecies del Codice delle Dogane francese.
4 Fonte: Ministry of Energy and Mineral Resources (MEMR), International Energy Agency (IEA, "Indonesia Energy Policy Review").
5 Fonte: UK Department for Transport (RTFO Orders).

Figura 3.3 La normativa a supporto dei biocombustibili liquidi: il confronto internazionale.

Paese	Tipo sistema	Driver obbligo	Strumento compliance	Formazione prezzo	Incentivi	Punti distintivi
Italia	Certificati (CIC)	Energia (Gcal)	Blending + CIC	Parz. regolato (GSE)	-	Sistema market-based con obbligo di domanda
Germania	GHG quota	CO_2 (Riduzione %)	Multi-tech + crediti GHG	Mercato (€/tCO_2)	-	Focus emissioni, Tech-neutral
Francia	Fiscale (TIRUERT)	Volume (%)	Blending o tassa	Fisso (valore tassa)	-	Sistema semplice, no mercato
USA	Certificati (RIN) + IRA	Volume (RVO)	Blending + RIN	Mercato (Volatile)	IRA (Tax Credits)	Sistema doppio: domanda + offerta
Regno Unito	Certificati + penalty	Volume (RTFO)	RTFC o buy-out	Mercato + cap (buy-out)	Double counting	Price cap, stabilità prezzi
Indonesia	Mandato + sussidio	Volume (%)	Blending obbligatorio	Amministrato	Fondo BPDPKS	Policy industriale, no mercato

Sistemi di mercato Sistemi regolati

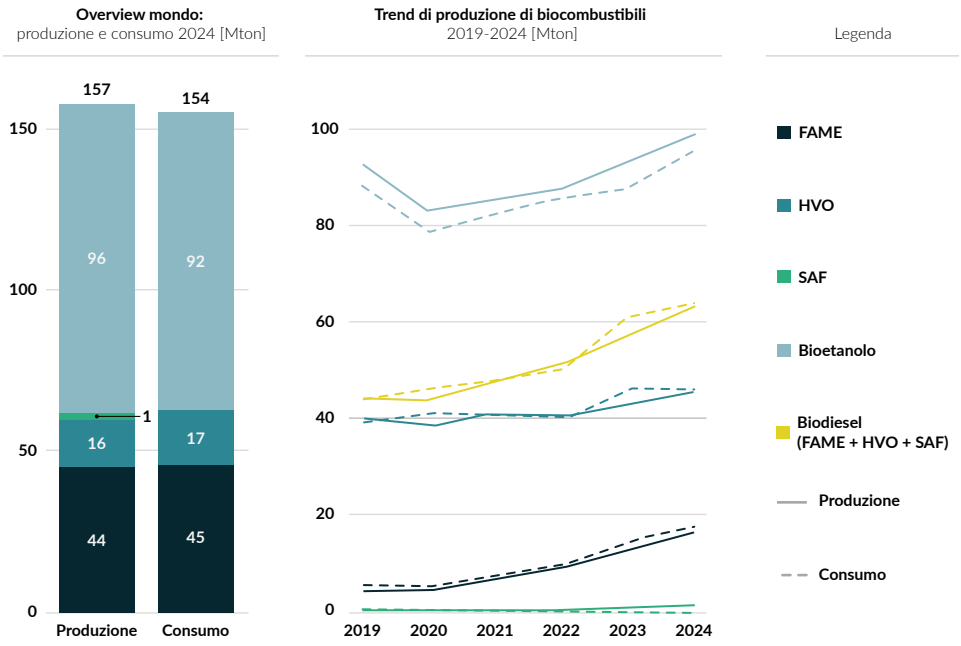
In linea con la RED III, il focus si sta spostando dalla quantità di biocarburante immesso in consumo alla sua effettiva capacità di abbattere l'intensità carbonica, un **cambio di paradigma** che ridefinisce le logiche competitive dell'intero settore.

Lo scenario attuale: il mercato dei biocombustibili liquidi

Nel 2024, la **produzione mondiale** di **biocombustibili liquidi** ha raggiunto circa **157 milioni di tonnellate**, a fronte di un consumo pari a 154 milioni di tonnellate. Nello stesso anno, la produzione di combustibili fossili per uso trasporti si è attestata a poco più di 2,5 miliardi di tonnellate. Il **biocarburante più diffuso** resta il **bioetanolo**, che rappresenta circa il 60% della produzione totale, seguito dal FAME e dall'HVO. Negli ultimi vent'anni, la produzione mondiale è cresciuta sette volte, consolidando il settore come uno dei comparti energetici rinnovabili più maturi a livello globale.

Figura 3.4 Il quadro a livello mondiale di produzione e consumo dei biocombustibili liquidi.

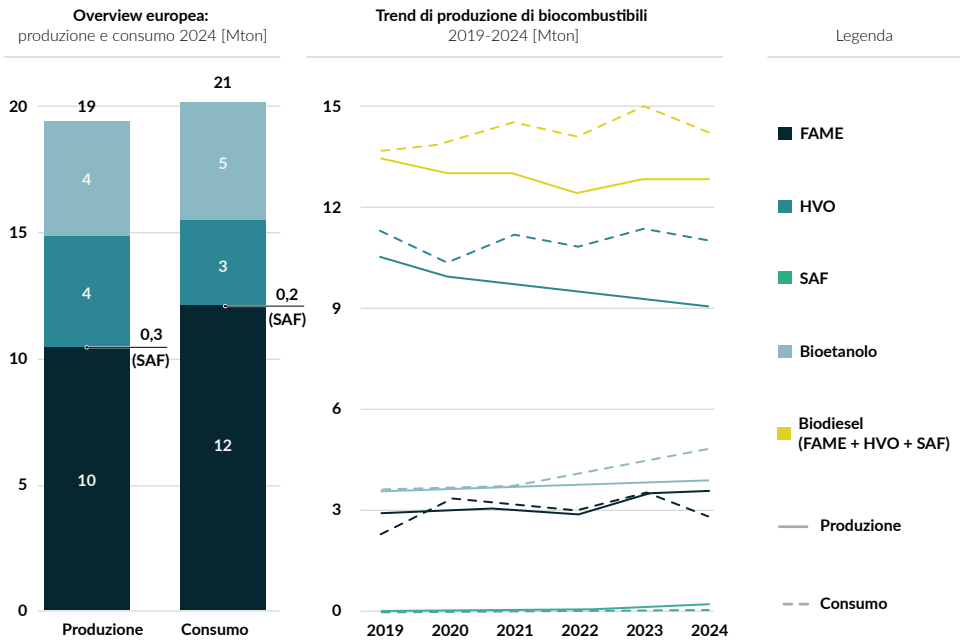
Fonte: Rielaborazione E&S su dati World Bioenergy Association, Global Biofuels Alliance.



