

OSSERVATORIO
HYDROGEN AND ALTERNATIVE FUELS

Hydrogen and Alternative Fuels

REPORT 2025

Nuovi vettori energetici
e combustibili innovativi:
la sfida per accaparrarsi un ruolo
nella transizione energetica

OSSERVATORIO
HYDROGEN AND ALTERNATIVE FUELS

Hydrogen and Alternative Fuels

R E P O R T 2 0 2 5

Nuovi vettori energetici
e combustibili innovativi:
la sfida per accaparrarsi un ruolo
nella transizione energetica

Partner

alperia

andion

 **ANIE**
FEDERAZIONE NAZIONALE IMPRESE
ELETTROTECNICHE ED ELETTRONICHE

Assotermica
tecnologie per il comfort

 **EDISON**

 **ELETTRICITÀ
FUTURA**
imprese elettriche italiane

eni 

gruppoenercom


GREENTHESIS
GROUP

INTESA  SANPAOLO

 **INTESA SANPAOLO
INNOVATION CENTER**

 **NEXTCHEM**

Partner



Il team di lavoro

TEAM DI RICERCA

Paolo Maccarrone

Project Leader

Davide Guelfi

Project Manager

Vittorio Bentivegna

Analista

Luca Pedicone

Analista

GRAFICA E IMPAGINAZIONE

Flávia Chornobai

Graphic Designer

Nicolás Peña

Graphic Designer

BOARD DI E&S

Vittorio Chiesa

Davide Chiaroni

Federico Frattini

Josip Kotlar

Indice

Executive Summary	10
Visual Abstract	14
1 Introduzione al Report	16
2 La Decarbonizzazione del Trasporto Pesante	26
3 La Decarbonizzazione del Settore Termico	60
4 Lo Sviluppo dei Progetti di Biometano	94
Aziende Partner	116

Executive Summary

La decarbonizzazione dell'economia europea non può prescindere dall'impiego di **combustibili alternativi**, dal momento che l'elettrificazione non può rispondere in modo esaustivo a tutte le esigenze energetiche. Rientrano in questa categoria vettori estremamente eterogenei: dai **biocarburanti**, prodotti a partire da materie prime biologiche, ai **combustibili sintetici**, ottenuti tramite processi di sintesi chimica, fino ai combustibili gassosi come **idrogeno** e **biometano**. Il Report fornisce il quadro sullo stato dell'arte e le prospettive di sviluppo di tali vettori energetici, con riferimento alla dimensione regolatoria, agli aspetti tecnologici e alle dinamiche di mercato che caratterizzano diversi **ambiti di utilizzo**: il trasporto pesante, i settori industriali *hard-to-abate* e il settore civile. Infine, l'ultimo capitolo offre una panoramica sull'attuazione del *Decreto Ministeriale 2022* per lo **sviluppo del biometano**, analizzando lo stato attuale del settore e delineando le possibili prospettive future.

Trasporto pesante: aviazione e settore marittimo

Dal 1° gennaio 2025 sono entrati in vigore due regolamenti europei di grande rilievo per la decarbonizzazione dei trasporti pesanti: il **ReFuelEU Aviation (RFEUA)** per il settore dell'aviazione e il **FuelEU Maritime (FEUM)** per il comparto marittimo.

In particolare, il **RFEUA** impone obblighi ai **fornitori di carburante per l'aviazione**,

che dovranno garantire **una quota minima di carburanti sostenibili per l'aviazione (SAF)** rispetto al totale dell'energia fornita. Gli obiettivi, progressivi e fissati su base quinquennale, partono da un 2% nel periodo 2025-2030, salgono al 6% nel quinquennio successivo, fino a raggiungere il 70% al 2050. I carburanti ammessi includono i biocarburanti avanzati (bioSAF), i combustibili da carbonio riciclato (RCF), i carburanti sintetici (eSAF) e l'idrogeno in forma pura. Per **eSAF** e **idrogeno** è previsto anche un **sotto-obiettivo specifico**, che parte dall'1% nel periodo 2030-2035 e raggiunge il 35% al 2050.

A partire dal 2026, il settore aereo sarà inoltre soggetto **all'eliminazione delle quote gratuite** nell'ambito del sistema *ETS*, obbligando gli operatori a compensare integralmente le proprie emissioni, con conseguente aumento dei costi operativi legati all'uso di carburanti convenzionali.

Nonostante la **piena compatibilità** chimica dei SAF con motori e infrastrutture esistenti (vista la loro formulazione chimica, molto vicina a quella del cherosene fossile), permangono due ostacoli principali: l'**elevato costo**, che può risultare fino a tre volte (nel caso dei bioSAF) e sette volte (nel caso degli eSAF) superiore rispetto al cherosene fossile; e l'**assenza di una filiera strutturata per i carburanti sintetici e l'idrogeno**, il che solleva dei seri dubbi sulla possibilità di raggiungere gli obiettivi prefissati.

Diversamente dal **RFEUA**, il **FEUM** non impone l'adozione di **carburanti specifici** nel settore marittimo, ma si basa sul principio

della **neutralità tecnologica**. Il *FEUM* si limita infatti a stabilire obiettivi di **riduzione dell'intensità emissiva** dell'energia consumata dalle navi, prendendo come riferimento i livelli del 2021, lasciando agli operatori navali la scelta rispetto alle modalità attraverso cui raggiungere queste riduzioni. Anche in questo caso, gli obiettivi si articolano su base quinquennale: -2% nel periodo 2025-2030, -6% nei cinque anni successivi, fino ad arrivare all'80% nel 2050. Dal 2024, inoltre, il settore marittimo è stato incluso nel sistema *ETS*, con piena applicazione a partire dal **2026**.

A differenza del settore dell'aviazione, nel trasporto marittimo non tutti i carburanti alternativi risultano **compatibili** con le **tecnologie di bordo** e le **infrastrutture portuali** attualmente in uso. Sebbene le versioni sostenibili del diesel, sia di origine bio che sintetica, possano essere utilizzate senza modifiche sostanziali, lo stesso non vale per altri vettori energetici, come gas naturale e metanolo (anch'essi disponibili in versioni bio o sintetiche), nonché per ammoniaca e idrogeno. Per questo motivo, risulta di estrema rilevanza un **forte coordinamento tra tutti gli attori della filiera**, dagli operatori navali ai fornitori di carburanti, dalle autorità portuali ai gestori dei servizi portuali, affinché la transizione energetica avvenga lungo una traiettoria condivisa e coerente.

Tuttavia, gli obiettivi fissati dal regolamento *FEUM* hanno suscitato diverse critiche. In molti li considerano poco ambiziosi, poiché consentirebbero alle compagnie di rispettarli per un lungo periodo semplicemente adot-

tando la propulsione a gas naturale, anche nella sua forma fossile. A conferma di questa tendenza, l'analisi dell'*orderbook* mostra che la maggior parte delle nuove navi a propulsione alternativa è progettata per l'utilizzo di gas naturale. Il principale motivo che spiega questa tendenza è nuovamente economico: **i carburanti alternativi presentano costi più elevati** (soprattutto per quanto riguarda le varianti sintetiche) rispetto a quelli convenzionali, come diesel e gas naturale, il che rappresenta una barriera fondamentale alla loro diffusione su larga scala.

Industria *hard-to-abate* e settore civile

Per quanto riguarda i settori industriali *hard-to-abate* e quello **civile**, la normativa europea si limita a fissare obiettivi generali di **riduzione delle emissioni** e di progressiva **penetrazione delle FER**, lasciando agli **Stati membri** il compito di elaborare piani coerenti con le peculiarità dei propri territori.

In Italia, il *PNIEC* prevede entro il 2030:

- Il consumo di 4 miliardi di metri cubi di **biometano** per usi termici, con particolare attenzione agli **impieghi industriali**;
- Una quota di **idrogeno rinnovabile** pari al 54% dei consumi totali di idrogeno nel comparto industriale.

Un impulso decisivo alla decarbonizzazione di questi settori proviene anche dal sistema *ETS*. Infatti, i comparti industriali *hard-to-abate* sono già soggetti al meccanismo di compensazione delle emissioni, e dal 2026 inizierà una

progressiva riduzione delle quote assegnate gratuitamente, garantite invece per i settori a rischio di delocalizzazione fino al 2030, con un aggravio dei costi per le imprese. Inoltre, dal **2027** anche il **settore civile** entrerà a far parte del **nuovo ETS 2**, con conseguente aumento dei costi per i clienti finali, soprattutto per coloro che utilizzano sistemi di riscaldamento alimentati da fonti fossili, come le caldaie a gas.

Dal punto di vista tecnologico, il **biometano**, sostituto diretto del gas naturale, risulta **pienamente compatibile con le infrastrutture esistenti**. Inoltre, presenta un differenziale di costo contenuto, anche grazie a meccanismi di sostegno come il **DM 2022**. Tuttavia, la disponibilità sul mercato è ancora limitata, e la sua scalabilità risulta ancora bassa. Misure come quelle previste dal *DL Agricoltura*, che punta a integrare maggiormente la filiera agricola con le industrie *hard-to-abate*, nonché la messa a punto di ulteriori schemi incentivanti potrebbero contribuire a un significativo incremento dell'offerta nei prossimi anni.

L'**idrogeno** presenta invece due principali criticità: un **significativo gap di costo** rispetto al gas naturale e una **rete infrastrutturale ancora in fase di sviluppo**, che ne limita l'accesso su larga scala. Per quanto riguarda il primo punto, si attende l'emanazione del decreto (conosciuto come **decreto tariffe**), attualmente in fase di valutazione da parte di Bruxelles, che incentiverà la produzione di idrogeno rinnovabile e bioidrogeno, riducendo il gap di costo con alternative fossile. In merito alla carenza di un'infrastruttura *hydrogen ready*, va segnalata l'iniziativa del **South2 Corridor**, parte integrante del progetto più ampio della *European Hydrogen Backbone*, che prevede la creazione

di una rete dedicata all'idrogeno che attraverserà l'Italia da Sud a Nord. Il progetto si realizzerà tramite la riconversione di una parte dei metanodotti esistenti e la costruzione di nuovi idrogenodotti. L'infrastruttura, tuttavia, non sarà operativa prima della fine del decennio; di conseguenza, nel breve periodo, l'idrogeno verrà principalmente utilizzato in modalità *blending* con il gas naturale.

Infine, va sottolineato che, mentre i settori industriali *hard-to-abate*, per via delle caratteristiche dei processi e dell'intensità energetica, non dispongono di alternative praticabili nel breve termine diverse da biometano e idrogeno, per il settore civile esiste la strada dell'elettificazione, che rappresenta la soluzione ad oggi preferita dal mercato.

Lo sviluppo dell'offerta di biometano

Con la pubblicazione dei risultati della **quinta asta**, nel mese di aprile 2025 si è concluso l'iter applicativo del **DM 2022**, nato con l'obiettivo di sostenere gli investimenti nella realizzazione di nuovi impianti di produzione di biometano.

Mentre le prime quattro aste avevano riscosso un successo piuttosto limitato, nella quinta il contingente disponibile è stato quasi completamente assegnato (si sarebbe raggiunto il 100% se alcune offerte non fossero state escluse per errori procedurali). Quest'ultima tornata ha fatto registrare una partecipazione molto elevata di **impianti agricoli** (292, contro solo 6 impianti da FORSU), con una prevalenza di quelli derivanti dalla **riconversione** di impianti a **biogas** esistenti (191) rispetto ai

progetti di **realizzazione ex novo** (107). Due fattori principali spiegano la predominanza dei progetti di riconversione di impianti a biogas: la scarsa partecipazione alle aste precedenti, dovuta all'attesa della pubblicazione di altre misure di sostegno (come il decreto sui prezzi minimi garantiti per l'energia elettrica prodotta, e il FER 2), e i tempi di realizzazione più rapidi, che riducono il rischio di non completare i lavori entro il termine del 30 giugno 2026, termine ultimo per accedere ai contributi in conto capitale finanziati dal PNRR.

Va però segnalato che dei 298 progetti che sono risultati vincitori della quinta asta, **solo i primi 148 in graduatoria** avranno accesso **al contributo in conto capitale** (sempre ammesso che rispettino la scadenza del 30 giugno 2026), mentre 150 rimarranno esclusi a causa dell'esaurimento dei fondi stanziati. Le simulazioni economiche indicano che tale contributo rappresenta però un elemento cruciale per la sostenibilità tecnico-economica dei progetti. Per questo motivo (ma anche per via dei tempi molto ristretti per la costruzione e la messa in funzione degli impianti), si teme un numero di rinunce molto elevato. Per scongiurare questo rischio, il Governo ha presentato alla *Commissione Europea* una **proposta di revisione del PNRR**, contenente due richieste fondamentali:

L'ampliamento dei fondi, destinando al contributo in conto capitale le risorse inutilizzate da altre missioni.

Uno **slittamento di sei mesi** del termine ultimo per l'accesso ai contributi in conto capitale.

La risposta della *Commissione Europea* sarà determinante per la realizzazione effettiva di una parte consistente dei progetti.

Indipendentemente dal tasso di realizzazione, **la capacità produttiva** di biometano rimarrà comunque ben **al di sotto** degli obiettivi fissati dal *PNIEC* per il 2030, con una percentuale stimata che oscilla tra il 40% e il 50% (a seconda degli scenari). Ciò sottolinea l'urgenza di ulteriori interventi a sostegno del settore, che potrebbero includere:

Una sesta asta nell'ambito del DM 2022, per assegnare la capacità residua, condizionata però all'approvazione da parte della *Commissione Europea* della rimodulazione dei fondi e dell'allentamento delle scadenze;

L'introduzione di un nuovo decreto incentivante con procedure competitive, necessario per offrire una prospettiva di medio-lungo periodo agli operatori, accompagnato da una revisione delle tariffe incentivanti (visto il venir meno dei fondi *PNRR* per i contributi in conto capitale);

La proposta ***Biometano Release***, lanciata da *Confindustria*, ispirata allo schema *Energy Release*, volta a connettere i produttori di biometano con le industrie *hard-to-abate*: una soluzione che offrirebbe vantaggi a entrambe le parti, ma che richiede uno schema normativo ben strutturato.

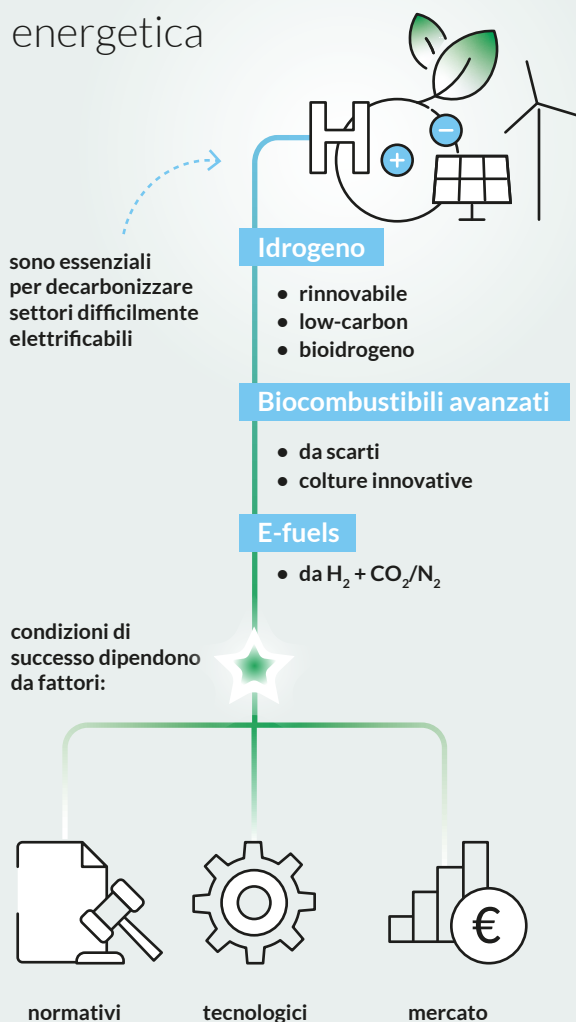
In conclusione, il *DM 2022*, dopo un inizio un po' "in sordina", ha dato **nuovo impulso al comparto**, suscitando grande fermento tra gli addetti ai lavori e contribuendo allo sviluppo della filiera. Per dare continuità allo sviluppo e massimizzare la probabilità di raggiungere gli obiettivi fissati dal *PNIEC*, è tuttavia fondamentale che il policy maker invii **segnali chiari e tempestivi**, in modo da ridurre l'incertezza e permettere a tutti gli operatori di procedere a una pianificazione di medio-lungo termine.

Visual Abstract

1.

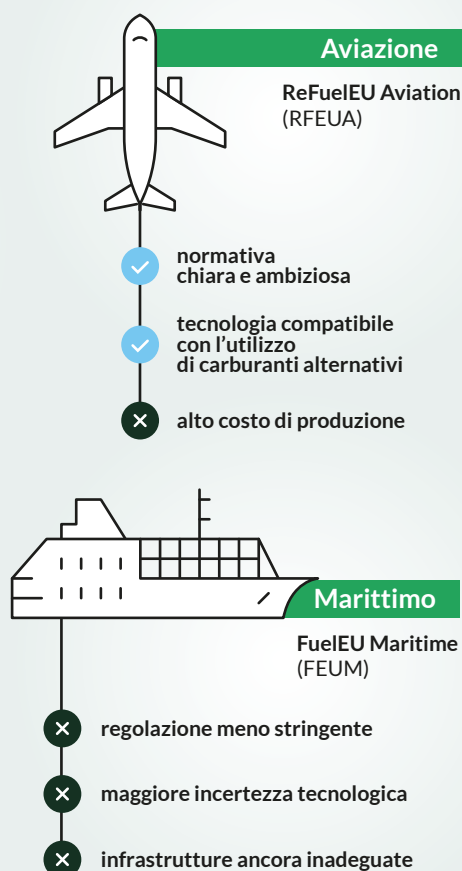
Combustibili alternativi

nella transizione energetica



2.

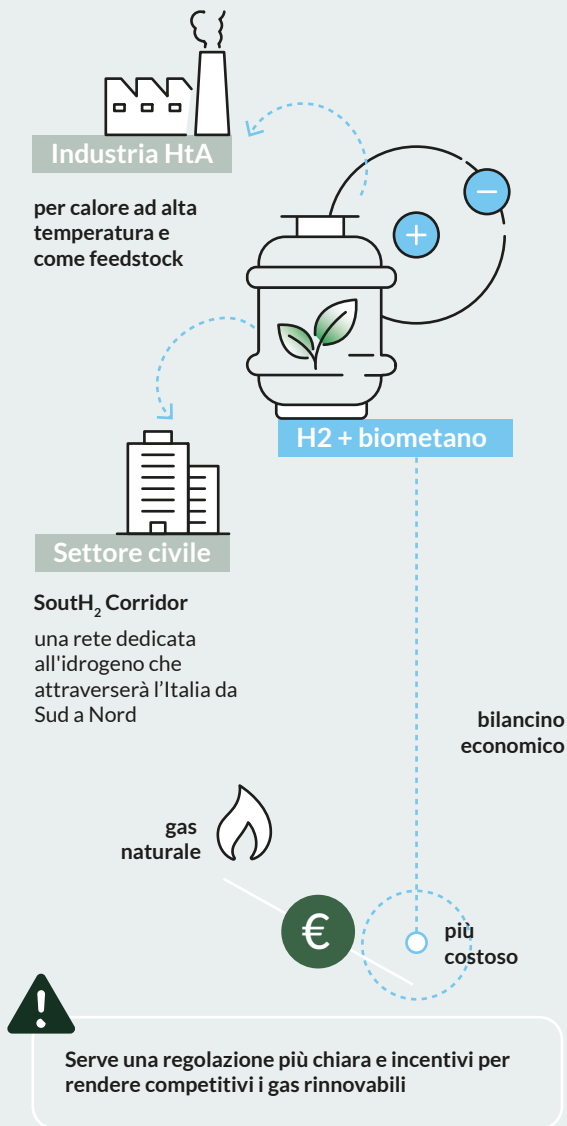
Decarbonizzazione del trasporto pesante



La transizione nei trasporti pesanti richiederà una governance internazionale solida, strumenti finanziari mirati e una maggiore integrazione tra gli attori della filiera

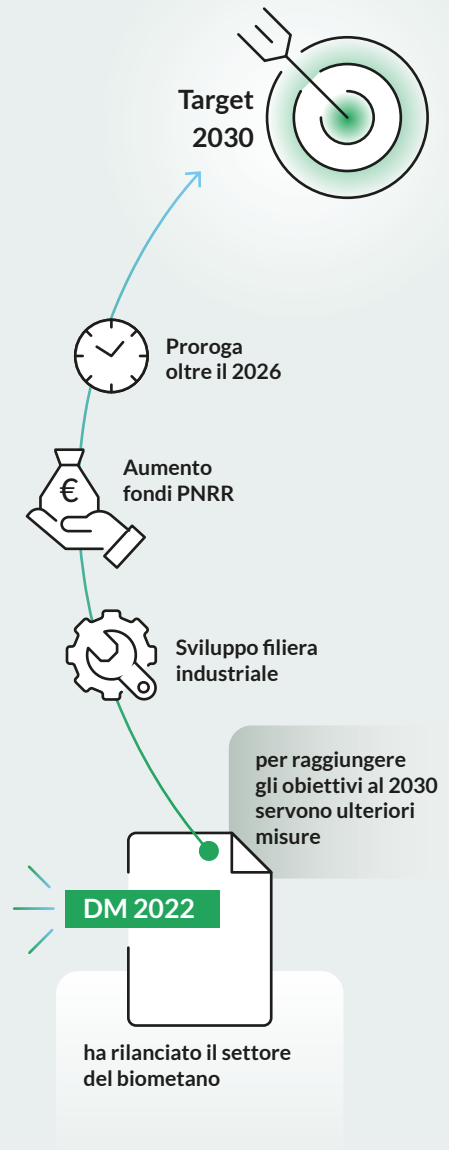
3.

Decarbonizzazione del settore termico



4.

Sviluppo dei progetti di biometano



1. Introduzione al Report

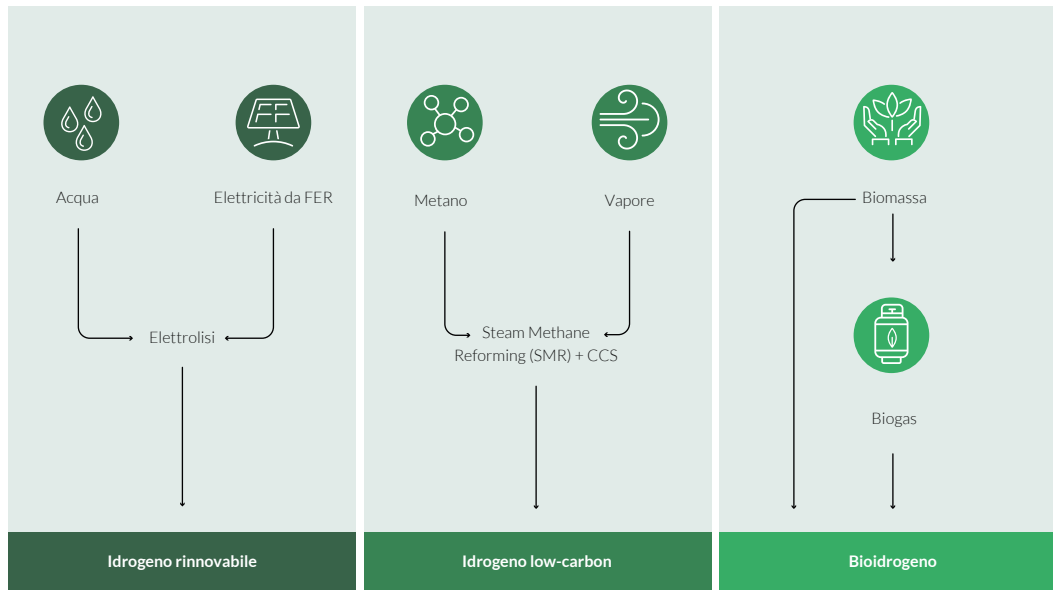
La decarbonizzazione dei consumi energetici rappresenta una delle sfide più urgenti e complesse della transizione ecologica. In questo contesto, i **combustibili alternativi** stanno assumendo un ruolo sempre più rilevante, configurandosi come soluzioni in grado di sostituire, in tutto o in parte, i combustibili fossili nei settori in cui l'elettrificazione risulta tecnicamente complessa, economicamente onerosa o logisticamente non sostenibile.

Con il termine *combustibili alternativi* si fa riferimento a un insieme eterogeneo di vettori energetici caratterizzati da una minore impronta carbonica rispetto ai carburanti convenzionali, da una maggiore compatibilità con le fonti rinnovabili e, in molti casi, dalla possibilità di utilizzo all'interno delle infrastrutture esistenti.

Il presente Report si concentra in particolare sui combustibili che la normativa europea identifica come **leve prioritarie per la decarbonizzazione** del sistema energetico continentale, ovvero vettori a bassa o nulla intensità emissiva. I combustibili analizzati all'interno del Report possono essere suddivisi in tre grandi categorie:

- **Idrogeno:** il Report prende in considerazione esclusivamente le forme di idrogeno compatibili con gli obiettivi di decarbonizzazione:
 - Idrogeno rinnovabile: prodotto tramite elettrolisi dell'acqua alimentata da elettricità rinnovabile, con generazione di idrogeno (H_2) e ossigeno (O_2).
 - Idrogeno *low-carbon*: prodotto da fonti fossili (in particolare tramite *steam methane reforming* del gas naturale), con abbattimento delle emissioni grazie a tecnologie di cattura della CO_2 .
 - Bioidrogeno: ottenuto da biomasse attraverso processi che variano in base alla materia prima utilizzata.

I percorsi produttivi e le tipologie di idrogeno analizzati sono illustrati nella Figura 1.1.

Figura 1.1: Materie prime d'origine e processi produttivi delle tipologie di idrogeno oggetto del Report

- **Biocombustibili:** il Report si concentra esclusivamente sui biocombustibili avanzati (seconda generazione), ottenuti da materie prime di origine biologica considerate scarti o residui di altri processi produttivi, o da colture innovative (come alghe e microrganismi), in linea con l'elenco riportato nell'Allegato VIII del D.Lgs. 199/2021. I percorsi produttivi e le tipologie considerate sono illustrati nella Figura 1.2.
- **Combustibili sintetici (e-fuels):** ottenuti combinando idrogeno rinnovabile o *low-carbon* con molecole contenenti carbonio o azoto. Questi carburanti replicano le caratteristiche chimiche dei combustibili fossili. Le tipologie analizzate sono riportate nella Figura 1.3.

L'interesse verso questi vettori è in costante crescita, spinto dal quadro normativo internazionale, che impone obiettivi sempre più ambiziosi di riduzione

Figura 1.2: Materie prime d'origine e processi produttivi delle tipologie di biocombustibili oggetto del Report

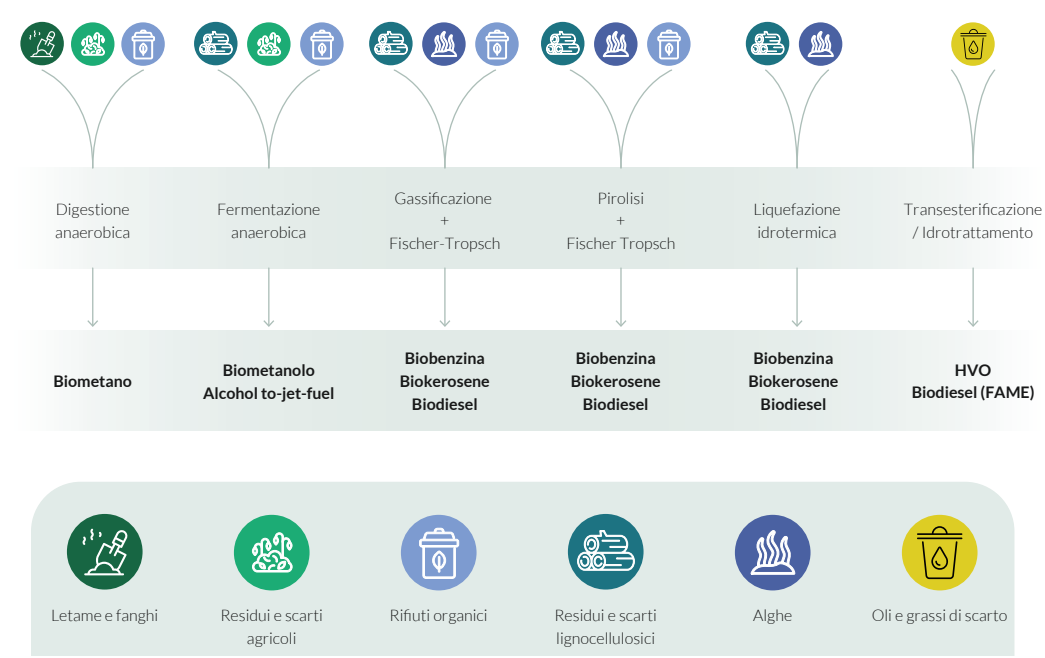
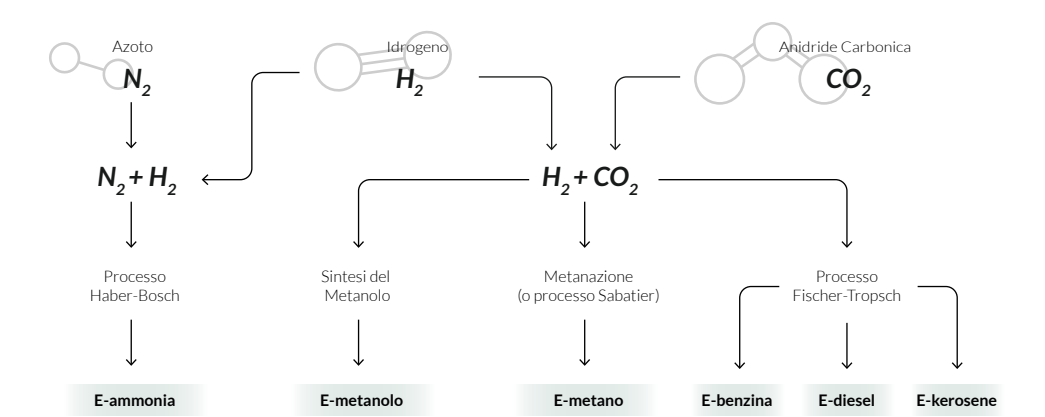


Figura 1.3: Materie prime d'origine e processi produttivi delle tipologie di combustibili alternativi oggetto del Report



delle emissioni, e dalla necessità degli operatori di identificare soluzioni scalabili, compatibili con gli asset esistenti e tecnologicamente mature, in grado di sostituire progressivamente i combustibili fossili, laddove l'elettrificazione risulta essere complicata da un punto di vista tecnico.

Per valutarne il potenziale di sviluppo, è stata condotta un'analisi verticale dei settori finali di utilizzo nei quali questi vettori possono giocare un ruolo strategico nei percorsi di decarbonizzazione. L'analisi, condotta all'interno del secondo e del terzo capitolo, si è sviluppata lungo tre dimensioni fondamentali:

- **Normativa:** il quadro regolatorio e le eventuali politiche di supporto;
- **Tecnologia:** la maturità e l'applicabilità delle soluzioni;
- **Mercato:** la domanda attuale e potenziale e le dinamiche competitive.

Perché un vettore possa realmente affermarsi in un determinato settore, è necessario infatti che tutte e tre queste dimensioni siano favorevoli: l'assenza o la debolezza di anche una sola di esse ne comprometterebbe l'efficacia e la scalabilità.

La selezione dei settori analizzati è stata guidata da quattro criteri principali:

1. Presenza di un fabbisogno termico ad alta temperatura:

- comparti industriali in cui i processi richiedono elevate temperature, rendendo l'elettrificazione particolarmente complessa per limiti tecno-economici.

2. Necessità di elevata densità energetica¹:

- ambiti in cui la densità energetica è un fattore critico per vincoli di spazio, rendendo difficile l'adozione dell'elettrificazione.

3. Uso dell'idrogeno come feedstock di processo:

- settori in cui l'idrogeno è una materia prima insostituibile nei processi produttivi.

1 Con densità energetica (in volume) si intende la quantità di energia che può trasportare, e quindi liberare nella fase di utilizzo, un vettore energetico per un determinato volume (ad esempio per 1 litro o 1 metro cubo).

4. Valorizzazione delle infrastrutture esistenti:

- contesti in cui l'impiego di combustibili alternativi (in particolare il biometano) consente di sfruttare infrastrutture già presenti, offrendo un'alternativa all'elettrificazione anche se tecnicamente realizzabile.

L'applicazione congiunta di questi criteri ha condotto all'individuazione di una serie di settori di utilizzo, elencati nella Tabella 1.1.

Tabella 1.1: Settori selezionati nell'analisi in base ai criteri elencati

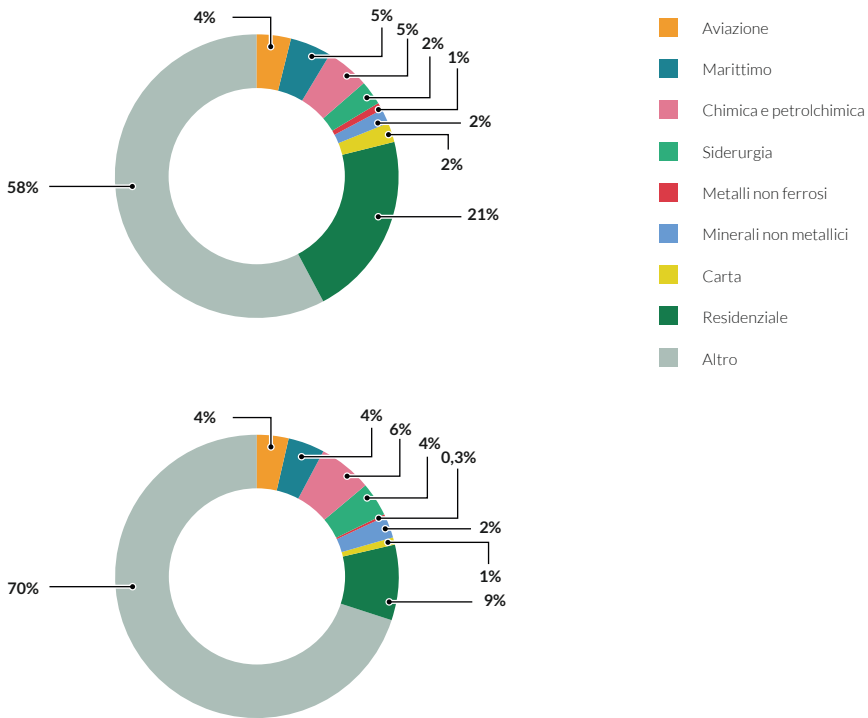
Criteri applicati	Settori selezionati
Quota elevata di fabbisogno termico ad alta temperatura	<ul style="list-style-type: none">• Siderurgia• Minerali non metallici• Metalli non ferrosi
Elevata densità energetica	<ul style="list-style-type: none">• Aviazione• Marittimo
Idrogeno rappresenta un feedstock indispensabile di processo	<ul style="list-style-type: none">• Chimica e petrolchimica
Valorizzazione delle infrastrutture già esistenti	<ul style="list-style-type: none">• Civile• Carta

Si tratta di comparti che rappresentano una quota significativa del sistema energetico europeo, contribuendo a circa il **43% dei consumi energetici**² e al **30% delle emissioni di gas climalteranti**³ (vedi Figura 1.4). Il loro coinvolgimento è dunque imprescindibile per il raggiungimento degli obiettivi climatici dell'Unione Europea.

Un elemento trasversale all'analisi di questi settori è rappresentato dall'**Emission Trading System** (ETS in seguito). In base a questo sistema, gli operatori devono ogni anno restituire un numero di quote, denominate *Emission Unit Allowances* (EUA in seguito), pari alle emissioni effet-

2 EUROSTAT
3 EEA, National emissions reported to the UNFCCC and to the EU under the Governance Regulation, April 2024

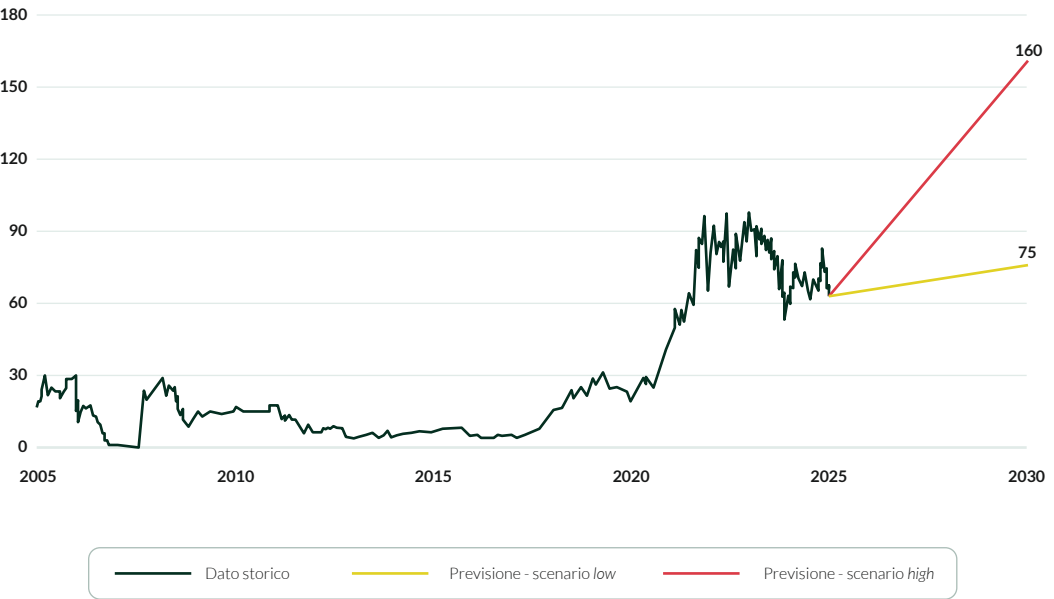
Figura 1.4: Consumi energetici (sopra) ed emissioni di gas climalteranti (sotto) dei settori considerati sul totale nell'Unione Europea.



tive dell'anno precedente. Le EUA sono assegnate principalmente tramite aste pubbliche, anche se una quota è ancora distribuita **gratuitamente** per mitigare il rischio di *carbon leakage*⁴ (assegnazione destinata comunque a concludersi entro il 2034). L'ETS costituisce quindi un **incentivo economico** all'adozione di tecnologie più pulite e all'utilizzo di vettori alternativi. Come evidenziato nella Figura 1.5, il prezzo delle EUA è passato da valori modesti nel 2005 agli attuali circa 60 €/tCO₂eq, con stime per il 2030 comprese tra 75 e 160 €/tCO₂eq, a seconda dello scenario. Questo andamento sta già incidendo sui **costi operativi** delle imprese, spingendole a definire strategie di decarbonizzazione in cui i combustibili alternativi rivestono un ruolo sempre più centrale.