Nel 2024 la **produzione europea** ha raggiunto circa **19 milioni di tonnellate** a fronte di un consumo di 21 milioni di tonnellate. Il FAME rappresenta oltre il 50% della produzione europea, ma è l'HVO a registrare la crescita più sostenuta, con Paesi Bassi e Italia come principali hub produttivi. I **primi cinque Paesi coprono il 90% della produzione UE**.

Figura 3.5 Il quadro a livello europeo di produzione e consumo dei biocombustibili liquidi.

Fonte: Rielaborazione E&S su dati World Bioenergy Association, Global Biofuels Alliance, European Biodiesel Board, USDA.

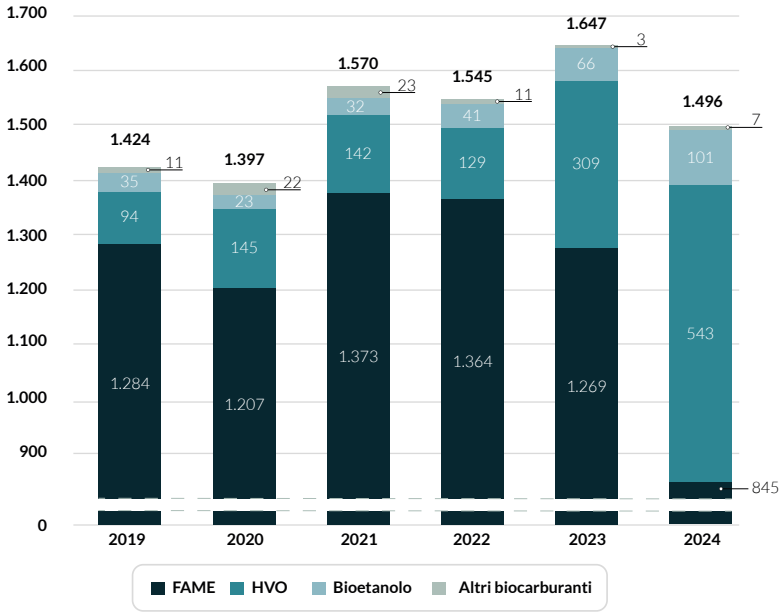


Nel periodo 2019-2024, il consumo totale di biocombustibili liquidi in **Italia** si è mantenuto stabile tra **1,4 e 1,6 milioni di tonnellate e rappresenta meno del 4% del totale dei consumi totali di combustibili del settore dei trasporti**. La composizione del mix è in profonda trasformazione: fino al 2022 dominava il FAME, mentre dal 2023 si registra una **forte crescita dell'HVO** (proprio a scapito del FAME). Questo è dovuto a varie motivazioni: la possibilità di utilizzare HVO in purezza, la disponibilità di materie prime e (non ultimo) la similitudine dei processi produttivi

di HVO e SAF, che permette evidenti sinergie (in termini di flessibilità di mix ed economie di scala). Va segnalato che nel 2024 i consumi hanno fatto registrare un'inversione di tendenza, attestandosi nel complesso a 1.496 kton (con una contrazione di circa il **9%** rispetto all'anno precedente).

Figura 3.6 Il consumo di biocombustibili liquidi in Italia: breakdown per tipologia.

Fonte: Rielaborazione E&S su dati piattaforma di monitoraggio PNIEC, GSE.

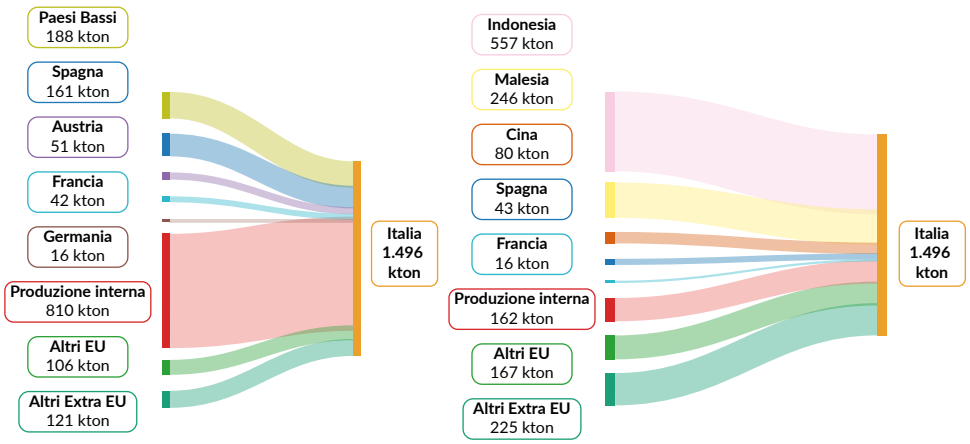


Sul versante dell'approvvigionamento, nel **2024 l'Italia ha prodotto internamente** il **54%** dei biocombustibili che consuma. Le importazioni di prodotto finito provengono principalmente dai Paesi Bassi e Spagna. Considerando la provenienza delle **materie prime, i biocombustibili consumati in Italia sono prodotti prevalentemente con materie prime provenienti dall'Indonesia e dalla** Malesia, che rappresentano circa il 53% del totale. L'approvvigionamento delle materie prime ha quindi un "respiro globale" che può rappresentare un elemento di **vulnerabilità strutturale** della filiera in termini di sicurezza degli approvvigionamenti. Sarebbe auspicabile supportare lo sviluppo di filiere

europee di materie prime per ridurre la dipendenza dagli approvvigionamenti internazionali di materie prime. Infatti, anche se l'Italia produce una buona parte dei biocombustibili che consuma, rimane dipendente dai Paesi che le forniscono la materia prima.