4 Il termine si riferisce al fenomeno di rilocalizzazione della produzione verso Paesi con regole ambientali meno stringenti.

Figura 1.5: Andamento storico del prezzo delle EUA [€/tCO₂eq] sul mercato per il periodo 2005-2025; previsioni di prezzo per il periodo 2025-2030 con 2 scenari considerati: prezzi bassi che raggiungeranno 75 €/tCO₂eq nel 2030 e prezzi elevati che raggiungeranno 160 €/tCO₂eq nel 2030.



Partendo da queste premesse, il Report è strutturato come segue:

- Il **Capitolo 2** è dedicato al **settore dei trasporti pesanti**, con un approfondimento sui due comparti principali:
 - Il **Paragrafo 2.1** analizza il **settore dell'aviazione**;
 - Il **Paragrafo 2.2** si concentra sul **settore marittimo**.
- Il **Capitolo 3** affronta i contesti in cui l'impiego dei combustibili alternativi è legato alla **copertura del fabbisogno termico**, distinguendo due ambiti:
 - Il **Paragrafo 3.1** analizza i settori industriali **Hard-to-abate**;
 - Il **Paragrafo 3.2** si focalizza sul **settore civile**.
- Il **Capitolo 4** approfondisce un tema trasversale di crescente interesse: lo **sviluppo dei progetti di biometano** in Italia.

2.

La Decarbonizzazione del Trasporto Pesante

Il **trasporto pesante** rappresenta una delle **sfide più complesse** nel percorso verso la decarbonizzazione globale. Settori come **l'aviazione** e il **trasporto marittimo** svolgono un ruolo fondamentale nell'economia mondiale, assicurando la mobilità di persone e merci su scala internazionale. Tuttavia, la loro natura **intrinsecamente energivora**, unita alla necessità di soluzioni compatte ed efficienti in termini di spazio e peso, rende particolarmente difficile il passaggio a fonti energetiche a basse emissioni. A differenza di altri comparti del trasporto, dove si sono registrati segnali di riduzione delle emissioni, l'aviazione e il trasporto via mare non hanno mostrato progressi significativi negli ultimi decenni: le emissioni del settore marittimo si sono mantenute pressoché stabili dal 1990, mentre quelle dell'aviazione sono addirittura aumentate¹.

Alla luce di queste dinamiche, i prossimi paragrafi analizzano in modo specifico la situazione dell'aviazione e del trasporto marittimo, attraverso una rassegna degli **sviluppi normativi, tecnologici** e di **mercato**. L'obiettivo è fornire una visione complessiva dello stato attuale dei **combustibili alternativi** in questi settori e valutare se le condizioni di contesto siano effettivamente pronte a sostenere una **transizione credibile** verso la decarbonizzazione, o se invece i progressi siano ancora troppo limitati.

1 European Environment Agency (EEA)

2.1. Settore dell'Aviazione

Il **settore dell'aviazione** contribuisce al **3,6%**² delle **emissioni di CO_{2eq}** totali dell'Unione Europea ed è ancora estremamente dipendente dalle fonti fossili. Nel **2023**, il consumo di carburante per aviazione nell'Unione Europea ha raggiunto circa 43 milioni di tonnellate³, di cui **solo lo 0,3%** proveniva da **carburanti alternativi** (biocarburanti), mentre il restante 99,7% era costituito da **kerosene fossile** (meglio conosciuto come CAF⁴). L'impiego di biocarburanti avviene in piccole quantità di **blending**, ovvero miscelati al CAF. In **Italia** la diffusione di carburanti alternativi è ancora più limitata: soltanto lo **0,13%**⁵ del combustibile utilizzato è rappresentato da **biocarburanti**, e gli unici rifornimenti avvengono negli aeroporti di Milano Malpensa e Roma Fiumicino.

Nonostante l'elevata **dipendenza** dalle **fonti fossili**, nel settore si stanno osservando alcune iniziative in ottica di decarbonizzazione, tra cui le più importanti sono senza dubbio un **progressivo efficientamento dei consumi** (grazie allo sviluppo tecnologico dei motori e a *best practices* nella fase operativa) e il tentativo di passaggio a **carburanti più sostenibili**. Il Report ha preso in esame quest'ultima, cercando di cogliere gli aspetti normativi, tecnologici e di mercato più salienti.

Analisi Normativa

REFUELEU AVIATION (RFEUA)

Il **ReFuelEU Aviation** (RFEUA in seguito) è un Regolamento europeo entrato in vigore il 1° gennaio 2024⁶, finalizzato a ridurre le emissioni del settore aereo. Al centro della normativa vi è la promozione della domanda

² European Environment Agency (EEA)

³ EUROSTAT

⁴ Acronimo di Conventional Aviation Fuel.

⁵ SEA Milan Airports Sustainability Report 2023. Non sono disponibili i dati di utilizzo di SAF per l'aeroporto di Roma Fiumicino.

⁶ Gli obblighi inseriti nel regolamento hanno, però, validità dal 1° gennaio 2025.

e dell'offerta di carburanti sostenibili per l'aviazione, noti come **Sustainable Aviation Fuels** (SAF in seguito). Il Regolamento prevede inoltre misure aggiuntive volte a limitare l'aumento delle emissioni del comparto. La Tabella 2.1 sintetizza i tre principali "pilastri" del Regolamento, rivolti ai principali operatori del settore.

Tabella 2.1: Contenuto della RFEUA

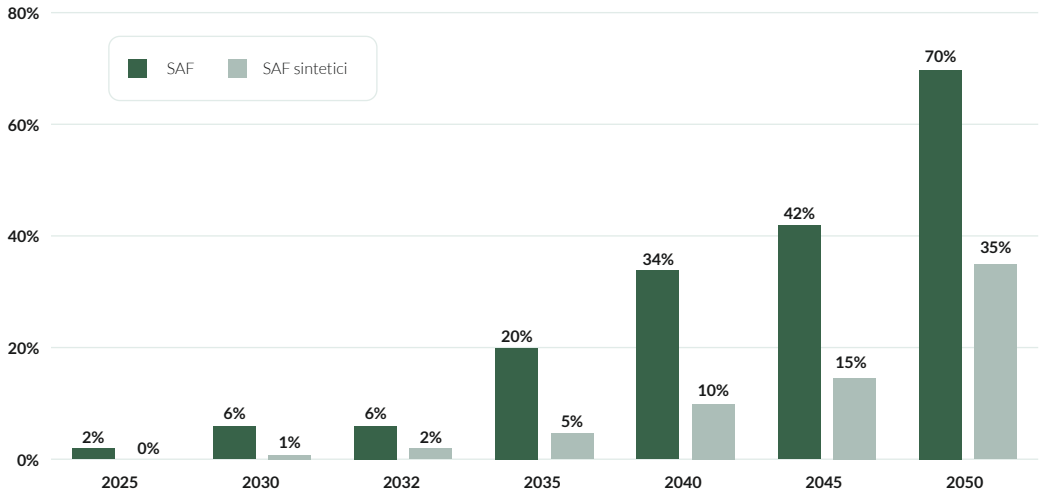
Operatore coinvolto	Obbligo da rispettare
Fornitori di carburante	<ul style="list-style-type: none">Fornire quote minime di SAF presso gli aeroporti dell'Unione Europea
Operatori aerei	<ul style="list-style-type: none">Limitare notevolmente il ricorso a pratiche di tankering⁷
Enti di gestione aeroportuali	<ul style="list-style-type: none">Adottare misure per agevolare l'accesso degli operatori aerei ai SAF

Come anticipato, l'obbligo relativo ai SAF rappresenta il fulcro del Regolamento. La Figura 2.2 illustra le quote minime di SAF, in percentuale sul totale del carburante fornito, che i fornitori dovranno garantire agli operatori aerei. Tale obbligo prevede un incremento progressivo delle quote, sia per i SAF in generale sia per la specifica categoria dei SAF sintetici (che verranno approfonditi nelle pagine successive). Il Regolamento stabilisce che entro il 2050 il 70% dell'energia fornita agli operatori aerei dovrà derivare da SAF, di cui almeno il 35% da SAF sintetici.

Il Regolamento introduce un **meccanismo di flessibilità**: dal 2025 al 2034, i fornitori possono rispettare la quota minima di SAF immettendoli in consumo **solo in alcuni aeroporti** dell'Unione Europea da loro serviti, senza doverla garantire in ogni singolo scalo. D'altra parte, il vincolo di rifornimento imposto agli operatori aerei, la cosiddetta misura "anti-tankering", dovrebbe

⁷ Le pratiche di *tankering* nel settore aereo consistono nel fare rifornimento di carburante in eccesso rispetto al necessario per un volo, con l'obiettivo di evitare o ridurre il rifornimento in aeroporti dove il carburante è più costoso. Questa strategia consente risparmi economici, ma comporta un aumento del peso dell'aereo, con conseguente maggiore consumo di carburante e impatto ambientale.

Figura 2.1: Obblighi introdotti dal RFEUA sui fornitori di carburanti in termini di quote minime di forniture SAF rispetto al totale dell'energia fornita presso gli aeroporti dell'Unione Europea.



garantire una domanda sufficiente di SAF per bilanciare l'offerta dei fornitori di carburante.

In caso di mancato rispetto degli obblighi, i fornitori saranno soggetti a **sanzioni pecuniarie**, il cui ammontare è stabilito dai singoli Stati membri. In Italia, tale compito è affidato all'ENAC (*Ente Nazionale per l'Aviazione Civile*). Le sanzioni devono comunque essere **almeno pari al doppio** della differenza tra il prezzo medio annuo per tonnellata di CAF e quello del SAF, moltiplicata per la quantità di carburante non conforme alla quota minima. In questo modo ci si vuole assicurare che i fornitori siano incentivati a rispettare gli obblighi previsti dal Regolamento.

Entro il 2027 (e a seguire con cadenza quadriennale), è previsto il **riesame** del Regolamento, al fine di tenere conto degli impatti sul mercato ed eventualmente apportare le necessarie modifiche.

EMISSIONS TRADING SYSTEM (ETS)

Il settore dell'aviazione è stato inserito nel perimetro dell'ETS a partire dal 2012. Nello specifico, rientrano nel perimetro dell'ETS i voli aerei commerciali all'interno dello Spazio Economico Europeo (SEE), e i voli che originano da Regno Unito e Svizzera e sono diretti agli aeroporti dell'Unione. Fino al 2023, una parte delle quote ETS veniva assegnata gratuitamente agli operatori per attenuare l'impatto economico e ridurre il rischio di delocalizzazione delle emissioni (*carbon leakage*). Tuttavia, a partire dal 2024 è stato previsto un **progressivo azzeramento** di queste quote gratuite: nel 2024 si sono ridotte del 25%, nel 2025 del 50%, mentre **nel 2026** si arriverà alla loro **completa eliminazione**.

Per incentivare l'**uso dei SAF**, tuttavia, è stato creato un **fondo di quote gratuite**, disponibili dal 1° gennaio 2024 al 31 dicembre 2030, destinate agli operatori aerei che li impiegano. Queste quote sono aggiuntive rispetto a quelle precedentemente assegnate e non sono soggette all'azzeramento graduale, con l'obiettivo di compensare parzialmente o totalmente il differenziale di prezzo tra SAF e carburanti fossili (CAF). Si segnala inoltre che, ai fini dell'ETS, i **SAF** sono considerati a **emissioni zero**.

A partire dal 2028 è prevista una **revisione** del meccanismo ETS, per tenere conto di due aspetti: in primo luogo, la possibilità di includere le emissioni non-CO₂ nel perimetro (il che avrebbe un impatto notevole sul numero di quote di cui gli operatori aerei si dovranno approvvigionare, e quindi sui loro costi operativi); in secondo luogo, la necessità di integrare l'ETS europeo con il meccanismo internazionale CORSIA, per quanto concerne le emissioni dei voli internazionali.

IL CONTESTO ITALIANO

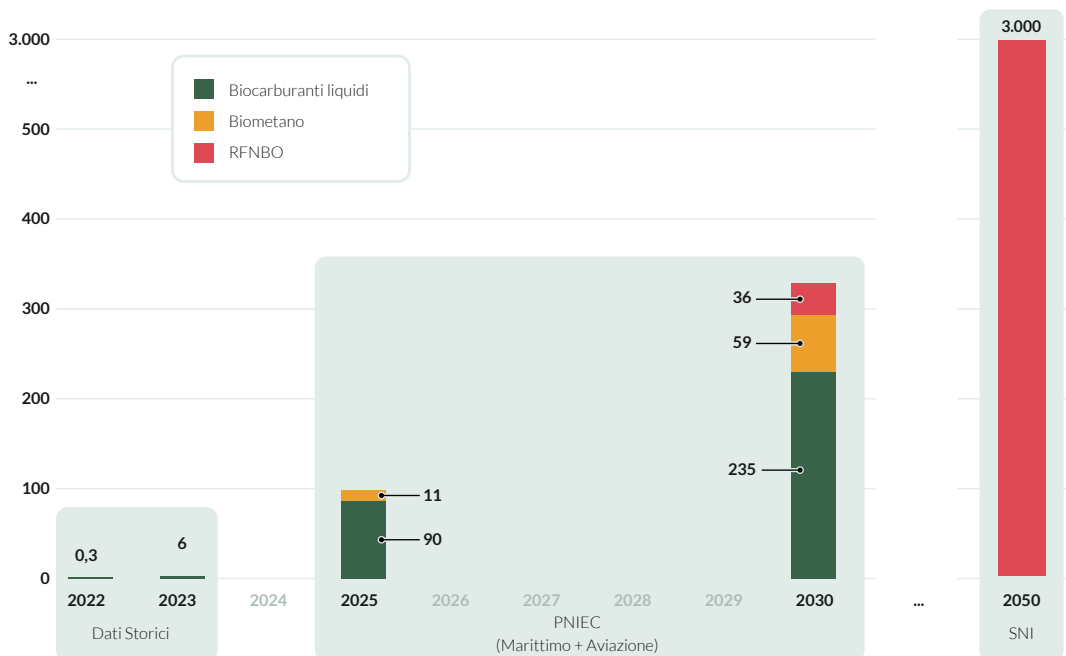
I principali **target italiani** per il settore dell'aviazione sono contenuti nel **PNIEC** e nella **SNL**.

Il **PNIEC**, aggiornato nel 2024, stabilisce obiettivi di consumo di **carburanti sostenibili** (biocarburanti liquidi, biometano e RFNBO) **nel trasporto aereo e marittimo** per il 2025 e il 2030. Sfortunatamente, il documento non distingue i singoli contributi dei settori, e non è quindi possibile risalire all'obiettivo specifico per il settore dell'aviazione. Dal grafico (Figura 2.2) si nota comunque che il principale contributo è dato dai **biocarburanti liquidi**, il cui obiettivo al **2030** è di circa **235 ktep** (quota combinata per trasporto aereo e marittimo).

La SNI risulta estremamente ambiziosa rispetto al contributo dell'idrogeno nel trasporto aereo, prevedendo un consumo di 3 Mtep al 2050. Tale contributo deriva da carburanti sintetici derivati dall'idrogeno (kerosene sintetico). Questo obiettivo, se confrontato a quello previsto per il 2030, evidenzia necessità di una forte espansione del mercato di produzione e importazione di carburanti sintetici (con un CAGR pari a circa il 25% tra 2030 e 2050).

Figura 2.2: Stato attuale e proiezioni future per i combustibili alternativi nel settore dell'aviazione [ktep]

[Fonti: EUROSTAT, PNIEC, SNI].



Analisi Tecnologica

I carburanti alternativi per l'aviazione (SAF) ammessi dal RFEUA possono essere raggruppati in quattro categorie:

- **Carburanti sintetici**, prodotti a partire da CO₂ catturata e H₂ rinnovabile o *low-carbon*;
- **Biocarburanti**, prodotti a partire da biomassa e altri scarti di origine biologica;
- **Carburanti da carbonio riciclato** (RCF in seguito), prodotti a partire da scarti di origine non rinnovabile;
- **Idrogeno**, prodotto a partire da elettrolisi dell'acqua utilizzando fonti energetiche rinnovabili (idrogeno verde) o tramite Steam Methane Reforming (SMR) / Auto Thermal Reforming (ATR) a partire dal gas naturale abbinato a tecnologie CCS (idrogeno blu).

I primi tre possono essere utilizzati nei **tradizionali motori** a turboelica, essendo dal punto di vista chimico sostanzialmente **analoghi al kerosene fossile**⁸. Al contrario, l'uso di **idrogeno puro** richiede motori elettrici a fuel cell, il che comporterebbe, oltre alla sostituzione del motore, anche modifiche strutturali all'aereo, a causa **dell'elevato spazio** che l'infrastruttura di stoccaggio e la fuel cell stessa richiedono, limitandone pertanto l'impiego a **tratte di corto raggio**.

Le diverse tipologie di SAF variano significativamente per materie prime necessarie e tecnologie di produzione. La Tabella 2.2 riporta, per ciascuna tipologia di SAF, alcune considerazioni in merito a due punti fondamentali: la **disponibilità attuale delle materie prime** e il **livello di maturità tecnologica** dei processi produttivi necessari. Dall'analisi emerge che attualmente i **biocarburanti** beneficiano di una filiera maggiormente pronta, rispetto alle altre soluzioni, grazie a un più agevole **approvvigionamento** di materie prime, oltre che a tecnologie più **“consolidate”** e a una maggiore **capacità produttiva disponibile**.

⁸ Si fa notare che attualmente il loro utilizzo è permesso in percentuali comprese tra il 10% e il 50% a seconda della tipologia. Sono infatti necessari ulteriori test che ne verifichino la compatibilità con i motori attualmente diffusi sul lungo periodo (sono comunque già stati effettuati alcuni voli sporadici alimentati al 100% da SAF).