Figura 3.7 Provenienza dei biocombustibili immessi in consumo per: *sinistra*: Paese di produzione nel 2024 [kton], *destra*: Paese di origine della materia prima nel 2024 [kton].

Fonte: Rielaborazione E&S su dati piattaforma di monitoraggio PNIEC, GSE.



Approfondimento degli aspetti produttivi

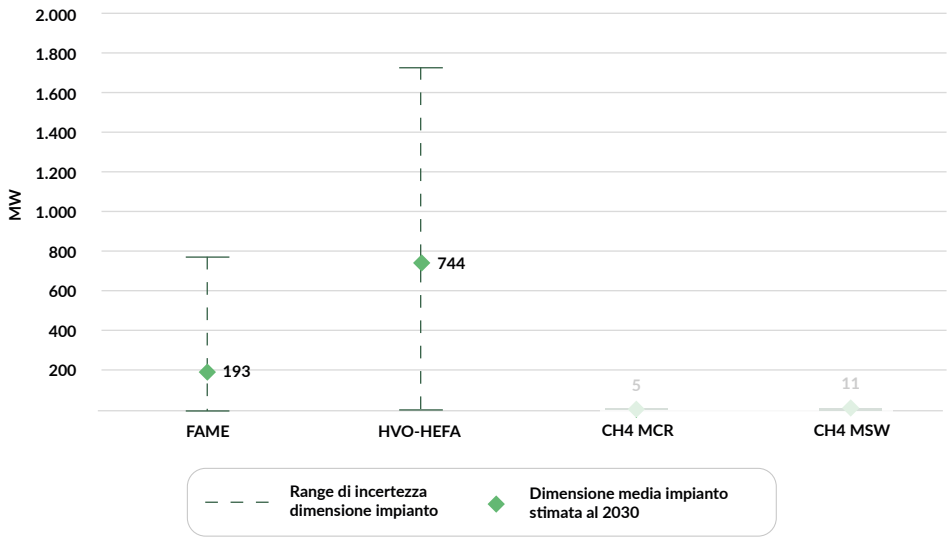
I biocombustibili liquidi si distinguono per il processo di produzione. Il **FAME** è ottenuto per **transesterificazione**, **l'HVO e il SAF** (per il quale è stato considerato il processo di produzione *Hydroprocessed Esters and Fatty Acids*, HEFA) tramite **idrogenazione** di oli vegetali e grassi animali, mentre il **bioetanolo** è ottenuto per **fermentazione anaerobica** di zuccheri semplici e di materiale fibrocellulo-

sico. A differenza del biometano, caratterizzato da impianti diffusi e di piccola taglia, i biocombustibili liquidi sono prodotti in **bioraffinerie di grandi dimensioni**, in molti casi simili a quelle degli impianti di raffinazione tradizionale, fondamentalmente per sfruttare le economie di scala e ridurre i costi di produzione. Questo richiede **ingenti investimenti iniziali** (con conseguenti barriere all'ingresso di natura finanziaria).

Va tuttavia precisato che le dimensioni degli impianti **variano significativamente** in base alla **tipologia di biocombustibile**: in particolare, gli impianti che producono HVO e HEFA-SAF sono caratterizzati da dimensioni anche 9 o 10 volte superiori rispetto a quelle medie degli impianti dedicati al FAME. Questo è dovuto alle caratteristiche intrinseche dei processi produttivi, che incidono sulla **dimensione efficiente minima** degli impianti**, significativamente più elevata per HVO e SAF**.

Figura 3.8 Taglia media degli impianti di biocombustibili liquidi al 2030 per tipologia.

Fonte: Rielaborazione E&S su dati UE, IEA.

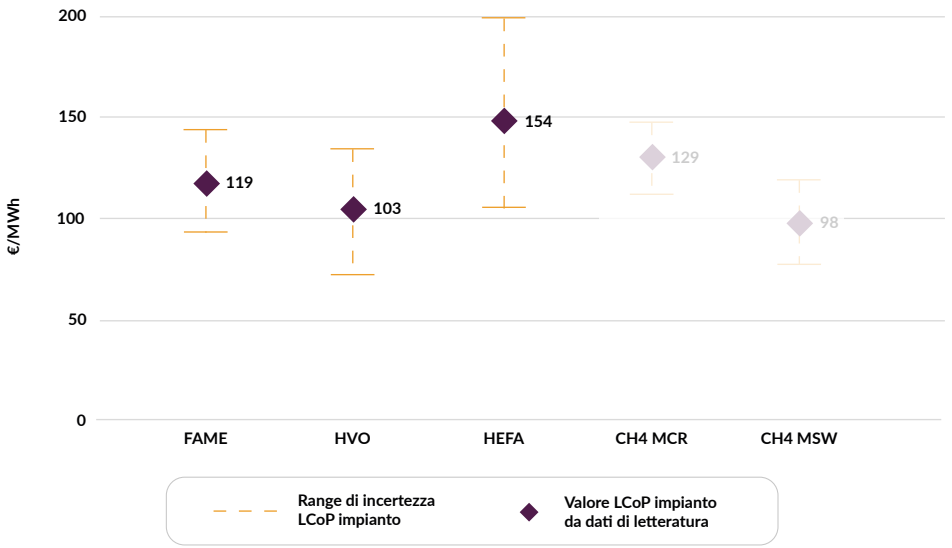


I costi livellati di produzione (LCoP) stimati al 2030 variano dai **103 €/MWh dell'HVO ai 119 €/MWh del FAME rispetto agli attuali 136 €/MWh dell'HVO e 143 €/MWh del FAME.** Se confrontiamo **gli attuali prezzi di mercato, vediamo come tali valori siano superiori ai 130€/MWh del diesel fossile (valore** al netto delle imposte **prima della crisi geo-politica legata all'Iran)**. Emerge dunque che oggi i biocombustibili liquidi non sono competitivi rispetto agli equivalenti fossili

Il **range** di incertezza dei **LCoP** stimati al **2030** per i biocombustibili liquidi, possono chiaramente **variare a seconda di diversi fattori**, come lo sviluppo degli impianti di produzione nei prossimi anni, il Paese europeo preso in esame, le economie di scala che si riescono a raggiungere e altri fattori che da qui al 2030 possono influenzare i biocombustibili nel loro complesso.

Figura 3.9 Levelized Cost of Production (LCoP) dei biocombustibili liquidi al 2030 per tipologia.

Fonte: Rielaborazione E&S su dati UE, IEA.

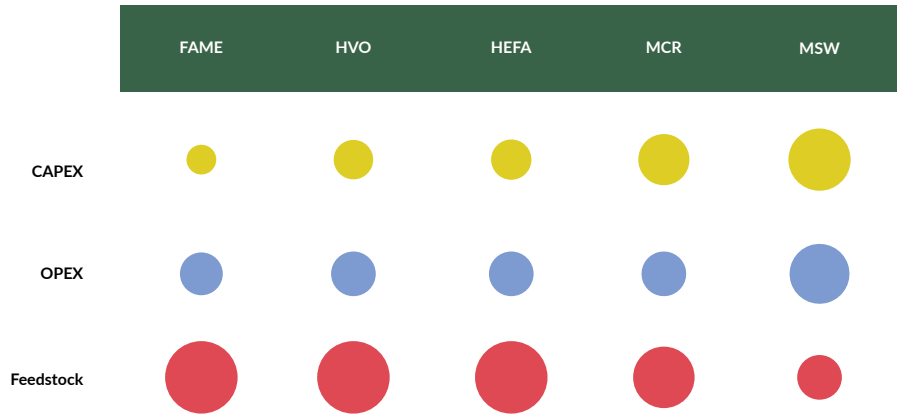


Analizzando la **struttura del costo**, la **componente più rilevante e più volatile per tutti i biocombustibili liquidi è** il **feedstock (materia prima)**, il che incrementa il rischio finanziario dei progetti. Il **CAPEX incide in modo relativamente più contenuto sui biocombustibili liquidi rispetto al biometano**. Da sottolineare però come il CAPEX dell'impianto cresca in modo meno che proporzionale rispetto alla taglia: gli impianti più grandi presentano costi di investimento unitari più contenuti. Da letteratura, infatti, il FAME presenta un valore CAPEX di circa 570€/kW, contro 1.035 €/kW dell'HVO/HEFA-SAF. Gli impianti a biometano presentano valori medi molto più elevati, compresi tra 3.300 e 5.300 €/kW, rispettivamente per gli impianti di tipo agricolo e FORSU.

Figura 3.10 Componenti di costo del LCoP dei biocombustibili liquidi al 2030 per tipologia: confronto qualitativo tra CAPEX, OPEX e feedstock.

Fonte: Rielaborazione E&S su dati UE, IEA.

Nota: la dimensione delle bolle, mostra una ripartizione qualitativa sul totale dei costi e non un confronto in termini assoluti.



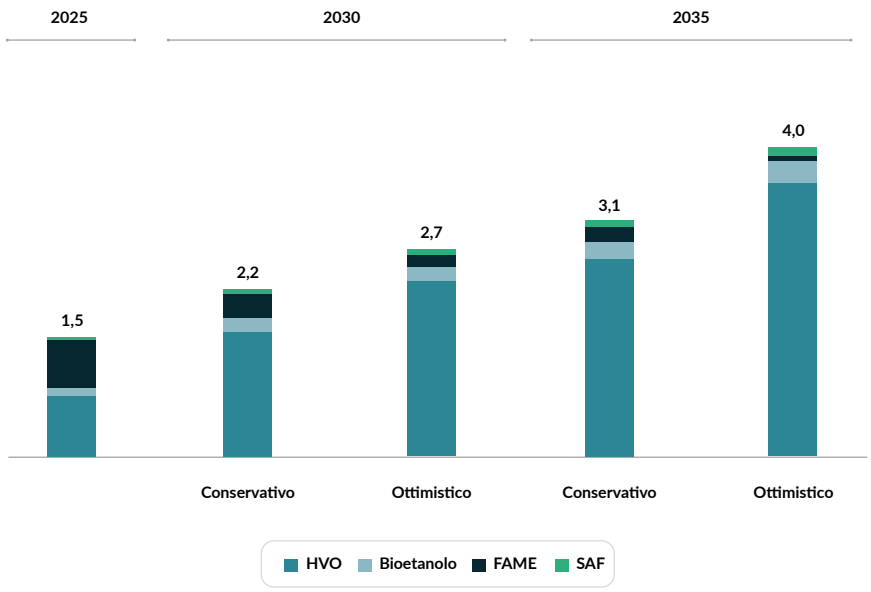
Oggi la **competitività dei biocombustibili** è ancora **bassa** e **dipende più dal contesto regolatorio** (es. certificati CIC nel nostro Paese) che da un reale vantaggio di costo rispetto ai combustibili fossili. **L'obiettivo**, nel medio-lungo periodo, è **renderli competitivi grazie a una riduzione del LCoP**, e non per effetto di un aumento dei prezzi dei combustibili fossili dovuti a dinamiche di mercato o normative.

Lo scenario futuro: le prospettive e la visione di sintesi

Anche in questo caso (come per il biometano) si è proceduto a stimare la domanda di biocombustibili liquidi in Italia al 2030 ed al 2035 nei due scenari (conservativo e ottimistico).

Nello **scenario conservativo**, il consumo di biocombustibili liquidi in Italia si assesta a **2,2 Mton/anno al 2030 ed a 3,1 Mton/anno al 2035**. Tale valore **cresce soprattutto grazie alla crescita del consumo di HVO**, che rappresenta il 75% e l'85% del totale, rispettivamente al 2030 ed al 2035, facendo registrare un tasso di crescita medio annuo del 10% nel decennio 2025-2035. La crescita dell'HVO è **accompagnata da una sempre minore rilevanza del FAME**, penalizzato dal fatto di poter essere utilizzato solo in miscela. A questo si somma una **crescita contenuta di bioetanolo e SAF**. Nello scenario **ottimistico**, il consumo di biocombustibili liquidi in Italia è stimato in **2,7 Mton/anno al 2030 e 4 Mton/anno al 2035**. **Il tasso di crescita dell'HVO è ancora più sostenuto** nello scenario ottimistico, raggiungendo il 20% medio annuo. In questo modo, l'HVO arriva a coprire l'85% del consumo totale di biocombustibili liquidi già al 2030, per poi raggiungere il 90% al 2035. L'HVO **sostituisce quasi totalmente il FAME**, e si assiste a una crescita più rilevante di bioetanolo e SAF (più marcata tra il 2030 e il 2035).