Un altro aspetto di grande importanza nell'analisi tecnologica riguarda la **compatibilità** delle infrastrutture attuali di trasporto e distribuzione con le diverse tipologie di SAF, in quanto questo rappresenta un elemento chiave per favorirne la diffusione nel settore. Per quanto riguarda i **carburanti sintetici**, i **biocarburanti** e i **RCE**, le infrastrutture esistenti, come navi petroliere, oleodotti e autocisterne, sono **pienamente compatibili**, dato che la loro composizione chimica è molto simile a quella del kerosene fossile. Per quanto riguarda invece **l'idrogeno**, la situazione è più complessa, in quanto attualmente **non esistono** infrastrutture dedicate per il suo trasporto⁹.

Tabella 2.2: Analisi delle tipologie di SAF ammesse dal RFEUA

Tipologia di SAF	Dimensione di analisi	Punteggio (da 1 a 5)	Commento
Carburanti sintetici	Disponibilità di materie prime	1	Poca disponibilità: il mercato della CO ₂ catturata deve ancora nascere e la produzione di H ₂ rinnovabile o low-carbon è ancora molto limitata (vedi commento su idrogeno).
	Maturità tecnologica	2	In fase di sviluppo: la produzione in impianti di piccola taglia è già stata dimostrata e si basa su tecnologie consolidate (processo Fischer-Tropsch), ma lo scale up presenta ancora difficoltà.
Biocarburanti	Disponibilità di materie prime	4	Discreta disponibilità: attualmente utilizzati soprattutto oli esausti e vegetali, la cui disponibilità è garantita dalle importazioni; difficile la scalabilità per sostituire l'intero consumo a causa della limitata quantità di materia biologica potenzialmente disponibile.
	Maturità tecnologica	5	Disponibili: già operativi (ad esempio le bioraffinerie di Eni), ma necessari lavori di adattamento degli impianti e conseguenti extra-costi.
RCE	Disponibilità di materie prime	2	Poca disponibilità: le materie prime necessarie (gas di scarto industriali, rifiuti non rinnovabili e rifiuti plastici) sono raccolti con difficoltà, prodotti in maniera limitata o valorizzati in altro modo (riciclati o bruciati in termovalorizzatori). Inoltre, la disponibilità potenziale limitata rende difficile la scalabilità della produzione.
	Maturità tecnologica	2	In fase di sviluppo: la produzione in impianti di piccola taglia è già stata dimostrata ma lo scale up presenta ancora difficoltà. Inoltre, la varietà di materie prime rende più complicati gli impianti di trattamento prima della produzione.
Idrogeno	Disponibilità di materie prime	3	La disponibilità di idrogeno verde è subordinata al rispetto dei criteri di addizionalità, correlazione temporale e geografica previsti dalla direttiva RED II ¹⁰ per le nuove installazioni di impianti di generazione elettrica da fonti rinnovabili dedicati alla sua produzione. Inoltre, la realizzazione di impianti ad alta capacità richiede una notevole disponibilità di spazio.
	Maturità tecnologica	3	Idrogeno verde: livello di maturità tecnologica alto con impianti (elettrolizzatori) disponibili in commercio da alcuni anni, ma con taglie di impianto ancora limitate per singolo modulo (in termini di MWe) e con un potenziale di ottimizzazione ancora rilevante. Idrogeno low carbon: alta maturità tecnologica (SMR+CCS e ATR+CCS) in uso in alcuni impianti pilota. Alcune barriere da superare relativamente a emissioni residue e realizzazione infrastrutture CCS.

9 A tal riguardo, si segnala l'avvio del progetto infrastrutturale *South2 Corridor*.

10 Regolamento Delegato UE 2023/1184 (o 1° Atto Delegato della RED II).

Analisi di Mercato

Una volta analizzati i principali aspetti tecnologici relativi all'impiego di carburanti alternativi per l'aviazione, è opportuno interrogarsi su quali siano i principali **indicatori economici** che ne caratterizzano l'utilizzo e in che misura essi differiscano rispetto a quelli associati ai carburanti convenzionali (CAF). Il confronto è stato effettuato considerando i dati elaborati da EASA¹¹, riportati nella Figura 2.3, che fanno riferimento al 2024. Si fa notare che i dati riportati per i carburanti alternativi fanno riferimento ai loro **costi di produzione**, mentre quelli per i CAF fanno riferimento ai loro **prezzi di mercato**. Tra i carburanti alternativi, il biocarburante tradizionale è l'unico per cui è stato possibile riportare anche il prezzo di mercato, in quanto l'unico ad oggi consumato (seppur in quote minime).

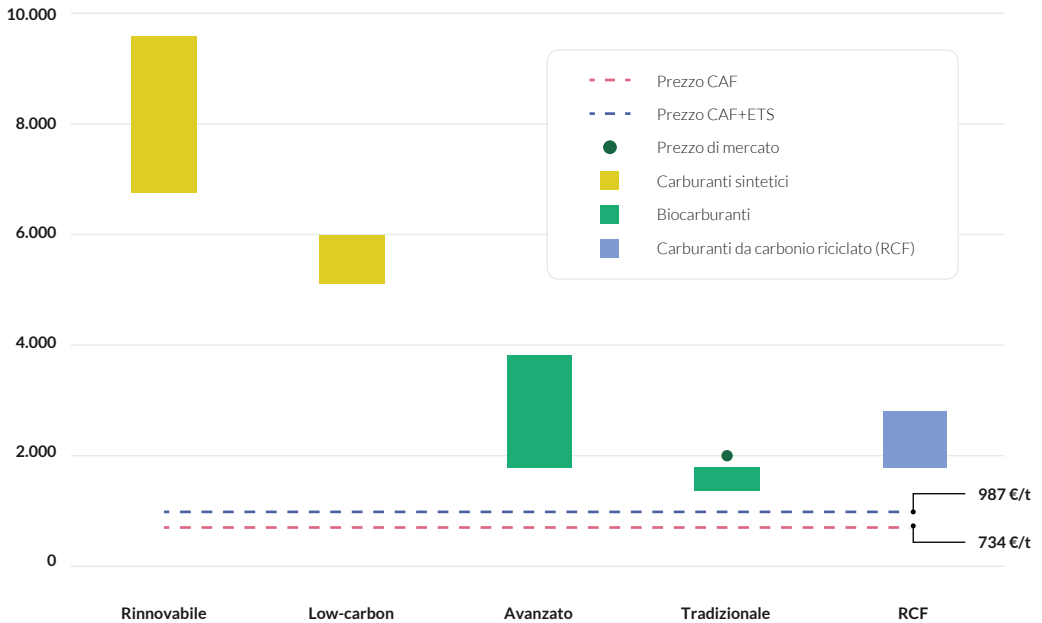
Il confronto economico evidenzia che i carburanti rinnovabili, in particolare quelli **sintetici**, per i quali il RFEUA ha introdotto obblighi di consumo a partire dal 2030, hanno **costi di produzione** ancora **molto superiori** rispetto ai CAF. **Biocarburanti** e **RCF** presentano **costi più contenuti**, ma restano comunque meno competitivi rispetto al kerosene fossile. Va inoltre considerato che l'ENAC definirà presto le **sanzioni** per il mancato rispetto degli obblighi, rendendo l'uso dei CAF meno conveniente. Pertanto, il vero dubbio non riguarda la **conformità agli obblighi**, che sarà con ogni probabilità rispettata, ma piuttosto **l'onere economico significativo** che il settore dovrà sostenere a causa degli elevati costi dei carburanti alternativi.

Nonostante le **barriere economiche**, gli operatori della filiera stanno mostrando un impegno crescente per adeguarsi agli obblighi introdotti dal RFEUA. I **fornitori di carburante** hanno annunciato numerosi progetti volti a espandere la capacità produttiva annua di SAF. A fine 2024, in Europa risultavano installate circa **640 mila tonnellate** di capacità annua, interamente costituite da **biocarburanti**. Secondo gli annunci degli operatori,

11 European Union Aviation Safety Agency.

Figura 2.3: Prezzi di riferimento [€/t] per i carburanti ammessi dalla ReFuelEU Aviation per il 2024, elaborati dalla EASA.

Il prezzo di CAF + ETS considera 80 €/tCO₂eq e un fattore emissivo di 3,16 gCO₂eq/t. [Fonte: EASA, 2024 Aviation Fuels Reference Prices]



questo valore potrebbe superare i **4 milioni di tonnellate nel 2030**, con una quota significativa coperta da **carburanti sintetici** (vedi Figura 2.4). In particolare, nel **Nord Europa** si registra un forte dinamismo nella pianificazione di nuovi impianti per **SAF sintetici**, favorito dall'ampia disponibilità di fonti rinnovabili che consente una produzione a costi più competitivi. Parallelamente, diversi operatori storici del settore oil & gas stanno puntando sul **bioSAF**, riconvertendo **asset esistenti** per estenderne la vita utile. Sebbene tali volumi, se realizzati, sarebbero **più che sufficienti** a rispettare gli obblighi del RFEUA, restano **forti incertezze** sulla concreta **realizzazione** nei tempi annunciati. La maggior parte dei progetti si trova ancora in **fase preliminare** (concept o studi di fattibilità) e quasi nessuno ha ancora raggiunto

la fase di FID¹². A rallentare i progressi contribuiscono i **costi di produzione** ancora elevati, a cui si aggiunge, nel caso dei carburanti sintetici, ulteriori criticità legate alla limitata **disponibilità di materie prime**, in particolare di CO₂, oggi uno dei principali colli di bottiglia per la filiera.

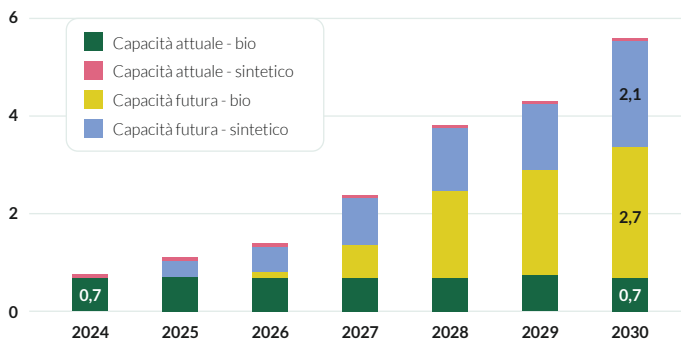
Parallelamente allo sviluppo della capacità produttiva, anche gli **enti di gestione aeroportuale** e le **compagnie aeree** stanno giocando un ruolo attivo nel rafforzare la filiera del SAF, attraverso la sottoscrizione di **accordi di fornitura a medio-lungo termine** con i produttori. Tali accordi mirano a garantire una disponibilità stabile del carburante, condizione essenziale per supportare l'attuazione del RFEUA e preservare la competitività del settore. In particolare:

- Per quanto riguarda gli **enti di gestione aeroportuale**, l'obiettivo principale è costruire una catena logistica di approvvigionamento **solida e affidabile**, in grado di assicurare continuità nell'offerta di SAF e attirare traffico passeggeri e merci. Un esempio concreto è quello dell'aeroporto di Milano Malpensa, che nel 2023 ha siglato un accordo con *Eni* per la fornitura di SAF e ha stanziato un fondo di 300.000 euro per incentivare le compagnie aeree all'utilizzo del carburante, offrendo un contributo economico pari a 500 euro per tonnellata.
- Anche le **compagnie aeree**, dal canto loro, stanno siglando contratti pluriennali con i produttori per tutelarsi da potenziali **interruzioni** nella catena di fornitura e contenere la **volatilità dei prezzi**. Tali accordi contribuiscono inoltre a ridurre l'impatto economico dell'*ETS*, assicurando al contempo un allineamento progressivo agli obblighi normativi e agli obiettivi di sostenibilità dichiarati.

12 Final Investment Decision.

Anche le **istituzioni competenti** stanno adottando misure rilevanti. Tra le tante, a livello UE¹³ si segnala lo stanziamento di fondi per ricerca e innovazione nell'ambito del programma *Horizon Europe*, *Innovation Fund* e *InvestEU*, cui si aggiungono iniziative come l'*Alliance for Zero-Emission Aviation* (AZE) per velivoli elettrici e a idrogeno, e la *EU SAF Clearing House* per supportare la certificazione dei produttori. In Italia, ENAC ha creato nel 2019 un osservatorio SAF per sviluppare policy a sostegno del RFEUA¹⁴, mentre, nel 2024, ha lanciato insieme a ENEA il progetto *SAVES* (*Sustainable Aviation Vectors for Energy tranSition*) per integrare idrogeno e SAF negli aeroporti di Milano Malpensa e Roma Fiumicino, pubblicando nel febbraio 2025 linee guida per la gestione dell'idrogeno negli scali¹⁵.

Figura 2.4: Andamento atteso della capacità produttiva di SAF in Europa dal 2025 al 2030 [milioni t]. [Fonti: Argus Media, SAF Capacity Map (febbraio 2025); Eni]



13 European Union Aviation Safety Agency

14 Ente Nazionale Aviazione Civile

15 ENEA




Conclusioni

Il settore dell'aviazione sta attraversando una fase di transizione spinta da una **normativa sempre più stringente**, con l'entrata in vigore del RFEUA e l'aumento previsto dei costi dei permessi ETS.

Sul fronte tecnologico, la produzione di bioSAF è **già pronta** a supportare il **breve-medio termine**, mentre lo sviluppo dei **carburanti sintetici** entro il 2030 **resta incerto**, soprattutto per la difficoltà di assicurare **oftaker a lungo termine** e a causa degli **elevati costi di produzione**. Per favorire la crescita di questi carburanti (fondamentali per il rispetto degli obblighi), saranno probabilmente necessari **incentivi mirati**. Idrogeno e RCF avranno invece un ruolo limitato: il primo, per le profonde trasformazioni richieste, sarà destinato unicamente a tratte di corto raggio, i secondi, a causa della scarsa disponibilità di materie prime e delle difficoltà di lavorazione, difficilmente saranno disponibili su larga scala.

La Tabella 2.3 riporta i **messaggi chiave** delle analisi svolte e discusse.

Tabella 2.3: Tabella riassuntiva delle analisi svolte per il settore dell'aviazione

	Valutazione	Commento
Normativa		Normativa completa, stringente e trainante ai fini della decarbonizzazione del settore
Tecnologia		Totale compatibilità dei motori attuali con l'uso di SAF, sia bio che sintetici. Tuttavia, la produzione di questi ultimi è ancora critica per la poca disponibilità di materie prime e un grado di maturità delle tecnologie di produzione non sempre alto
Mercato		Sebbene si registri fermento tra gli operatori della filiera, i costi dei carburanti alternativi sono ancora estremamente proibitivi se confrontati con quelli associati ai carburanti tradizionali

2.2. Settore Marittimo

Il **settore marittimo** contribuisce al **4,2%** delle **emissioni di CO_{2eq}** totali dell'Unione Europea e anch'esso è ancora estremamente dipendente dalle **fonti fossili**. Nel **2023** circa il **99%** dell'energia consumata è derivata da queste fonti, principalmente sotto forma di **diesel** e il cosiddetto **marine fuel oil**. Solo una quota residuale è coperta dai **biocarburanti**, in particolare dal **biodiesel**, che viene utilizzato in **miscela** in piccole percentuali. La situazione in Italia è ancora più critica: solo lo **0,03%** dell'energia consumata nel settore deriva da **biocarburanti**¹⁶.

Così come per il settore dell'aviazione, anche nel settore marittimo si registrano alcuni importanti segnali di accelerazione del processo di decarbonizzazione. Le principali direttrici di intervento per ridurre le emissioni del settore sono essenzialmente tre: l'introduzione di **nuovi vettori energetici** che sostituiscano i carburanti fossili attualmente utilizzati, l'elettificazione delle banchine portuali (i.e. **cold ironing**) e l'adozione di **soluzioni digitali** a bordo delle imbarcazioni. Il Report si focalizza sulla prima direttrice, investigando la potenzialità di sviluppo nei prossimi anni dei carburanti alternativi per il trasporto marittimo.

Analisi Normativa

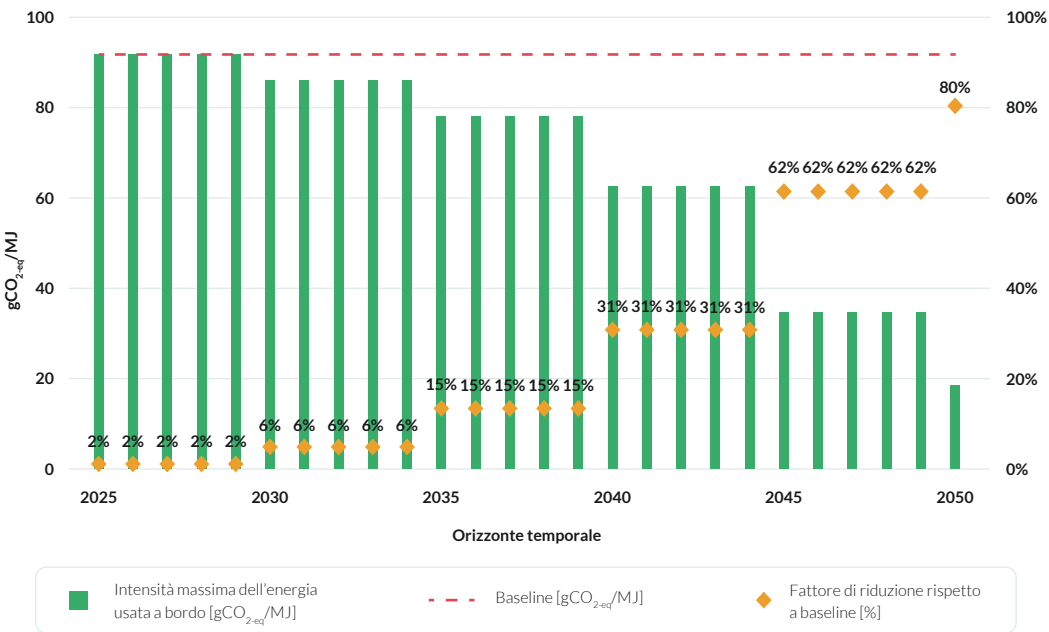
FUELEU MARITIME (FEUM)

Al fine di aumentare la domanda e l'uso di combustibili rinnovabili e a basse emissioni di carbonio nel settore marittimo, nel corso del 2023 la Commissione Europea ha introdotto il Regolamento **FuelEU Maritime** (FEUM d'ora in avanti), che stabilisce **limiti massimi** per gli operatori navali **sull'intensità emissiva dell'energia consumata a bordo delle navi**¹⁷. Il FEUM si applica a tutte

¹⁶ European Environment Agency (EEA).

¹⁷ Il calcolo viene effettuato utilizzando un approccio "Well-to-Wake".

Figura 2.5: Limiti sull'intensità emissiva fissati dal FEUM



le navi di stazza lorda superiore a 5000 t (che equivalgono al 55% delle navi e al 90% delle emissioni del settore¹⁸), e si applica su:

- Il 100% dell'energia utilizzata durante la sosta nei porti UE¹⁹;
- Il 100% dell'energia utilizzata a bordo per le tratte tra due porti UE;
- Il 50% dell'energia utilizzata a bordo per le tratte tra un porto UE e un porto extra UE (o tra un porto UE ultraperiferico e un altro qualsiasi porto).

Il **limite massimo** dell'intensità emissiva per ciascun anno è calcolato applicando una **percentuale** ad un valore di baseline, equivalente all'intensità media

¹⁸ FuelEU Maritime
¹⁹ Attualmente, a meno di rari casi, durante la sosta nei porti le navi utilizzano i motori presenti a bordo per soddisfare il fabbisogno energetico non legato alla propulsione navale (es: riscaldamento, raffreddamento ecc.). In ottica di decarbonizzazione, la soluzione in tal senso è rappresentata dal "cold ironing", ovvero l'elettrificazione delle banchine, e il conseguente adattamento dei sistemi a bordo per potersi connettere alle infrastrutture elettriche.

registrata nel 2020 ²⁰. Come mostrato in Figura 2.5, la percentuale di riduzione **aumenta con il passare degli anni**, arrivando **all'80% nel 2050**. Il FEUM ha validità a partire dal 1° gennaio 2025.

Si nota subito una differenza significativa rispetto al RFEUA: il **FEUM** adotta un principio di **neutralità tecnologica**, senza imporre l'uso di specifici combustibili, lasciando agli operatori navali la **libertà** di scegliere le soluzioni preferite per rispettare i limiti emissivi. Tuttavia, vi sono due *caveat*:

- L'articolo 5 comma 1 prevede che dal 1° gennaio 2025 al 31 dicembre 2033 le riduzioni dell'intensità emissiva derivanti dall'utilizzo di **RFNBO** siano **conteggiate doppio**;
- L'articolo 5 comma 3 prevede che, se durante il 2031 la quota di RFNBO dell'energia annua usata a bordo dalle navi dovesse risultare **inferiore all'1%**, per questi combustibili sarà introdotto un **sotto obiettivo del 2%** a decorrere dal 1° gennaio 2034²¹.

Ci sono poi due ulteriori elementi del FEUM su cui vale la pena soffermarsi, in quanto incidono in maniera sostanziale sulle future scelte degli operatori navali: in primo luogo, la possibilità per gli operatori navali di servirsi del sistema “**banking & borrowing**”²². Inoltre, il FEUM introduce la possibilità di rispettare i vincoli attraverso pratiche di “**pooling**”, e quindi di ottenere la **conformità** non per ogni singola nave, ma per una **specifica flotta**²³. I vantaggi del meccanismo di *pooling* sono essenzialmente due: in primo luogo, il fatto che non sia obbligatorio rifornire **ogni singola nave** con combustibili alternativi, visto che, almeno nella fase di sviluppo delle infrastrutture, difficilmente in tutti i porti sarà ga-

20 L'intensità emissiva media nel corso del 2020 è risultata pari a 91,16 gCO₂eq./MJ.

21 In merito a questo, l'articolo chiarisce comunque che, se la capacità di produzione e disponibilità di RFNBO in quell'anno risulteranno insufficienti, se la distribuzione geografica sarà disomogenea o se i prezzi rimarranno troppo elevati, questo vincolo aggiuntivo non sarà introdotto.

22 Nei primi anni, gli operatori navali che manterranno un'intensità emissiva al di sotto del valore limite potranno accumulare crediti (fase di *banking*), da utilizzare negli anni successivi (fase di *borrowing*) nel caso in cui la loro intensità emissiva superi il limite previsto.

23 L'intensità emissiva della flotta è calcolata con la media ponderata dell'intensità emissiva delle diverse navi appartenenti alla flotta.

rantita la **disponibilità** di questi carburanti. In secondo luogo, il meccanismo di *pooling* consente di **ottimizzare** l'uso delle tecnologie a combustibili alternativi, dal momento che una nave che adotta tali tecnologie può **vendere unità di emissione** ad altre navi, distribuendo i costi di capitale su una riduzione complessiva delle emissioni maggiore rispetto a quella che otterrebbe singolarmente. Il meccanismo di *pooling* potrà essere implementato non solo tra navi appartenenti allo stesso gruppo societario, ma anche tra navi appartenenti a **differenti gruppi societari**.

EMISSIONS TRADING SYSTEM (ETS)

Il **2024** è stato il **primo anno** in cui l'ETS si è applicato al **settore marittimo**. Il *policymaker*, tuttavia, ha optato per un'**introduzione graduale**, con la quota di emissioni che rientra nel perimetro dell'ETS che passa dal 40% nel 2024, al 70% nel 2025, per arrivare al **100% dal 2026 in poi**.

Così come il FEUM, l'ETS si applica alle navi di stazza lorda superiore a 5000 t, e si applica sul **100% delle emissioni** durante i viaggi e gli scali **all'interno dell'UE** e sul 50% delle emissioni durante i viaggi in entrata o in uscita dall'UE²⁴. Gli operatori non sono tenuti a restituire quote di emissioni derivanti dalla combustione di biomassa sostenibile conforme ai criteri di sostenibilità stabiliti dalla Direttiva sulle energie rinnovabili, e lo stesso vale per altri combustibili "rinnovabili" regolati dalla RED, come RFNBO e RCF, e per i combustibili sintetici a basso contenuto di carbonio regolati dalla Direttiva (UE) 2024/1788. Tuttavia, per poter beneficiare dell'aliquota zero, questi combustibili devono rispettare un certo livello di riduzione dei gas serra rispetto ai combustibili fossili convenzionali.

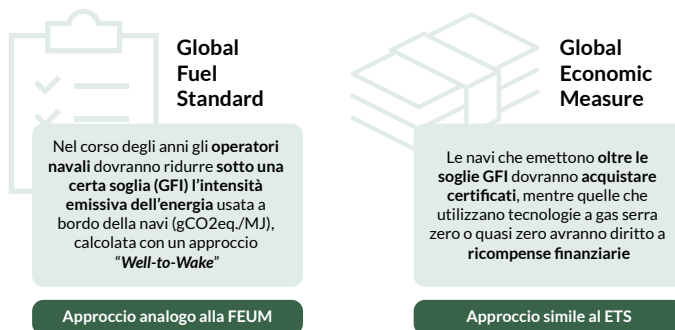
²⁴ La Direttiva ETS stabilisce che le emissioni siano conteggiate con un approccio "tank-to-wake", a differenza del FEUM che invece prevede un conteggio attraverso l'approccio "well-to-wake".

INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION (IMO)

La Commissione Europea ha ritenuto necessario adottare il FEUM ed estendere l'ETS al settore marittimo, in quanto, a livello globale, non era ancora presente alcuna regolamentazione che prevedesse obiettivi vincolanti agli operatori navali in termini di riduzione delle emissioni.

Nel mese di aprile 2025, dopo anni di tavoli negoziali²⁵, l'IMO ha finalmente annunciato di aver trovato un accordo²⁶, che prende il nome di **IMO Net Zero Framework** (INZF in seguito). L'INZF, che dovrà essere reso operativo nei prossimi mesi, introduce per la prima volta **obiettivi vincolanti** (a partire dal **2028**) per gli operatori navali su **scala globale**. Nello specifico, l'INZF prevede l'introduzione di due misure: la **Global fuel standard**, che fissa un limite all'intensità emissiva dell'energia usata a bordo dalle navi²⁷, e la **Global economic measure**, che obbliga coloro che eccedono tale limite ad acquistare specifici certificati. In Figura 2.6 si mostra il dettaglio delle due misure, e le loro analogie con il quadro regolatorio europeo.

Figura 2.6: I due pilastri dell'INZF



²⁵ Un folto gruppo di paesi, guidati da Stati Uniti e paesi del Golfo, si opponevano al raggiungimento dell'accordo.

²⁶ IMO Net Zero Framework.

²⁷ Il calcolo viene effettuato utilizzando un approccio "Well-to-Wake".

Con l'entrata in vigore dell'INZF, emergeranno quindi su scala globale misure molto simili a quelle implementate dalla Commissione Europea. A questo punto, si solleva una questione fondamentale, ovvero garantire la **compatibilità** tra i diversi provvedimenti al fine di evitare disomogeneità e creare confusione tra gli operatori. Teoricamente, è prevista una revisione dell'ETS nel 2026, mentre quella del FEUM è in programma nel 2027; pertanto, poiché l'INZF entrerà in vigore nel **2028**, c'è il **tempo sufficiente** per **rivedere** i due provvedimenti europei così da rendere **coerente l'intero quadro** (si veda la Tabella 2.4). A tal riguardo, tuttavia, si segnala che gli operatori hanno espresso **preoccupazione** circa la capacità della Commissione Europea di implementare tali revisioni in tempi sufficientemente rapidi.

Tabella 2.4: Timeline relativa ai tre provvedimenti

	2024	2025	2026	2027	2028
Inizio della validità del provvedimento	EU ETS	FuelEU Maritime			IMO Net Zero Framework
Processo di revisione			Revisione EU ETS	Revisione FuelEU Maritime	

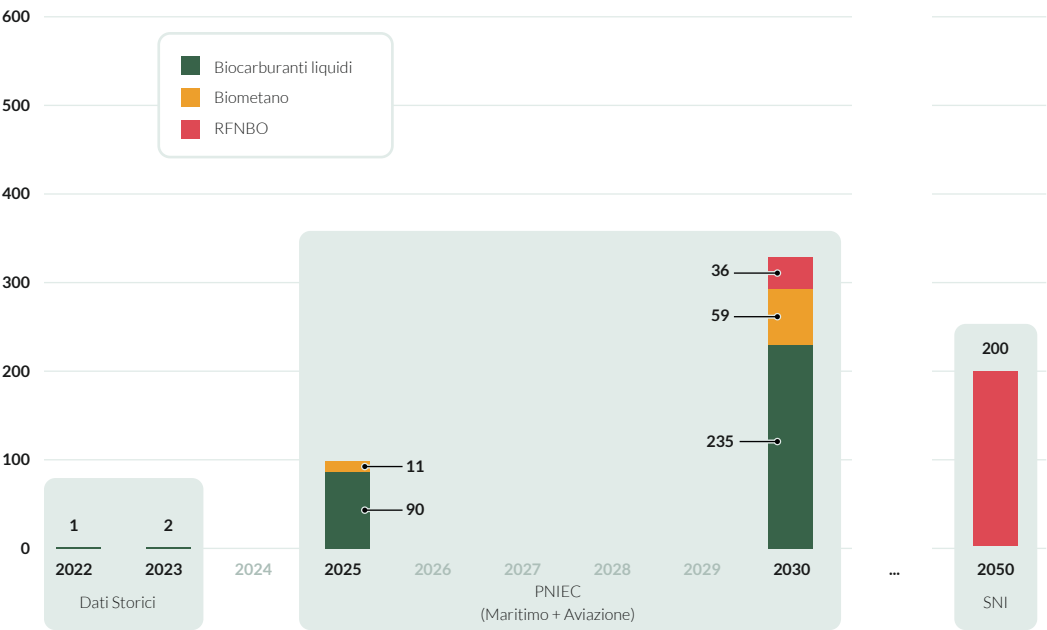
IL CONTESTO ITALIANO

Analogamente a quanto visto per il settore dell'aviazione, anche per quello **marittimo** i principali **obiettivi nazionali** sono definiti dal **PNIEC** e dalla **SNI** (vedi Figura 2.7).

Come visto precedentemente, il **PNIEC** stabilisce obiettivi per il **2025** e il **2030**, ma senza distinguere il contributo del settore marittimo rispetto a quello dell'aviazione. Si sottolinea nuovamente il **ruolo centrale** che il Piano attribuisce ai **biocarburanti liquidi**.

Per quanto riguarda la **SNI**, non si prevede una **diffusione significativa** dei **RFNBO** nel settore marittimo, a differenza di quanto previsto per l'aviazione. In particolare, si stima un consumo al **2050** pari a soli **200 ktep**.

Figura 2.7: Stato attuale e proiezioni future per i combustibili alternativi nel settore marittimo [ktep]. [Fonti: EURO-STAT, PNIEC, SNI].



Analisi Tecnologica

Per quanto riguarda il **settore marittimo**, l'analisi tecnologica risulta **più complessa** rispetto a quanto effettuato per il settore dell'aviazione. Nel caso della propulsione navale, infatti, il riferimento ai carburanti alternativi implica **un'ampia gamma di opzioni**, caratterizzate da proprietà termo-fisiche anche **profondamente diverse** tra loro, nonché rispetto al carburante attualmente utilizzato. Ciò implica che, oltre alla necessità di avere **motori compatibili** con i carburanti alternativi, anche **le infrastrutture portuali** dedicate al **trasporto**, alla **distribuzione** e al **rifornimento** (*bunkering*) devono essere adattate alle specificità tecniche richieste da ciascun carburante alternativo. Di conseguenza, l'analisi tecnologica per il settore marittimo è stata condotta considerando tre dimensioni:

1. La fase di **produzione**: in analogia con quanto effettuato per il settore dell'aviazione, per ciascun carburante alternativo è stata valutata la **disponibilità di materie prime** e la **maturità tecnologica** delle soluzioni per la loro produzione. Per questa analisi, i carburanti alternativi sono stati classificati in base alla loro **origine**, distinguendo tra **biocarburanti**, **carburanti sintetici** e **idrogeno** in forma pura. I risultati sono mostrati in Tabella 2.5.
2. La fase **infrastrutturale**: come per il settore dell'aviazione, l'analisi ha riguardato le infrastrutture di trasporto e distribuzione, a cui è stata aggiunta un'ulteriore analisi, riguardante le **infrastrutture di bunkering**. Per questa analisi, i carburanti alternativi sono stati raggruppati in base alla loro struttura termo-fisica (o molecolare). I risultati sono mostrati in Tabella 2.6.
3. La fase di **utilizzo**: è stata infine valutata la **compatibilità** dei carburanti alternativi con i **motori attualmente in uso**. Anche per questa analisi i carburanti alternativi sono stati raggruppati in base alla loro struttura termo-fisica (o molecolare). I risultati sono mostrati in Tabella 2.7.

Tabella 2.5: Analisi della fase di produzione dei combustibili alternativi per il settore marittimo

Tipologia di carburante (per origine)	Carburante	Disponibilità di materie prime (punteggio da 1 a 5)		Maturità tecnologica (punteggio da 1 a 5)	
Carburanti sintetici	e-diesel	1	Poca disponibilità di H ₂ e quasi nulla di CO ₂ sul mercato	2	Esistono impianti di produzione di piccola taglia, ma lo scale up risulta difficile
	e-metano	1	Poca disponibilità di H ₂ e quasi nulla di CO ₂ sul mercato	2	Esistono impianti di produzione di piccola taglia, ma lo scale up risulta difficile
	e-metanolo	1	Poca disponibilità di H ₂ e quasi nulla di CO ₂ sul mercato	5	Impianti produttivi già disponibili e operativi
	e-ammonia	2	Poca disponibilità di H ₂ , buona disponibilità di N ₂	5	Impianti produttivi già disponibili e operativi
Biocarburanti	Biodiesel	4	Discreta disponibilità, principalmente oli di scarto e oli vegetali	5	Impianti produttivi già disponibili e operativi
	Biometano	4	Discreta disponibilità, utilizzabili sia colture e scarti agricoli che residui zootecnici	5	Impianti produttivi già disponibili e operativi
	Biometanolo	4	Discreta disponibilità, utilizzabili sia colture e scarti agricoli che residui zootecnici	2	Esistono impianti di produzione di piccola taglia, ma lo scale up risulta difficile
Idrogeno	RFNBO	3	Disponibilità subordinata ai criteri di additionalità e correlazione temporale e geografica previsti dalla RED II. Elevato spazio necessario per gli impianti FER dedicati.	3	Elettrolizzatori disponibili sul mercato, ma la tecnologia ha margini di miglioramento in quanto a maggiore flessibilità e taglia degli impianti

Tabella 2.6: Analisi della dimensione infrastrutturale dei combustibili alternativi per il settore marittimo

Tipologia di carburante (per struttura molecolare)	Carburante	Prontezza dell'infrastruttura di trasporto/distribuzione (punteggio da 1 a 5)		Prontezza dell'infrastruttura di bunkering (punteggio da 1 a 5)	
Oli combustibili	e-diesel	5	Infrastrutture esistenti e presenti in tutti i terminal portuali	5	Tutti i terminal portuali hanno questo tipo di infrastrutture
	biodiesel				
Combustibili gassosi	e-metano	5	Infrastrutture esistenti e presenti in tutti i terminal portuali	2	Pochi terminal attrezzati, ma in rapido sviluppo
	biometano				
Metanolo	e-metanolo	3	Infrastrutture presenti solo nei porti in cui attualmente si commercializza metanolo	2	Pochi terminal attrezzati, ma in rapido sviluppo
	biometanolo				
Ammoniaca	e-ammonia	3	Infrastrutture presenti solo nei porti in cui attualmente si commercializza ammoniaca	1	Praticamente nessun porto ha infrastrutture di questo tipo
Idrogeno	RFNBO	1	Infrastrutture di distribuzione assenti in praticamente tutti i terminal portuali ²⁸	1	Praticamente nessun porto ha infrastrutture di questo tipo

28 Relativamente alle infrastrutture di trasporto segnala il Piano Strategico Snam 2025-2029 e la vision al 20234 che include investimenti per rendere la rete gas compatibile con il trasporto di idrogeno (H₂-ready) e lo sviluppo del "SouthH₂ corridor" attraverso la realizzazione di nuove infrastrutture dedicate e la riconversione di alcune tratte esistenti.

Tabella 2.7: Analisi della fase di utilizzo dei combustibili alternativi per il settore marittimo

Tipologia di carburante (per struttura molecolare)	Carburante	Compatibilità con i motori attualmente diffusi (punteggio da 1 a 5)	
Oli combustibili	e-diesel	5	Non è necessaria alcuna modifica agli attuali sistemi di propulsione
	biodiesel		
Combustibili gassosi	e-metano	4	Compatibile con i già diffusi (e in rapida diffusione) motori dual-fuel
	biometano		
Metanolo	e-metanolo	3	Utilizzabile in motori tradizionali ma con necessità di modifiche
	biometanolo		
Ammoniaca	e-ammonia	2	Potenziale compatibilità ancora da testare su larga scala
Idrogeno	RFNBO	1	Non compatibili con gli attuali motori : necessità di fuel cell o specifici motori a turbina

Dall’analisi della **fase di produzione** emerge che i **biocarburanti** sono attualmente la soluzione **più matura tecnologicamente** e con **maggiore disponibilità di materie prime** rispetto alle altre alternative. Tuttavia, la **scalabilità** e la **sostenibilità** di questi carburanti presentano degli elementi di criticità: in primo luogo, poiché la produzione su larga scala richiede **vaste superfici agricole**. In secondo luogo, poiché la crescente domanda di materie prime potrebbe incentivare pratiche di approvvigionamento **dannose** in Paesi in via di sviluppo, con impatti ambientali e sociali negativi²⁹. Quanto alla produzione di **carburanti sintetici e RFNBO**, come già osservato nel settore dell’aviazione, il loro livello di sviluppo è ancora limitato. Ciò è imputabile sia alla **scarsa disponibilità di materie prime** su larga scala, sia al fatto che le tecnologie di produzione non abbiano ancora raggiunto **un’adeguata maturità tecnologica**.