Figura 3.11 Scenari di sviluppo al 2030 e 2035 del consumo di biocombustibili liquidi in Italia [Mton/anno].



In conclusione, si fornisce una visione di sintesi del **livello di maturità dei biocombustibili liquidi** grazie alla triplice prospettiva di analisi del presente Rapporto di Ricerca.

Complessivamente, dal quadro emerge che i biocombustibili liquidi presentano una **maturità più contenuta rispetto al biometano in tutte e tre le prospettive di analisi**.

Sul fronte della **produzione**, se da un lato esistono **processi produttivi che hanno raggiunto un buon livello di maturità**, questi sono legati a **standard proprietari**, che ne limitano la diffusione su larga scala. La **concentrazione** della produzione presenta però vantaggi in termini di efficienza e competitività economica. Inoltre, va sottolineato che sono attualmente **in fase di sviluppo soluzioni innovative**, che potrebbero garantire una maggiore competitività di costo e/o una maggiore diversificazione delle fonti. A questo riguardo, è importante sottolineare la **valenza strategica** che la **riconversione in bioraffinerie di impianti "tradizionali"** può avere nel riequilibrare il *Supply/Demand Balance* dei combustibili fossili europei e, al contempo,

supportare il processo di transizione energetica, minimizzando oltretutto gli impatti in termini di perdite occupazionali. La filiera produttiva nazionale è però legata ad un **approvvigionamento strategico di materie prime di "respiro globale"**, che influenza la capacità della filiera di rispondere rapidamente a variazioni di approvvigionamento dovute, ad esempio, da tensioni geopolitiche.

Per quanto riguarda il **mercato**, infine, i biocarburanti liquidi hanno fatto registrare una **crescita** di produzione e consumi piuttosto **rilevante** negli ultimi anni, seppure con **dinamiche ancora instabili e disomogenee** tra le diverse tipologie di biocombustibili liquidi. Permane una **barriera** strutturale per i biocombustibili liquidi che necessitano di essere utilizzati in **blending** con combustibili tradizionali. Questo aspetto ne limita le prospettive di crescita, soprattutto laddove esistano alternative costituite da biocombustibili utilizzabili in purezza, che inevitabilmente sono destinati a sostituire i loro "omologhi" di origine fossile (vista, oltretutto, la loro competitività di costo).

Considerando infine la **normativa**, si evidenzia un **supporto ancora limitato** per favorire appieno lo sviluppo ed il consumo dei biocombustibili liquidi. Nel contesto nazionale, i CIC rappresentano ad oggi un punto cardine per la normativa che mira a promuovere lo sviluppo dei biocombustibili liquidi. Da un confronto con gli operatori di mercato, si sottolinea anche che essi non sono sufficienti ad accompagnare la filiera verso l'auspicata riconversione della filiera tradizionale. Emerge la forte necessità di introdurre un **quadro normativo strategico di lungo periodo che promuova la trasformazione della filiera dei combustibili tradizionali con meccanismi a supporto stabili e target ben definiti**, riducendo l'incertezza percepita dagli investitori e orientando le decisioni degli operatori industriali.

Messaggi Chiave

Capitolo 3
I biocombustibili liquidi

I biocombustibili liquidi rappresentano uno strumento di decarbonizzazione molto promettente per il trasporto. Questo vale soprattutto per i cosiddetti "drop-in biofuels", ossia i biocombustibili liquidi utilizzabili in purezza, poiché compatibili con i motori a combustione interna presenti sul mercato. Tuttavia, la loro competitività è ancora strutturalmente dipendente dal contesto regolatorio piuttosto che da un vantaggio di costo intrinseco, e la filiera sconta delle vulnerabilità sul fronte dell'approvvigionamento strategico delle materie prime. L'HVO si afferma come biocombustibile trainante, ma il consolidamento dell'intero comparto richiede una strategia normativa ed industriale congiunta di lungo periodo che oggi non è ancora compiutamente definita.

- **L'HVO è il biocombustibile liquido più promettente**. La sua capacità di essere utilizzato in purezza senza modifiche a veicoli o infrastrutture lo rende il biocombustibile liquido più promettente. L'HVO si presenta quindi come una soluzione importante per la decarbonizzazione delle emissioni derivanti dai trasporti.

- **L'approvvigionamento di materie prime e prodotto finito è strategico**. I biocombustibili consumati nel nostro Paese sono prodotti solo in parte in Italia. Inoltre, vi è una forte dipendenza dall'estero anche per le materie prime. Supportare lo sviluppo di filiere nazionali è una priorità tanto industriale quanto normativa e geopolitica per favorire la sicurezza energetica.

- **Gli incentivi e il supporto alla domanda ricoprono ancora un ruolo fondamentale**. La competitività economica dei biocombustibili liquidi dipende ancora dalla disponibilità di incentivi ed il loro consumo in Europa è tirato dall'obbligo di domanda garantito dalla RED. Per favorire uno sviluppo organico del mercato dei biocombustibili liquidi è necessario costruire le condizioni per una competitività strutturale, riducendo i costi di produzione, favorendo l'innovazione ed accompagnando la transizione della filiera attraverso policy di lungo periodo.

Aziende Partner

Alperia è tra i principali protagonisti dell'energia rinnovabile in Italia e uno dei maggiori produttori di energia idroelettrica a livello nazionale.

Da oltre 120 anni, la nostra missione è generare energia rinnovabile, principalmente da fonti idroelettriche, con un forte impegno nello sviluppo di soluzioni innovative come idrogeno, fotovoltaico ed eolico.

Guardiamo al futuro con un approccio orientato alla sostenibilità, promuovendo un nuovo modo di produrre e consumare energia, più consapevole e attento agli impatti ambientali.

Offriamo servizi energetici, con attività che spaziano dalla produzione di energia rinnovabile alla gestione della rete elettrica e dei sistemi di teleriscaldamento, dalla fornitura di energia elettrica da fonti rinnovabili e gas con compensazione delle emissioni fino a soluzioni per la mobilità elettrica. Supportiamo Imprese e Pubbliche Amministrazioni nel percorso di decarbonizzazione, proponendo strumenti per l'efficienza energetica, sistemi di automazione avanzata e soluzioni basate su Intelligenza Artificiale per ottimizzare processi produttivi e la climatizzazione degli edifici.

La sostenibilità è il cuore della nostra strategia: operiamo con responsabilità ambientale, economica e sociale, creando valore nei territori e nelle comunità in cui siamo presenti. Dal 2020 compensiamo le emissioni operative (Scope 1 e Scope 2) e ci siamo posti obiettivi ambiziosi: ridurre le emissioni del 46% entro il 2027, del 70% entro il 2031 (rispetto al 2021) e raggiungere il Net Zero entro il 2040.

La transizione energetica non è più rimandabile: viviamo un momento decisivo per il nostro futuro. Per questo investiamo in tecnologie innovative e costruiamo un presente più efficiente e a minore impatto ambientale. Siamo al fianco di Imprese e Pubbliche Amministrazioni che vogliono intraprendere questa trasformazione, offrendo soluzioni concrete per un domani più sostenibile.

Andion CH_4 Renewables è un'azienda europea operante nel settore delle energie rinnovabili: un player che trasforma i rifiuti organici in energia rinnovabile, impegnata nello sviluppo, nella proprietà e nella gestione di impianti di biometano ad alte prestazioni in tutta Europa. Controlliamo l'intera catena del valore, dall'approvvigionamento delle materie prime e dalla progettazione degli impianti fino alla gestione a lungo termine e alla fornitura di energia, garantendo che ogni nostro impianto funzioni al massimo del proprio potenziale.

Andion offre soluzioni di biogas collaudate, stabili e ingegnerizzate che trasformano i progetti in percorsi provati di riduzione delle emissioni di CO_2, convertendo i rifiuti organici in energia rinnovabile. I criteri ESG sono integrati in ogni fase – dalla progettazione dell'impianto alla gestione a lungo termine – definendo il modo in cui gestiamo l'impatto ambientale, in questo modo garantiamo operazioni sicure e responsabili, manteniamo una governance trasparente e contribuiamo positivamente alle comunità in cui Andion opera.

La nostra missione è accelerare la transizione dell'Europa verso l'energia pulita costruendo una piattaforma di biometano su larga scala e completamente integrata – trasformando i rifiuti organici in energia rinnovabile che alimenta l'industria, i comuni e il trasporto marittimo. Con l'obiettivo di superare 1 TWh di capacità produttiva di nostra proprietà entro il 2030, stiamo trasformando un mercato frammentato in un portafoglio di asset gestito in modo professionale e ad alte prestazioni.

Forte di 25 anni di esperienza ingegneristica e sostenuta da investitori istituzionali, uniamo un profondo know-how tecnico a una disciplina di gestione a lungo termine. Ogni partnership che stringiamo – con fornitori di materie prime, acquirenti e comunità locali – è costruita per durare nel tempo, creando valore condiviso che si accumula nel tempo.

Il nostro team altamente specializzato vanta risultati comprovati nella progettazione, nell'ottenimento delle autorizzazioni, nel finanziamento, nella costruzione e nella messa in servizio di progetti rispettando tempi e budget. Lo stesso impegno prosegue attraverso l'avvio, il monitoraggio continuo dei processi e l'ottimizzazione.

Andion ha l'ambizioso obiettivo di contribuire alla transizione verde in Europa. Entro il 2030, l'obiettivo di Andion è quello di possedere e gestire una produzione di biogas e biometano superiore a 1 TWh.

Assotermica

Assotermica, federata ad Anima Confindustria, rappresenta la quasi totalità delle industrie produttrici di apparecchi e componenti destinati al comfort climatico ambientale, tutela e promuove gli interessi del settore nazionale di riferimento (secondo in Europa sia per numero di pezzi prodotti ogni anno che per volumi di vendita), caratterizzato da una costante evoluzione tecnologica che fa della produzione italiana una realtà di assoluta eccellenza.

L'associazione lavora con le imprese associate alla diffusione dei temi legati alla sostenibilità economica e ambientale e allo sviluppo delle fonti rinnovabili.

In cifre: oltre 65 aziende associate, più di 12.000 addetti diretti a cui si aggiungono diverse migliaia di operatori specializzati, 3 miliardi e mezzo di fatturato, 60% quota export delle imprese associate, >90% indice di rappresentatività rispetto al totale del mercato.

Assotermica mira a essere un partner strategico per i propri soci. In particolare si propone di:

- accompagnare le imprese in un percorso di decarbonizzazione che valorizzi il ruolo strategico del riscaldamento e della produzione di acqua calda sanitaria tramite una legislazione nazionale ed europea coerente e condivisa;
- presidiare e coordinare i principali tavoli tecnici dove si definiscono le "regole del gioco" del settore, quali norme di prodotto, di sicurezza e di prestazione;
- dialogare con le Istituzioni politiche e, più in generale con i vari stakeholder, per continuare a essere un autorevole interlocutore nei processi decisionali del nostro Paese in materia di energia, ambiente e sicurezza;
- perseguire una logica di forte connessione con la filiera per consentire ai nostri associati di operare in un contesto di continua collaborazione e offrire componenti e apparecchi per impianti adeguati ai più alti standard di mercato.

Edison è società leader dell'energia, con oltre 140 anni di storia e primati che ne fanno il più antico operatore del settore in Europa. Oggi Edison impiega oltre 6.000 persone, operando in Italia ed Europa nella produzione rinnovabile e low carbon, nell'approvvigionamento e vendita di gas naturale, nella mobilità sostenibile, e nei servizi energetici, ambientali e a valore aggiunto per clienti, aziende, territori e Pubblica Amministrazione. Edison ha un parco di produzione di energia elettrica altamente flessibile ed efficiente, composto da 250 centrali tra impianti idroelettrici, eolici, solari e termoelettrici a ciclo combinato a gas ad alta efficienza, per una potenza complessiva di circa 8 GW; ed è un attore chiave della sicurezza energetica anche nell'approvvigionamento di GNL e gas naturale, grazie a un portafoglio ampio e altamente diversificato pari a oltre 14 miliardi di metri cubi all'anno, in grado di soddisfare il 23% della domanda nazionale.

Attraverso Edison Next, il Gruppo è, inoltre, un operatore chiave nel mercato dei servizi energetici e ambientali, con soluzioni per decarbonizzare e ottimizzare i consumi energetici di industrie, aziende, strutture sanitarie e Pubblica Amministrazione.