Dalle analisi delle **infrastrutture di trasporto e bunkering** e della **compatibilità** con gli attuali motori, emergono considerazioni diverse, a seconda del carburante. In particolare, gli oli combustibili (**e-diesel e biodiesel**),

29 L’Unione Europea ha normato questo tipo di pratiche; tuttavia, rimane scetticismo sull’effettiva capacità di monitorare efficacemente le catene di approvvigionamento internazionali.

essendo chimicamente simili al diesel fossile, presentano un **alto grado di prontezza**. Per i combustibili gassosi, (e-metano e biometano), la criticità principale è la limitata disponibilità di infrastrutture di bunkering, con pochi terminal portuali che sono adeguatamente attrezzati. Per quanto riguarda la compatibilità di questi carburanti con i motori delle navi, si segnala invece che una quota sempre più crescente di esse si stanno dotando di motori dual-fuel, ovvero tecnologie in grado di alternare la navigazione con un carburante gassoso e uno tradizionale, offrendo flessibilità operativa. **Metanolo e ammoniaca**, sebbene movimentati in alcuni porti³⁰, soffrono della mancanza di **infrastrutture di bunkering** e richiedono **modifiche sostanziali ai motori**, il che rappresenta un significativo ostacolo tecnico. Infine, **l'idrogeno**, oltre ad essere caratterizzato dalla mancanza di adeguate infrastrutture, richiede una **completa sostituzione** degli apparati propulsivi per essere utilizzato come carburante navale.

Analisi di Mercato

Nel **settore marittimo**, la transizione verso carburanti alternativi non si limita alla sostituzione del combustibile, ma comporta **interventi strutturali** ben più ampi, come modifiche sostanziali alle navi, alle infrastrutture portuali e all'intero ecosistema logistico. Di conseguenza, un confronto diretto tra i soli **costi unitari dei carburanti** risulterebbe fuorviante, in quanto trascurerebbe aspetti determinanti per una valutazione completa. Per questo motivo, è stata adottata una metodologia di analisi differente: sono state individuate diverse strategie di conformità (**compliance strategy**) che gli operatori del settore possono seguire per rispondere ai requisiti imposti dal FEUM e dall'INZF, evidenziando per ciascuna i principali **vantaggi e svantaggi**.

Successivamente, osservando i segnali provenienti

30 Infatti, alcuni porti gestiscono questi materiali per fornirli all'industria chimica e alla produzione di fertilizzanti, disponendo quindi già di infrastrutture di base per il loro stoccaggio e movimentazione.

dal **mercato**, si è cercato di comprendere quali strategie stiano effettivamente emergendo come preferite dagli operatori. Considerata la potenziale complessità e varietà delle strategie adottabili, l'analisi si è focalizzata su un insieme rappresentativo di **archetipi**: modelli semplificati ma significativi delle principali opzioni disponibili. Sono stati approfonditi quattro archetipi di *compliance strategy*.

1) COMPLIANCE STRATEGY:

CARBURANTE TRADIZIONALE + PENALTY

La prima *compliance strategy* prevede di **non implementare alcuna modifica** alle navi e ai loro motori, né di alterare l'approvvigionamento di carburante, mantenendo quindi la propulsione navale alimentata da **carburanti fossili**. Questa scelta comporta alcuni vantaggi evidenti, tra cui il fatto di non dover apportare **modifiche alla flotta**. Inoltre, permette di continuare a rifornirsi di carburanti con prezzi **sensibilmente inferiori** rispetto ai carburanti alternativi.

Tuttavia, questa strategia nel **lungo termine** comporta anche dei **costi significativi**. In primo luogo, i notevoli costi associati all'*ETS*, che, come detto, sono destinati a crescere nei prossimi anni. In secondo luogo, non sarebbero rispettati gli **obblighi del FEUM e del INZF**. Gli operatori sono quindi costretti a pagare pesanti **penalty** in aumento nel corso degli anni, dato che la soglia di intensità emissiva consentita è destinata a diminuire progressivamente.

2) COMPLIANCE STRATEGY:

LNG/LPG + BANKING & BORROWING

La seconda *compliance strategy* prevede anch'essa l'utilizzo di un **carburante fossile**, ma in questo caso si opta per un carburante "innovativo" rispetto al tradizionale olio combustibile, ovvero il **LNG** (o in alternativa il **LPG**). Dal punto di vista degli operatori, questa scelta potrebbe risultare particolarmente interessante: infatti, secondo

alcuni studi, la **navigazione a LNG** permetterebbe nei primi anni di rimanere ben al di sotto dei limiti imposti dal FEUM, permettendo così di **accumulare** un numero rilevante di crediti (**banking**). In seguito, quando i limiti emissivi diventeranno più stringenti, gli operatori avrebbero la possibilità di **restituire** i crediti accumulati (**borrowing**). Si stima che questa strategia permetta agli operatori navali di non pagare alcuna *penalty* fino a oltre il 2040³¹.

I principali **vantaggi** di questa strategia sono legati al fatto che tanto i **costi di investimento** quanto, soprattutto, i **costi del carburante** sono **più bassi** rispetto ad altri carburanti alternativi, come ad esempio ammoniaca, metanolo e idrogeno. Un ulteriore vantaggio è la possibilità di passare successivamente alle **versioni bio o sintetiche** di LNG, sfruttando così al massimo le potenzialità offerte dalle varianti più sostenibili di questo carburante.

Ci sono però anche importanti **svantaggi**. Nonostante l'intensità emissiva più bassa del diesel, l'utilizzo di LNG comporterebbe comunque **importanti costi per l'ETS**. Inoltre, se la strategia viene adottata per un lungo periodo, è alto il rischio che negli ultimi anni non siano rispettati gli obblighi del FEUM e del INZF, con il pagamento di **penalty elevate**.

3) COMPLIANCE STRATEGY:

CARBURANTE ALTERNATIVO AL 100%

La terza *compliance strategy* rappresenta l'approccio più "disruptive" dal punto di vista tecnologico, poiché prevede una completa conversione delle navi per permettere loro di navigare utilizzando esclusivamente carburanti alternativi. Questa scelta comporterebbe **elevati costi di investimento** iniziali e **costi operativi** che, al momento, non sono competitivi rispetto ai carburanti tradizionali. Nonostante questi evidenti svantaggi, tale strategia garantirebbe una **conformità totale** ai limiti stabiliti dal FEUM e INZF e, di conseguenza, **un'esenzione totale** da *penalty*, oltre a liberare l'operatore dal pagamento delle quote ETS.

³¹ DNV, FUELEU MARITIME: Requirements, compliance strategies, and commercial impacts (2024)

Ad ogni modo, è plausibile aspettarsi che, almeno inizialmente, questa strategia porti alla conversione di **una o poche navi**: la trasformazione completa di una singola nave consente infatti di massimizzare i benefici ambientali ed economici, poi distribuiti sull'intera flotta grazie al **pooling**, ottimizzando l'investimento.

Rispetto a questa *compliance strategy* c'è poi da sottolineare il fatto che la **fornitura continua** di carburante alternativo rappresenta una delle **principali sfide**, poiché, al momento, la **disponibilità** di carburanti alternativi nei terminal portuali a livello globale è **molto limitata**.

4) COMPLIANCE STRATEGY:

BLENDING DI CARBURANTE ALTERNATIVO

La quarta *compliance strategy* analizzata è potenzialmente sovrapponibile alle prime due strategie discusse, e consiste nell'incrementare progressivamente il **blending** di carburanti alternativi (bio o sintetici) con i carburanti tradizionali, in modo da rispettare il limite emissivo in ciascun periodo.

Questa strategia presenta il chiaro vantaggio di consentire uno **switch tecnologico graduale**, permettendo agli operatori di adattarsi nel tempo³². Tuttavia, rimangono comunque **significativi costi ETS**. Inoltre, una delle principali limitazioni è che l'operatore navale non avrebbe la possibilità di beneficiare delle **economie di scala** rispetto **all'approvvigionamento** del carburante, dovendo fare affidamento su contratti di fornitura più piccoli e frammentati, che potrebbero limitare la sua capacità di inserirsi efficacemente in un ecosistema portuale integrato, con potenziali benefici per tutti gli attori coinvolti.

La Tabella 2.8 fornisce un riassunto delle informazioni emerse dall'analisi. È importante comunque ricordare che il **meccanismo di pooling** introdotto dal

³² Un passaggio tecnologico graduale permette agli operatori di dilazionare i picchi di investimento e offre maggiore flessibilità rispetto a future evoluzioni nei costi, nelle prestazioni delle tecnologie e nella disponibilità dei carburanti alternativi.

Tabella 2.8: Vantaggi e svantaggi delle quattro compliance strategy

Compliance Strategy	Vantaggi	Svantaggi
Carburante tradizionale + penalty	<ul style="list-style-type: none">• No modifiche alla flotta attuale	<ul style="list-style-type: none">• Pagamento di penalty per il FEUM• Notevoli costi relativi al ETS
LNG/LPG + banking&borrowing	<ul style="list-style-type: none">• Rispetto dei vincoli emissivi• Costi ridotti rispetto ai carburanti alternativi	<ul style="list-style-type: none">• Rischio di eccedere i limiti emissivi per gli anni successivi al 2040• Notevoli costi relativi al ETS
Carburante alternativo (bio o sintetico)	<ul style="list-style-type: none">• Rispetto dei vincoli emissivi• Possibilità di creare economie di scala• Possibilità di ottimizzare i benefici ottenibili dalla navigazione con carburanti alternativi	<ul style="list-style-type: none">• Impatto sui costi di investimento per la realizzazione di navi compatibili con l'utilizzo di carburanti alternativi in purezza (o conversione delle attuali navi).• Costo superiore di approvvigionamento del carburante• Necessità di porti attrezzati per garantire fornitura continua
Blending	<ul style="list-style-type: none">• Rispetto dei vincoli emissivi• Switch tecnologico graduale con limitati costi di investimento	<ul style="list-style-type: none">• Costi relativi al ETS• Possibile impatto negativo su creazione economie di scala per l'approvvigionamento di carburanti alternativi.

FEUM implica che i vincoli emissivi vengano calcolati **sull'intera flotta di navi**. Questo significa che le compagnie di navigazione non saranno obbligate a scegliere una singola *compliance strategy* per l'intera flotta. È pertanto molto probabile che essi adottino un **mix delle strategie** descritte, applicandole in modo **flessibile** a seconda delle **specifiche necessità e circostanze**, senza dover adottare un approccio uniforme per tutte le navi.

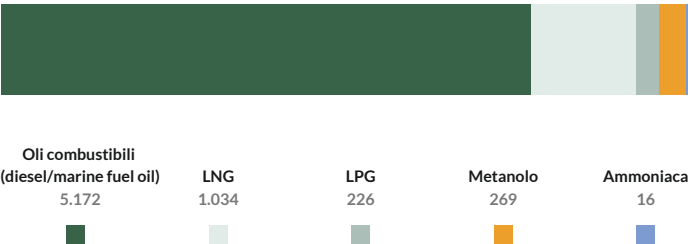
Sebbene sia ancora prematuro formulare previsioni quantitative sulle strategie di *compliance* che verranno adottate dagli operatori, l'analisi **dell'orderbook globale**, che riporta le nuove navi ordinate in base al tipo di carburante previsto, fornisce indicazioni utili e preliminari³³. I dati, presentati in Figura 2.8, rivelano che **circa il 77%** delle navi ordinate è progettato per funzionare con **oli combustibili**, come diesel e marine fuel oil. Seguono le navi alimentate a **LNG**, con **1034 ordini**, e, a distanza, **LPG e metanolo**, con rispettivamente **226 e 269 ordini**. Infine, solo 16 navi sono ordinate per funzionare ad ammoniac e **nessuna a idrogeno puro**.

Sebbene questi dati mostrino soltanto il tipo di carburante previsto per le navi, e non se il carburante sarà

33 Considerando i lunghi lead time necessari per costruire le navi, l'orderbook attuale mostra navi che entreranno in esercizio in esercizio da qui ai prossimi 2/3 anni.

di **origine fossile o meno**, si può comunque giungere a qualche tipo di conclusione. Infatti, considerando che la **capacità produttiva di biodiesel** è attualmente **limitata**, è molto plausibile aspettarsi che la maggior parte delle navi continui a utilizzare oli combustibili fossili, con piccole quote di blending tali da eventualmente ridurre le *penalty* da pagare per il mancato adempimento agli obblighi del FEUM e del INZF. Per quanto riguarda le navi a LNG, anche in questo caso è plausibile aspettarsi che gli operatori sfruttino limiti emissivi poco severi, utilizzando LNG e riuscendo a evitare *penalty* per molti anni a venire.

Figura 2.8: Orderbook globale in numero di navi per tipologia di carburante³⁴



34 Det Norske Veritas (DNV).

Conclusioni

Dalle analisi svolte emergono **forti dubbi** sulla capacità del settore marittimo di **decarbonizzarsi rapidamente**, anche e soprattutto per un **quadro normativo** che, nonostante l'implementazione per la prima volta di una regolamentazione globale del settore³⁵, appare **poco coraggioso e ambizioso** nel modificare con decisione le strategie degli attori della filiera.

Dal punto di vista tecnologico, e-diesel e biodiesel sono già compatibili, anche se la produzione del primo è ancora **poco matura**. Gli altri carburanti alternativi necessitano invece di **infrastrutture portuali** (trasporto, distribuzione e bunkering) ancora **assenti o insufficienti**.




Particolarmente preoccupante è l'approccio di **neutralità tecnologica** adottato dal FEUM. Sebbene tale impostazione presenti vantaggi teorici, in quanto consente al mercato di selezionare in modo autonomo le soluzioni tecnologiche ritenute più efficienti, evitando di imporre traiettorie di decarbonizzazione rigide e potenzialmente subottimali, essa comporta anche **rischi significativi**, primo fra tutti quello di una marcata **frammentazione tecnologica**. In assenza di un orientamento chiaro da parte del regolatore, gli operatori del settore possono infatti orientarsi verso tecnologie molto **eterogenee**, rendendo più difficile la convergenza verso soluzioni comuni. Questa eterogeneità compromette la possibilità di realizzare **economie di scala**, che sono invece essenziali per abbattere i costi delle tecnologie emergenti e favorirne la diffusione. Senza una massa critica sufficiente, sia nella domanda sia nell'offerta, i costi di produzione, distribuzione e adeguamento delle infrastrutture rimangono elevati, scoraggiando ulteriori investimenti e rallentando l'innovazione. Inoltre, la possibilità che singoli porti o operatori optino per alternative differenti rischia di produrre un **sistema frammentato**, in cui la mancanza di scelte comuni penalizza **l'interoperabilità**, la programmazione logistica e l'efficienza complessiva della catena del valore marittima.

35 Si ricorda comunque che l'INZF entrerà in vigore a partire dal 2028.

Infine, si sollevano dubbi anche riguardo al meccanismo di **pooling**: infatti, sebbene concepito per agevolare la transizione, rischia di **concentrare** lo sviluppo degli *hub* per carburanti alternativi in pochi porti, lasciando la maggioranza **senza un cambiamento strutturale** verso un'economia marittima più sostenibile.

La Tabella 2.9 riporta i **messaggi chiave** delle analisi svolte e discusse.

Tabella 2.9: Tabella riassuntiva delle analisi svolte per il settore marittimo

	Valutazione	Commento
Normativa		I Regolamenti implementati appaiono poco ambiziosi e rischiano di non incentivare in modo sufficientemente deciso il consumo di carburanti alternativi
Tecnologia		Dalla fase di produzione emergono segnali contrastanti, così come per il grado di compatibilità con i motori attualmente diffusi. Invece, permangono criticità significative sulle infrastrutture portuali (soprattutto per quelle di bunkering).
Mercato		I segnali dal mercato indicano che gli operatori sono orientati verso l'adozione del LNG, considerandolo il carburante più adatto per il periodo di transizione dai tradizionali oli combustibili. Invece, i segnali riguardanti ordini di navi dotate di motori a doppia alimentazione, metanolo e ammoniac restano ancora molto timidi.

Messaggi Chiave

Capitolo 2

La Decarbonizzazione del
Trasporto Pesante

L'analisi condotta mette in luce come la **decarbonizzazione del trasporto pesante**, in particolare nei settori dell'aviazione e del trasporto marittimo, presenti dinamiche profondamente diverse ma accomunate da una **complessità strutturale** che rende il percorso verso la neutralità climatica particolarmente sfidante.

Il settore aereo mostra oggi un quadro relativamente più avanzato, trainato da un impianto normativo **chiaro e ambizioso**, e da una tecnologia **già compatibile** con l'utilizzo di carburanti alternativi. Tuttavia, le prospettive di diffusione su larga scala di tali carburanti restano legate alla capacità di superare le attuali barriere di **costo e di produzione**. Al contrario, il trasporto marittimo appare ancora in una fase iniziale, penalizzato da una regolazione **meno stringente**, da una maggiore **incertezza tecnologica** e da infrastrutture ancora **inadeguate** a supportare una transizione profonda.

Guardando al **futuro**, sarà fondamentale accelerare la maturazione tecnologica e industriale dei **carburanti alternativi**, sostenere lo sviluppo di infrastrutture dedicate e rafforzare i segnali di prezzo e di *policy* a favore delle soluzioni low carbon. La transizione nei trasporti pesanti richiederà inoltre una **governance internazionale solida**, strumenti finanziari mirati e una maggiore integrazione tra gli attori della filiera. Senza un cambio di passo deciso, il rischio è che questi settori restino indietro rispetto agli obiettivi climatici fissati, compromettendo la coerenza e l'efficacia complessiva della strategia di decarbonizzazione.

3.

La Decarbonizzazione del Settore Termico

Il **settore industriale** e quello **civile** rappresentano due ambiti fondamentali nel processo di decarbonizzazione, sia per il loro peso nei consumi energetici complessivi, sia per la complessità che presentano in termini di transizione verso soluzioni a basse emissioni. L'industria, in particolare quella manifatturiera pesante, è caratterizzata da processi produttivi ad **alta intensità energetica** e, in molti casi, **difficilmente elettrificabili**. Il settore civile, che include edifici residenziali, terziari e pubblici, è invece segnato da una forte eterogeneità del patrimonio edilizio, spesso **obsoleto e poco efficiente** dal punto di vista energetico. In entrambi i casi, la **dipendenza dai combustibili fossili**, e in particolar modo dal gas naturale¹, è ancora significativa e gli sforzi di decarbonizzazione procedono a velocità variabile tra le diverse realtà e contesti geografici.

Alla luce di queste considerazioni, i prossimi due paragrafi si concentrano rispettivamente sul **settore industriale** e su quello **civile**, ricostruendo il **quadro normativo, tecnologico e di mercato** che oggi ne guida l'evoluzione, con l'intento di comprendere se e in quale misura i **combustibili alternativi** (principalmente idrogeno e biometano) possono giocare un ruolo chiave nella loro traiettoria di decarbonizzazione.

¹ Il ricorso diffuso al gas naturale per soddisfare i fabbisogni termici è principalmente dovuto alla sua elevata densità energetica, alla facilità di regolazione del flusso e alla presenza di una rete di distribuzione capillare.

3.1. Settore dell'Industria *Hard-to-Abate*

Il comparto delle cosiddette “**industrie Hard-to-abate**” (HtA in seguito) è responsabile del **13,4%**² delle emissioni totali di $\text{CO}_{2\text{eq}}$ nell'Unione Europea. Questi settori, in Europa, assorbono complessivamente circa **60 Mtep**³ di energia, oltre la metà della quale deriva ancora da **fonti fossili**: in particolare, il **32% dal gas naturale** e il **20% da altri combustibili fossili**. In Italia, il consumo energetico imputabile a queste industrie ammonta a **7,4 Mtep**, con una dipendenza ancora maggiore dal **gas naturale (50%)** e una quota pari al **23% da altre fonti fossili**. Una parte consistente di questo fabbisogno **non è facilmente elettrificabile**, principalmente a causa delle **elevate temperature** richieste nei processi termici, che rendono l'elettrificazione tecnologicamente complessa e spesso poco competitiva.

All'interno della categoria HtA rientrano settori industriali diversi tra loro, ciascuno con sue peculiarità: per questo, le strategie di decarbonizzazione devono essere adattate al contesto. Tuttavia, emergono alcuni orientamenti comuni: dove tecnicamente ed economicamente possibile, si favorisce l'**elettrificazione** dei consumi, oltre a promuovere l'**efficienza energetica**. Parallelamente, si stanno diffondendo soluzioni come la **cattura della CO_2** e la **sostituzione** dei combustibili fossili con **vettori energetici rinnovabili**, in primis **idrogeno** e **biometano**. Il Report si concentra su quest'ultima direttrice, approfondendone le implicazioni normative, tecnologiche e i principali trend di mercato che ne stanno guidando lo sviluppo.

Nel corso dell'analisi si farà riferimento a due principali **ambiti di applicazione** dei combustibili alternativi. La prima riguarda gli impieghi in cui tali combustibili sostituiscono le fonti fossili per soddisfare il **fabbisogno termico** dei processi produttivi. La seconda comprende invece le applicazioni in cui i combustibili alternativi

² European Environment Agency (EEA)

³ EUROSTAT

sostituiscono quelli fossili come **feedstock di processo**, ovvero come materia prima, e quindi per **fini non energetici**. Alcune delle considerazioni sviluppate nei paragrafi successivi si applicano trasversalmente a entrambe le categorie, mentre altre, come verrà evidenziato, sono rilevanti solo per una delle due.

Analisi Normativa

RENEWABLE ENERGY DIRECTIVE III (RED III)

A livello europeo, gli obiettivi relativi alla diffusione delle **fonti rinnovabili** nel **settore industriale** sono definiti all'interno della **Renewable Energy Directive III** (di seguito **RED III**), che rappresenta l'aggiornamento della precedente **RED II**. La **RED III** stabilisce i target da raggiungere entro il 2030, includendo sia gli **usi energetici** sia quelli **non energetici** delle fonti rinnovabili. In particolare, la **RED III** introduce due obiettivi principali:

- Un **impegno generale**, per gli Stati membri, di incrementare la **quota di fonti rinnovabili** sul totale delle fonti energetiche in ambito industriale di **almeno l'1,6% all'anno** come media tra il 2021 e il 2025, e tra il 2026 e il 2030.
- Un **obiettivo specifico**, introdotto all'articolo 22-bis, secondo cui **entro il 2030 almeno il 42%** dell'idrogeno utilizzato in ambito industriale⁴ dovrà essere costituito da **RFNBO**, ossia idrogeno rinnovabile⁵. Quota che sale al **60% entro il 2035**⁶.

Al di là di questi obiettivi di carattere generale, la normativa europea non fornisce indicazioni settoriali dettagliate per l'industria, a differenza di quanto av-

⁴ Viene escluso l'idrogeno utilizzato per produrre carburanti e quello ottenuto come sottoprodotto di processi, che costituiscono gran parte dell'idrogeno utilizzato nella raffinazione.

⁵ Tuttavia, l'articolo 22 ter concede la possibilità di ridurre tale contributo del 20% se lo specifico Stato membro è sulla "buona strada" per raggiungere l'obiettivo di FER nei consumi finali.

⁶ Infatti, si ricorda che l'idrogeno è già oggi ampiamente utilizzato nel settore industriale, in particolare nella raffinazione e nell'industria chimica (per la produzione di ammoniaca e metanolo). Tuttavia, l'idrogeno attualmente impiegato in questi comparti è per la quasi totalità di origine fossile: si tratta infatti di idrogeno grigio, prodotto a partire da gas naturale, o di idrogeno marrone, derivato dal carbone.

viene per altri ambiti, come si è visto ad esempio per il trasporto aereo e quello marittimo. Spetta quindi ai singoli Stati membri definire strategie di decarbonizzazione più specifiche, individuando per ciascun settore industriale le soluzioni e gli indirizzi più coerenti con il proprio contesto produttivo ed energetico.

EMISSIONS TRADING SYSTEM (ETS)

La maggior parte dei settori classificati come HtA rientrano nel campo di applicazione dell'ETS. Tra quelli analizzati nel presente Report, l'ETS include: produzione di metalli ferrosi e non ferrosi, vetro, ceramica, carta e cartone, cemento, acciaio, prodotti della raffinazione del petrolio e industria chimica. Per questi comparti, tuttavia, le istituzioni europee riconoscono un elevato rischio di **carbon leakage**, ovvero la possibilità che le imprese **delocalizzino** la produzione verso Paesi con normative ambientali meno stringenti. Per mitigare questo rischio, fino al 2030 è prevista l'assegnazione gratuita del **100% delle quote ETS**, evitando quindi un impatto diretto sui costi operativi delle aziende nel breve-medio periodo.

A questa misura si affianca, a partire dal **1° gennaio 2026**, l'introduzione del **Carbon Border Adjustment Mechanism** (CBAM nel seguito). Questo meccanismo interesserà i settori considerati "ad alta intensità emissiva", tra cui cemento, acciaio, alluminio, fertilizzanti, elettricità e idrogeno, e prevede l'applicazione di un tributo sulle emissioni incorporate nei prodotti importati da Paesi extra-UE. L'obiettivo è evitare fenomeni di **concorrenza sleale** e tutelare la **competitività** della produzione industriale europea in un contesto di transizione energetica. L'ETS e il CBAM sono strumenti fortemente interconnessi: il secondo, infatti, è stato introdotto dal *policymaker* europeo per accompagnare la progressiva eliminazione delle quote gratuite previste dall'ETS, con l'obiettivo di proteggere l'industria europea da forme di concorrenza estera non soggette agli stessi vincoli ambientali.

IL CONTESTO ITALIANO

Analogamente a quanto avviene per i settori dell'aviazione e del trasporto marittimo, anche gli obiettivi italiani in materia di utilizzo di **combustibili alternativi nell'industria** sono delineati nel **PNIEC** e nella **SNI**. Il **PNIEC** recepisce e adatta al contesto nazionale gli obiettivi introdotti dalla RED III a livello europeo, mentre la **SNI** delinea le traiettorie strategiche per l'impiego di idrogeno rinnovabile nell'industria nel medio-lungo periodo.

In particolare, il **PNIEC** stabilisce i seguenti target:

- **Idrogeno rinnovabile:** l'obiettivo al **2030** è pari a **115 ktH₂** di consumo nel settore industriale, corrispondenti al **54%** dell'idrogeno complessivamente utilizzato. Questo valore **supera la soglia** minima fissata dalla RED III, pari, come visto prima, al 42%. Il **PNIEC**, tuttavia, **non distingue** tra usi energetici (fabbisogno termico) e non energetici (feedstock di processo), distinzione che invece viene effettuata dalla **SNI**, come illustrato in seguito.
- **Biometano:** il **PNIEC** prevede un consumo annuo di circa **4 miliardi di metri cubi** da destinare **negli usi finali ad uso termico**⁷. Il documento indica che la maggior parte di tale volume dovrebbe essere destinata prevalentemente al settore industriale HtA, ma senza fornire una quantificazione dettagliata della ripartizione tra uso civile e industriale.

La **SNI** definisce **obiettivi di consumo di idrogeno rinnovabile** articolati per sottosettore industriale, distinguendo tra consumo **a fini energetici** e consumo **a fini non energetici**. I valori specifici relativi ai sottosettori analizzati in questo paragrafo sono riportati rispettivamente in Figura 3.1 (fabbisogno termico) e in Figura 3.2 (feedstock di processo). La Tabella 3.1 mostra invece sinteticamente il **ruolo** che la **SNI** attribuisce **all'idrogeno rinnovabile** nei sottosettori industriali analizzati, evidenziandone le **potenzialità di impiego** sia in ambito energetico che come materia prima.

⁷ Per la produzione di energia elettrica il **PNIEC** prevede l'utilizzo di 1,3 miliardi di metri cubi di biogas in impianti cogenerativi, corrispondenti a circa 0,7 miliardi di metri cubi di biometano aggiuntivo.

Figura 3.1: Consumi di idrogeno rinnovabile previsti nella SNI per fabbisogno termico nei settori HtA [Mtep]. [Fonte: MASE, Strategia Nazionale Idrogeno]

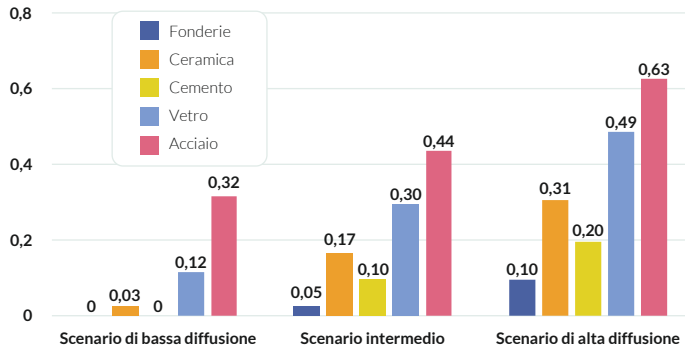


Figura 3.2: Consumi di idrogeno rinnovabile previsti nella SNI per feedstock di processo nei settori HtA [Mtep]. [Fonte: MASE, Strategia Nazionale Idrogeno]

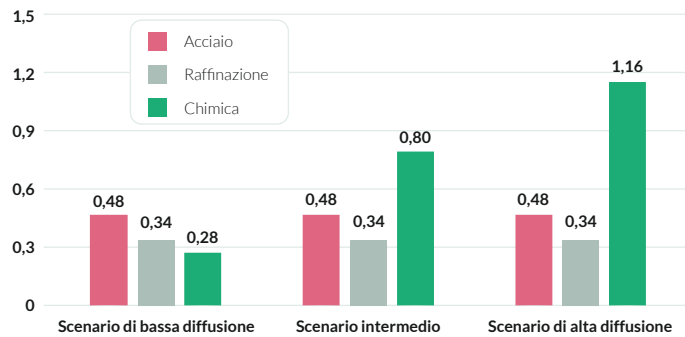


Tabella 3.1: Utilizzo di idrogeno rinnovabile nei sottosettori industriali [Fonte: SNI]

Funzione	Sottosettore	Descrizione dell'utilizzo
Finì energetici (Fabbisogno termico)	Fonderie	Utilizzo per la fusione del metallo e i trattamenti termici metallurgici
	Ceramica	Utilizzo in processo di cottura
	Cemento	Utilizzo nella fase di produzione del clinker
	Vetro	Utilizzo in processo di fusione
	Acciaio	Utilizzo in forni di fusione, preriscaldamento, riscaldamento e trattamento
Finì non energetici (Feedstock di processo)	Acciaio	Agente riducente per produzione di preridotto (DRI ⁸)
	Raffinazione	Sostituzione dell'idrogeno grigio per raffinazione del greggio ⁹
	Chimica	Sostituzione dell'idrogeno grigio per sintesi di ammoniaca e metanolo

DL AGRICOLTURA

Il Decreto-legge 63/2024 (noto come **DL Agricoltura**), pubblicato nel luglio 2024, ha introdotto un'importante novità per promuovere l'**utilizzo del biometano nel settore industriale HtA**. In particolare, l'articolo 5-bis del decreto stabilisce che, a fonte della sottoscrizione di un **contratto di compravendita della durata minima di un anno** tra un produttore e un utente industriale che opera in settori HtA, quest'ultimo possa considerare come "**biometano autoconsumato**" il biometano immesso in rete dal produttore, prevedendo quindi un prezzo medio mensile nullo delle Garanzie d'Origine associate al biometano. Questa misura è ritenuta particolarmente efficace e promettente per due motivi principali:

- Per gli **utenti industriali HtA**, consente di contabilizzare una parte del proprio consumo di gas naturale come **biometano**, portando ad una riduzione delle emissioni e un conseguente **risparmio** di costi legati all'**ETS**.

8 Direct Reduced Iron.
9 Processi di hydrotreating e hydrocracking.

- Per i **produttori** di biometano, garantisce la presenza di un **offtaker stabile**, semplificando le procedure di vendita per quegli impianti che non accedono al ritiro da parte del GSE e migliorando così la **bancabilità** degli investimenti.

A seguito di questa novità, nel maggio 2025 sono state aggiornate le *Regole Applicative* del DM Biometano (oggetto di analisi all'interno del Capitolo 4 del Report), al fine di recepire le modifiche introdotte dal DL Agricoltura.

Analisi Tecnologica

Come anticipato, le soluzioni tecnologiche oggetto di analisi, in quanto potenziali sostituti dei vettori energetici fossili attualmente impiegati nei settori industriali HtA, sono il biometano e l'idrogeno. In linea con l'approccio adottato nei paragrafi precedenti, l'analisi ha approfondito due dimensioni principali.

La prima riguarda la **fase di produzione** dei due vettori, esaminata attraverso due variabili: la **disponibilità della materia prima** e il **grado di maturità delle tecnologie produttive**. I risultati di questa analisi, sintetizzati nella Tabella 3.2, evidenziano come il **biometano** risulti oggi la soluzione **più matura**, grazie a una maggiore varietà e disponibilità di materie prime e a un insieme di tecnologie di produzione già consolidate. Tuttavia, va segnalata una criticità strutturale legata all'approvvigionamento: le materie prime, principalmente costituite da scarti agricoli e reflui zootecnici, risultano distribuite in modo frammentato sul territorio e difficilmente garantibili nel lungo periodo. **L'idrogeno**, al contrario, presenta ancora **limiti** legati alla **maturità tecnologica**: per una diffusione su larga scala, sono necessari ulteriori sviluppi in termini di flessibilità operativa e dimensionamento degli impianti. Inoltre, la sua produzione su base rinnovabile richiede **ampie superfici** disponibili per l'installazione di impianti FER dedicati all'alimentazione degli elettrolizzatori, un vincolo rilevante in

contesti industriali caratterizzati da spazi limitati.

La seconda dimensione dell'analisi ha riguardato le fasi a valle della produzione, con particolare riferimento alle **infrastrutture di trasporto e distribuzione**, e alle **tecnologie di utilizzo finale**. I risultati, riportati nella Tabella 3.3, confermano nuovamente una maggiore prontezza del **biometano**, che, essendo chimicamente assimilabile al gas naturale, risulta immediatamente compatibile con le infrastrutture gas esistenti e con le tecnologie di utilizzo attualmente impiegate nei processi industriali. Sul tema dell'integrazione del biometano nelle reti gas, va segnalato che in caso di impianti di biometano allacciati a valle della rete di trasporto l'immissione di biometano potrebbe non essere garantita nei periodi di bassa domanda gas, soprattutto nelle reti di distribuzione locali non particolarmente magliate. Per ovviare a tale limite, è in corso una sperimentazione, promossa da ARERA¹⁰, sulle cosiddette cabine bi-REMI¹¹, che consentirebbero **l'inversione del flusso fisico** del gas dalla rete di distribuzione alla rete di trasporto (*reverse flow*), favorendo così una maggiore **integrazione del biometano**.

Nel caso **dell'idrogeno**, le considerazioni differiscono in base alla **destinazione d'uso**. Per l'impiego a **fini termici**, le tecnologie gas esistenti (ad esempio caldaie e bruciatori) possono generalmente utilizzare miscele con idrogeno in volume fino a un limite del **10-20%**, senza che si rendano necessari adattamenti a infrastrutture di rete e tecnologie di processo. Sebbene la riduzione delle emissioni climateranti derivanti dal **blending** del gas naturale con basse percentuali di idrogeno risultino inferiori al *blending* con altre molecole green come il biometano, a causa della sua bassa densità energetica per unità di volume (si veda Figura 3.3) il **blending rappresenta una leva strategica per avviare la decarbonizzazione delle molecole**, abilitare la domanda nei settori end-use, testare l'adattabilità delle infrastrutture esistenti all'idrogeno e stimolare lo sviluppo

¹⁰ La deliberazione 404/2022/R/gas di ARERA ha definito la regolazione per lo sviluppo di progetti pilota per l'ottimizzazione della gestione e utilizzo delle infrastrutture del gas, compresa l'applicazione del *reverse flow*.

¹¹ Cabine bidirezionali di REgolazione e Misura: punti di consegna del gas che collegano la rete di trasporto nazionale a quella di distribuzione locale (l'equivalente delle cabine primarie nella rete elettrica).

di una filiera su scala nazionale. Per quanto concerne l'uso dell'idrogeno come **materia prima** (*feedstock*), le tecnologie di utilizzo sono già consolidate nei settori che oggi impiegano idrogeno (raffinazione e industria chimica), essendo l'idrogeno rinnovabile (e *low-carbon*) chimicamente identico a quello di origine fossile attualmente impiegato. Discorso a parte, invece, è da fare per il settore siderurgico (in questo caso si fa riferimento alla produzione di acciaio primario attraverso la tecnologie DRI), in cui l'introduzione dell'idrogeno comporta una trasformazione radicale del processo produttivo, e richiede quindi una riconfigurazione completa delle tecnologie attualmente in uso.