Eni è una global energy tech company presente in 62 Paesi, con oltre 32.000 dipendenti, integrata lungo l'intera catena del valore. Eni ha l'obiettivo di raggiungere la neutralità carbonica entro il 2050, attraverso la progressiva decarbonizzazione dei propri processi e i prodotti. Per raggiungerlo, da oltre 10 anni investe in ricerca, sviluppo e applicazione di tecnologie game-changer, che possano accelerare la transizione verso soluzioni progressivamente più sostenibili, come la cattura e lo stoccaggio del carbonio e l'energia da fusione, che in futuro potrebbe permettere di generare energia sicura, virtualmente illimitata e a zero emissioni.

Eni è leader nel supercalcolo, una leva fondamentale per la competitività: il supercomputer Eni è tra i sistemi più potenti al mondo e l'azienda è già impegnata nella nuova frontiera tecnologica del calcolo quantistico.

Le attività tradizionali di esplorazione e produzione di idrocarburi di Eni continuano a generare valore, supportando la transizione e garantendo, al contempo, l'approvvigionamento energetico anche attraverso la diversificazione delle fonti.

Per accelerare il percorso della transizione e per attrarre investimenti strategici, Eni ha sviluppato un modello di società satelliti.

- Plenitude integra la produzione da rinnovabili, la vendita di energia e di soluzioni energetiche con un'ampia rete di punti di ricarica per veicoli elettrici.
- Enilive è dedicata alla bioraffinazione, alla produzione di biometano, alla commercializzazione e distribuzione di vettori energetici per una mobilità più sostenibile, tra cui il biocarburante HVO diesel, anche attraverso una rete di circa 5.300 Enilive Station in Europa.
- Vår Energy e Azule Energy (una joint venture con BP) operano rispettivamente nell'esplorazione e produzione di idrocarburi in Norvegia e Angola. Tra le altre società di Eni, Versalis è impegnata nel percorso di trasformazione in un'azienda chimica sempre più sostenibile e specializzata, con un forte impegno per la circolarità, sviluppando processi complementari di riciclo, acquisendo una maggiore presenza nei mercati finali e una posizione di leadership nella chimica da rinnovabili.
- Eni Rewind è focalizzata sulle bonifiche, il risanamento di siti industriali e la gestione dei rifiuti, e offre soluzioni e tecnologie efficaci in Italia e all'estero.
- Eni Industrial Evolution ha l'obiettivo di assicurare la gestione degli asset tradizionali e di consolidare il percorso di trasformazione industriale, anche in ottica di economia circolare, attraverso lo sviluppo di nuove filiere industriali.

gruppo enercom

Il Gruppo Enercom è una delle principali realtà private italiane tra le Utilities dell'energia, con oltre 70 anni di storia.

Operiamo principalmente in Lombardia, Veneto e Piemonte in quattro aree d'attività: produzione di energia da fonti rinnovabili (idroelettrico e fotovoltaico), vendita di energia e soluzioni di efficientamento energetico, distribuzione di gas naturale, realizzazione e manutenzione di infrastrutture elettriche.

Essere un Gruppo focalizzato sull'energia, composto da società indipendenti ma sinergiche, ci offre vantaggi distintivi: lunga esperienza e dinamismo, solidità finanziaria coniugata a un'organizzazione snella, competenza strutturata e agilità operativa.

Con il Piano Strategico 2025-2030 sosteniamo una transizione energetica inclusiva e sicura. Nelle fonti rinnovabili, puntiamo a raggiungere entro il 2030 una potenza installata di 100 MW, per produrre 120 GWh di energia annua.

Nella distribuzione del gas naturale, investiamo in innovazione, digitalizzazione e integrazione strutturale per predisporre le reti all'utilizzo di green gas (biometano e idrogeno) e ridurre le emissioni fuggitive.

Una crescita responsabile deve essere diffusa. In questa direzione, nel 2024 abbiamo costituito EnerCER, la prima comunità energetica del territorio cremasco, nata dall'iniziativa di alcuni dipendenti, mentre con il progetto NexTown offriamo servizi smart ai Comuni per rendere i territori sempre più a misura di cittadino. Enercom, la società di vendita del Gruppo, è inoltre certificata come Energy Service Company (ESCo).

GREENTHESIS
GROUP

Con 30 anni di esperienza nella Green Economy, 30 società attive nel settore ambientale, oltre 800 dipendenti, 2 milioni di tonnellate di rifiuti gestiti e oltre 115.000 MWh di energia rinnovabile (elettrica e termica) prodotta nel 2025, Greenthesis è tra i principali operatori italiani specializzato nei servizi ambientali, coprendo tutta l'intera catena del valore del trattamento e smaltimento dei rifiuti (ad eccezione della raccolta) ed effettuando attività di bonifica e di risanamento di siti contaminati.

In particolare, il Gruppo gestisce strutture all'avanguardia per il trattamento, il recupero e lo smaltimento dei rifiuti (urbani ed industriali), integrando processi avanzati e le migliori tecnologie disponibili.

Greenthesis investe costantemente nell'innovazione tramite la propria Business Unit dedicata alle attività di ingegneria, realizzando partnership con altre aziende del settore, start-up innovative, università e centri di ricerca.

Il know-how tecnologico e l'expertise di Greenthesis sono altresì alla base del processo di sviluppo anche fuori dai confini nazionali, con importanti collaborazioni negli Emirati Arabi e nel Middle-East.

Greenthesis promuove una visione sostenibile del proprio business e azioni concrete per una crescita responsabile.

INTESA SANPAOLO

Il Gruppo Intesa Sanpaolo è uno dei principali gruppi bancari in Europa (89,9 miliardi di euro di capitalizzazione di mercato[1]), ha un modello di business ben diversificato e resiliente, si posiziona ai vertici mondiali per impatto sociale, supporta i clienti nella transizione sostenibile, si impegna per la decarbonizzazione e promuove la cultura e l'innovazione.

Intesa Sanpaolo è leader in Italia in tutti i settori di attività (retail, corporate e wealth management). Il Gruppo offre i propri servizi a circa 13,9 milioni di clienti avvalendosi di una rete di oltre 2.600 sportelli presenti su tutto il territorio nazionale con quote di mercato non inferiori al 10% nella maggior parte delle regioni.

Intesa Sanpaolo ha una presenza internazionale strategica, con oltre 900 sportelli e circa 7,4 milioni di clienti, incluse le banche controllate operanti nel commercial banking in 12 Paesi in Europa centro-orientale e in Medio Oriente e Nord Africa e una rete internazionale specializzata nel supporto alla clientela corporate in 24 Paesi, in particolare nel Medio Oriente e Nord Africa e in quelle aree in cui si registra il maggior dinamismo delle imprese italiane.

1 Al 31 marzo 2026

MCE-Mostra Convegno Expocomfort è la più importante fiera internazionale biennale dedicata ai settori dell'impiantistica civile e industriale, della climatizzazione, delle energie rinnovabili e del mondo acqua, che fanno dell'efficienza e della riduzione di consumi energetici il loro driver principale.

La prossima edizione si terrà a Fiera Milano Rho dal 7 al 10 marzo 2028.

MCE è una manifestazione fieristica di proprietà di RX, azienda che si occupa di generare business per persone, comunità e organizzazioni. Eleviamo la potenza degli eventi face-to-face combinando dati e prodotti digitali per supportare i clienti nella conoscenza dei mercati, dei singoli prodotti e nella conclusione di trattative d'affari in circa 400 eventi in 22 paesi, al servizio di 42 settori industriali. RX si impegna ad avere un impatto positivo sulla società e si dedica pienamente alla creazione di un ambiente di lavoro inclusivo per tutti.

RX fa parte di RELX, leader mondiale nella fornitura di soluzioni, servizi e strumenti decisionali per clienti professionali.

NEXTCHEM

NEXTCHEM è la società di MAIRE dedicata alle soluzioni tecnologiche sostenibili, con l'obiettivo di abilitare un futuro a basse emissioni. Attraverso il proprio portafoglio tecnologico e la sua esperienza consolidata, supporta la decarbonizzazione dei principali settori industriali, dal trasporto all'agricoltura, dall'energia ai materiali.

NEXTCHEM sviluppa e fornisce soluzioni tecnologiche integrate, che includono licenze di processo, ingegneria di base, apparecchiature proprietarie e catalizzatori, contribuendo concretamente alla transizione energetica globale.

Le attività sono organizzate in tre linee di business:

- Fertilizzanti sostenibili e carburanti a base di azoto
- Vettori energetici a basse emissioni di carbonio
- Materiali sostenibili e soluzioni circolari

Queste aree si rivolgono a settori strategici con l'obiettivo di ridurre l'intensità carbonica attraverso processi produttivi più puliti, l'impiego di materie prime innovative e soluzioni avanzate di riciclo.

Nel settore dei fertilizzanti, NEXTCHEM valorizza la propria leadership nell'urea e continua a innovare nel campo dell'ammoniaca, sia per ridurne l'impatto ambientale sia per abilitarne nuovi utilizzi come vettore per il trasporto dell'idrogeno e come base per carburanti a basse emissioni, nonché per la produzione di fertilizzanti a bassa impronta carbonica.

Per quanto riguarda i vettori energetici, l'attenzione è focalizzata sull'idrogeno e sulla valorizzazione della CO_2, con l'obiettivo di supportare la decarbonizzazione nei trasporti, nell'industria chimica e nel settore delle plastiche sostenibili.

Infine, nell'ambito della circolarità, NEXTCHEM trasforma i rifiuti in risorse di valore attraverso tecnologie quali gassificazione, upcycling meccanico, riciclo chimico e depolimerizzazione, contribuendo allo sviluppo di nuovi modelli per il recupero e il riutilizzo delle risorse.

Shell è un player energetico integrato attivo in Italia da oltre 100 anni.

Shell Energy Italia offre soluzioni avanzate e personalizzate per la fornitura di gas ed energia elettrica, inclusi Corporate PPA e biometano e, attraverso EGO Energy, anche servizi energetici e power offtake.

Con circa il 16% del mercato gas nel segmento industriale italiano, commercializza circa 3 miliardi di m3 di gas naturale all'anno e 6,5 TWh di energia elettrica.

Attraverso Shell Energy Europe, Shell è tra i principali importatori e trader di gas in Italia.

the energy house

Con 85 anni di esperienza nella realizzazione e gestione di infrastrutture del gas naturale, Snam è un operatore leader a livello europeo in tre principali ambiti di business: il trasporto, di cui detiene il primato con circa 38.000 km di rete in Italia e all'estero, lo stoccaggio, con un sesto dell'intera capacità dell'Unione Europea, e la rigassificazione, di cui è oggi il terzo player europeo, con una capacità annua gestita (o co-gestita) pari a 28 miliardi di metri cubi.

Tra le principali società quotate italiane per capitalizzazione di mercato, Snam garantisce la sicurezza degli approvvigionamenti del Paese attraverso il proprio sistema di infrastrutture, abilita l'integrazione energetica fra diversi vettori e promuove progetti di decarbonizzazione funzionali alla competitività delle imprese e allo sviluppo dei territori.

Metania™

Metania è un'azienda all'avanguardia nel settore del biometano, impegnata nella produzione di energia rinnovabile attraverso un modello di economia circolare. Con la volontà di trasformare le biomasse in un'opportunità concreta per un futuro sostenibile, contribuisce alla decarbonizzazione dei settori energivori e dei trasporti per ridurre in modo significativo le emissioni di CO_2.

La società opera all'intersezione tra finanza e gestione industriale, combinando competenze tecniche e visione strategica per la gestione e ottimizzazione degli asset di biometano in Italia.

Grazie a una piattaforma industriale robusta e al supporto del proprio azionista, il fondo Tages Helios Net Zero, gestito da Tages Capital SGR – si impegna a generare valore per investitori, partner e comunità locali, trasformando matrici organiche e sottoprodotti in energia rinnovabile e contribuendo alla transizione energetica dell'Italia verso fonti rinnovabili a basse emissioni di carbonio.

"*L'obiettivo è contribuire alla trasformazione del mercato del biometano, migliorando l'efficienza operativa degli asset e promuovendo l'adozione di soluzioni tecnologiche a supporto della transizione energetica e della crescita delle rinnovabili.*"

Note

Note

Note

Note

Note

2026