Tabella 3.2: Analisi sulla fase di produzione per biometano e idrogeno

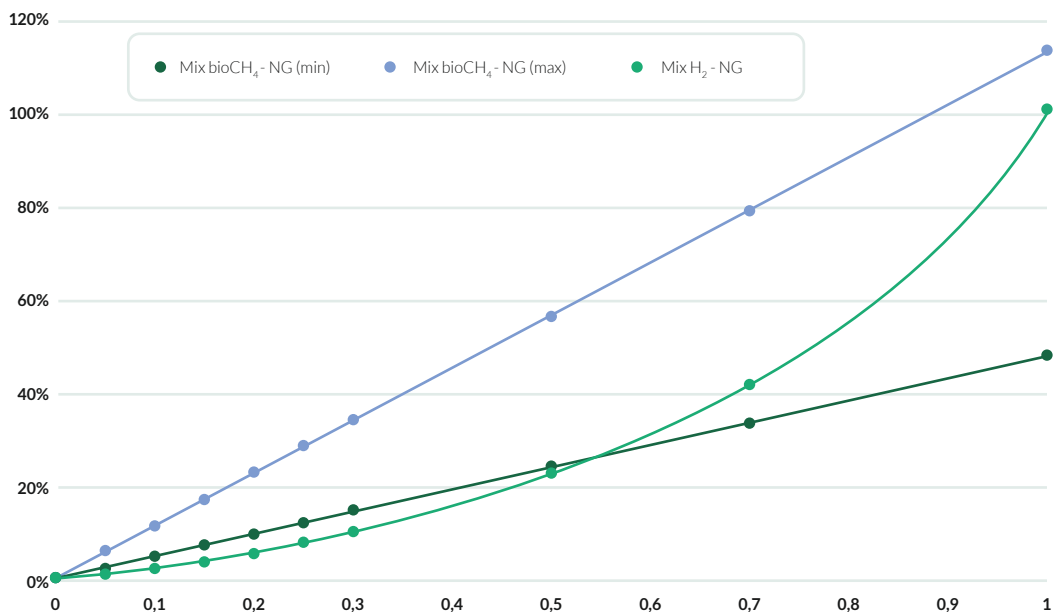
Vettore energetico	Disponibilità di materie prime (punteggio da 1 a 5)		Maturità tecnologica (punteggio da 1 a 5)	
Biometano	4	Disponibili colture e scarti agricoli, residui zootecnici, fanghi depurazione e FORSU	5	Impianti produttivi già disponibili e operativi (digestione anaerobica)
Idrogeno	3	Disponibilità subordinata ai criteri di addizionalità e correlazione temporale e geografica previsti dalla RED II.	3	Elettrolizzatori disponibili sul mercato, ma la tecnologia ha margini di miglioramento per raggiungere una maggior flessibilità e taglie maggiori

Tabella 3.3: Analisi su infrastruttura e utilizzo per biometano e idrogeno

Vettore energetico	Macrosettore	Prontezza dell'infrastruttura di trasporto/distribuzione (punteggio da 1 a 5)		Prontezza delle tecnologie di utilizzo (punteggio da 1 a 5)	
Biometano	Fabbisogno termico	5	Piena compatibilità con le infrastrutture esistenti del gas naturale	5	Piena compatibilità con le tecnologie attuali di utilizzo del gas naturale
	Feedstock				
Idrogeno	Fabbisogno termico	2	La rete infrastrutturale non è ancora pronta per il trasporto dell'idrogeno. Tuttavia, sono in corso diverse azioni significative: investimenti per rendere compatibile l'idrogeno con l'attuale rete del gas; la realizzazione di una rete di trasporto dedicata (la porzione italiana del progetto europeo South2 Corridor), che sarà operativa con il completamento previsto entro la prossima decade; lo sviluppo di soluzioni avanzate per lo stoccaggio sotterraneo dell'idrogeno, inclusa la riconversione di giacimenti di gas naturale esauriti.	2	Compatibilità con le attuali tecnologie fino a percentuali di blending al 10-20% in volume
	Feedstock			4	Piena compatibilità per il settore chimico e della raffinazione, mentre sono necessarie modifiche impiantistiche per la siderurgia con tecnologia DRI

Dal punto di vista **infrastrutturale**, sebbene ancora non ci sia una distribuzione capillare della molecola, si confermano le considerazioni già espresse nel Capitolo 2 in merito alle attività che sta portando avanti *Snam* per rendere le attuali infrastrutture gas compatibili con il trasporto di idrogeno e allo sviluppo di una rete nazionale dedicata, nell'ambito di un più vasto progetto europeo (progetto *SouthH2 Corridor*) che sarà completata entro la prossima decade. Nel transitorio, è utile evidenziare che gli impianti industriali destinati a utilizzare idrogeno come feedstock, ovvero raffinerie, poli chimici e acciaierie, costituiscono frequentemente *hub* industriali dotati di infrastrutture energetiche autonome e localizzate (*hydrogen valley*). In tali contesti la produzione di idrogeno **in loco**, può sopperire la necessità di collegamento alla rete nazionale nelle more della realizzazione delle infrastrutture.

Figura 3.3: Riduzione delle emissioni di CO₂ al variare della percentuale volumetrica di biometano e idrogeno nel blending con gas naturale.



Analisi di Mercato

La sostituzione dei combustibili fossili con biometano e idrogeno comporta inevitabilmente rilevanti implicazioni di **natura economica**. In particolare, nel caso della sostituzione del gas naturale con biometano, così come nel passaggio dall'idrogeno grigio agli RFNBO, la piena compatibilità di questi vettori, che non richiede interventi infrastrutturali aggiuntivi, consente di effettuare un **confronto economico diretto** basato sui **costi unitari** dei diversi vettori energetici. Il confronto, illustrato nella Figura 3.4, evidenzia quanto segue:

- Il **LCOE del biometano** si attesta in un intervallo compreso tra **90 e 110 €/MWh¹²**, valore circa doppio rispetto al prezzo del gas naturale maggiorato del costo relativo al sistema ETS¹³. È tuttavia importante sottolineare che, salvo configurazioni di autoconsumo, il LCOE non coincide con il prezzo finale del vettore energetico, che prevede l'applicazione di un ulteriore *mark-up* commerciale. Di conseguenza, i dati indicano che la **competitività economica** del biometano rispetto al gas naturale fossile risulta attualmente **limitata**.
- Il confronto tra idrogeno grigio¹⁴ e RFNBO è ancora meno favorevole per quest'ultimo. Per gli RFNBO si riportano i valori di LCOE sia nel caso di **produzione centralizzata**, con successivo trasporto presso i siti di consumo, sia in quello di **produzione decentralizzata**, effettuata direttamente presso il sito di utilizzo¹⁵. In entrambi i casi, il LCOE degli RFNBO risulta sostanzialmente superiore al prezzo dell'idrogeno grigio, anche considerando l'incidenza dei costi ETS.

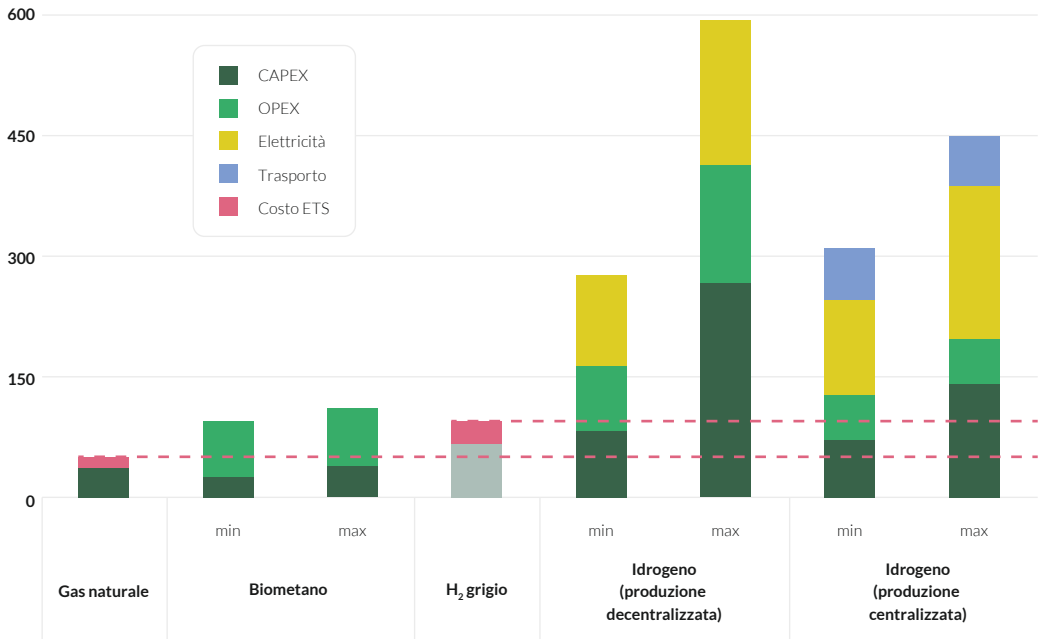
¹² Energy & Strategy, Outlook Biometano 2024

¹³ Prezzo del gas naturale di circa 40 €/MWh (media MGP-GAS 2025) e prezzo per i permessi di emissione di 65 €/tCO_{2eq}, con un fattore emissivo di 0,201 tCO_{2eq}/MWh.

¹⁴ Costo dell'idrogeno grigio di circa 2,2 €/kg e prezzo per i permessi di emissione di 65 €/tCO_{2eq}, con un fattore emissivo di 0,009 tCO_{2eq}/kgH₂.

¹⁵ ANIMA Confindustria, Modelli di business per l'utilizzo dell'H2 e lo sviluppo della filiera in Italia

Figura 3.4: Valori [€/MWh] di LCOE del biometano e dell'idrogeno rinnovabile nel settore industriale, con dettaglio delle componenti di costo (CAPEX, OPEX, elettricità e trasporto tramite carri bombolai), confrontati con quelli del gas naturale e dell'idrogeno grigio, ipotizzando un prezzo delle EUA pari a 65 €/tCO₂eq.

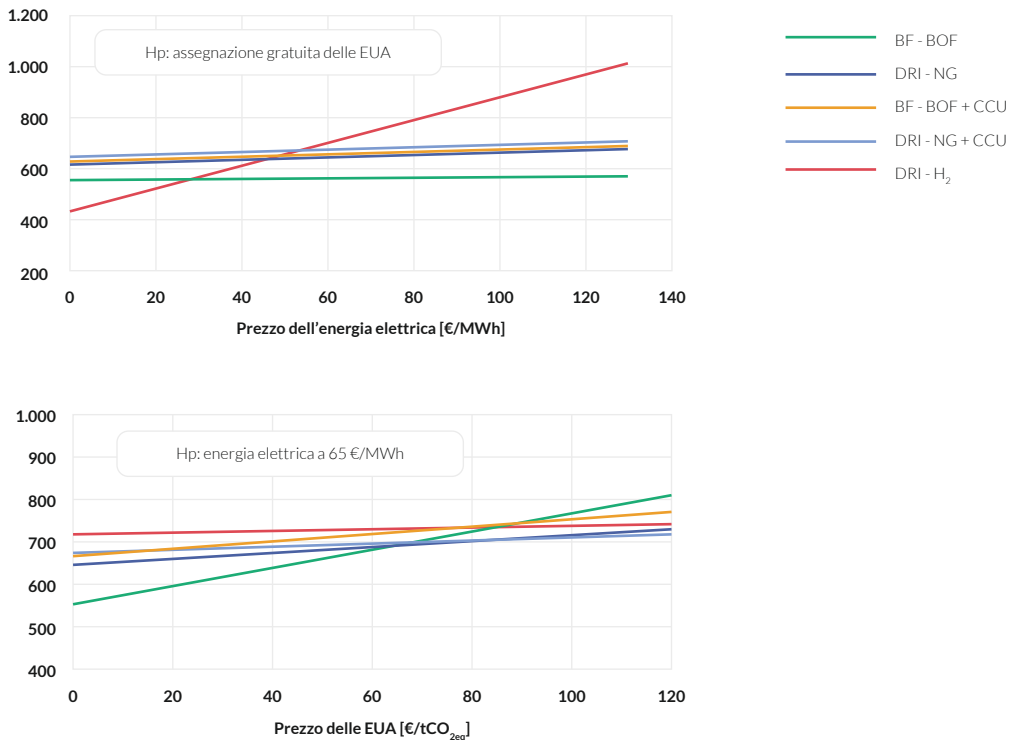


Un caso a sé stante è costituito dall'impiego dell'idrogeno come **feedstock di processo** nel settore **siderurgico**. Infatti, in questa circostanza, un confronto basato esclusivamente sui vettori energetici risulta poco significativo, poiché il passaggio dal processo produttivo con altoforno (Blast Oxygen Furnace, BOF) al processo *Direct Reduced Iron* (DRI) alimentato a idrogeno comporta un **cambiamento radicale** dell'impianto produttivo. Pertanto, le analisi economiche considerano il costo del prodotto finale, confrontando tale parametro per diverse alternative tecnologiche. In Italia, l'unico impianto siderurgico a ciclo integrale per il quale risulta possibile una conversione a tecnologia DRI è quello di **Taranto**¹⁶; di conseguenza, il confronto economico è stato effettuato facendo riferimento a questo specifico caso studio. I risultati emersi, riportati

16 Stabilimento "Ex Ilva".

in Figura 3.5 in termini di LCOP¹⁷, indicano che la produzione mediante DRI alimentato a idrogeno risulterebbe economicamente vantaggiosa rispetto alla produzione tramite altoforno solo in scenari caratterizzati da **prezzi dell'energia elettrica particolarmente bassi** (inferiori a circa 30 €/MWh) e/o da **prezzi elevati della CO₂** (superiori a circa 90 €/EUA). Va tuttavia osservato che, in quest'ultimo scenario, alcune soluzioni alternative, quali la tecnologia DRI alimentata a gas naturale, risulterebbero più competitive dal punto di vista economico rispetto alla conversione a DRI alimentato a idrogeno. Pertanto, il **costo dell'energia elettrica** si configura come il **fattore determinante** per la convenienza economica di questa soluzione tecnologica.

Figura 3.5: Costo di produzione dell'acciaio [€/t] per diverse tecnologie di produzione e diversi prezzi di energia elettrica (sopra) e EUA¹⁸ (sotto)



¹⁷ Levelized Cost Of Production.

¹⁸ ECCO Climate, Una strategia per l'acciaio verde; UniTS, La via da seguire per l'acciaio sostenibile.

Sebbene le analisi economiche evidenzino ancora una **bassa competitività** dei combustibili alternativi, in Europa e in Italia si stanno avviando diversi **progetti** volti a sostituire i combustibili fossili con soluzioni più pulite.

Per quanto riguarda l'utilizzo di idrogeno per coprire i **fabbisogni termici** nei processi produttivi, si osserva l'avvio di alcuni **progetti pilota** con l'obiettivo di testare nuove soluzioni tecnologiche. Tra questi si segnalano iniziative nel settore della produzione di **imballaggi in vetro**¹⁹, nella produzione di **acciaio da rottami**²⁰ e nel comparto della **ceramica**²¹. Tuttavia, il numero complessivo di iniziative rimane ancora piuttosto limitato, e nessun progetto su **larga scala** è attualmente operativo. In questo ambito, invece, cresce l'interesse verso l'impiego di **biometano** che a differenza dell'idrogeno non richiede modifiche significative ai processi produttivi esistenti e la cui produzione gode di un quadro normativo favorevole (DM 15 settembre 2022 che verrà approfondito nel Capitolo 4).

Un numero più consistente di progetti riguarda invece l'uso **dell'idrogeno** come **feedstock di processo**, ovvero come sostituto parziale o totale dell'idrogeno grigio. In particolare, si registra un forte fermento nei settori della **raffinazione** e della **siderurgia**. In particolare:

- Per quanto riguarda la **raffinazione**²², sono stati individuati 94 progetti per la decarbonizzazione del settore, di cui **80** si basano sull'idrogeno prodotto tramite **elettrolisi dell'acqua**. Tuttavia, la maggior parte di questi (circa il 70%) si trova ancora nelle fasi iniziali di progetto (*concept* o studio di fattibilità) e, sebbene per molti sia stata prevista l'entrata in esercizio entro il 2030, è plausibile aspettarsi alcuni ritardi nelle tempistiche, a causa dei costi dell'idrogeno rinnovabile che, contrariamente alle previsioni di qualche anno fa, rimangono ancora elevati.
- Per quanto riguarda la **siderurgia**²³, sono stati an-

19 FEVE, *Container glass decarbonisation projects*

20 Ad esempio, il progetto di *Dalmine Zero Emissions*

21 Progetto avviato da *Iris Ceramica* in collaborazione con *Edison Next*.

22 IEA, *Hydrogen Production Projects Database*; European Hydrogen Observatory; Hydrogen Europe

23 Industry Transition, *Green Steel Tracker*; EUROFER, *Low-CO2 emissions projects in the EU steel industry*

nunciati 43 progetti di decarbonizzazione, sia pilota che su scala industriale, la maggior parte dei quali focalizzati sulla produzione tramite processo DRI con utilizzo di idrogeno. Anche in questo caso, la maggior parte delle iniziative è in una fase preliminare di progetto: l'effettivo sviluppo dei progetti dipenderà pertanto dalla traiettoria dei costi dell'idrogeno nei prossimi anni, oltre che dall'efficacia di strumenti quali ETS e CBAM nel disincentivare l'uso dell'acciaio da altoforno (prodotto in Europa o importato).

Infine, a livello **istituzionale** sono state avviate alcune azioni mirate a favorire lo sviluppo e l'adozione di combustibili alternativi nei settori HtA. Tra queste si segnalano progetti come **H2Glass**, che punta all'applicazione dell'idrogeno come combustibile nei **forni di fusione** per la produzione del **vetro**, e studi di compatibilità per l'impiego dell'idrogeno in altri settori, come quello **dell'alluminio**. Similmente, nel comparto **siderurgico** sono attivi progetti come **HyTecHeat** e **DevH2forEAF**, che mirano a sviluppare tecnologie di combustione dell'idrogeno adatte ai processi termici industriali, in particolare per gli impianti di forno elettrico ad arco (EAF²⁴).

Conclusioni e prospettive future

I **settori industriali HtA** si trovano ancora nelle prime fasi di una transizione lenta verso vettori energetici a basso impatto ambientale.



Per quanto riguarda i comparti con **elevati fabbisogni termici**, la sostituzione del gas naturale con il **biometano** rappresenta una soluzione più immediatamente praticabile nel **breve-medio termine**. Questo grazie a tecnologie più mature, a una maggiore disponibilità di biometano sul mercato e a una più forte spinta da parte dei policy makers, come evidenziato dagli obiettivi inseriti nel PNIEC. Tuttavia, per soddisfare le esigenze

24 Electric Arc Furnace.

dell'industria sarà necessario accelerare significativamente lo **sviluppo dell'offerta** di biometano, per il quale hanno un ruolo fondamentale gli schemi incentivanti attuali e futuri, che saranno analizzati nel quarto capitolo. **L'idrogeno**, invece, è visto come una soluzione a più **lungo termine**, con un ruolo ancora limitato a causa di una tecnologia meno matura rispetto al biometano, ma soprattutto per via degli **elevati costi** di produzione che ne **rallentano lo sviluppo**.

Nei settori in cui **l'idrogeno** è utilizzato come **feed-stock di processo**, la decarbonizzazione avanza con difficoltà, principalmente a causa degli elevati costi associati alla produzione tramite elettrolisi. Di conseguenza, molti progetti annunciati rischiano **ritardi** o addirittura **cancellazioni**. Sebbene siano attesi miglioramenti tecnologici in termini di efficienza, flessibilità e costi, rimangono incertezze sulla reale possibilità che i costi si riducano a tal punto da rendere competitiva l'adozione dell'idrogeno rinnovabile, data la sua forte dipendenza dal **prezzo dell'elettricità**. A complicare ulteriormente il quadro, la normativa europea stabilisce un obiettivo ambizioso per il 2030 per ciò che concerne la quota minima di idrogeno rinnovabile da impiegare nell'industria, ma esclude da questo target gran parte dei consumi dei principali utilizzatori (gli impianti di **raffinazione**), il che comporterà inevitabilmente un minore tasso di sviluppo dell'offerta in questo particolare ambito. La Tabella 3.4 riporta i **messaggi chiave** delle analisi svolte e discusse.

Tabella 3.4: Tabella riassuntiva delle analisi svolte per i settori industriali Hard-to-Abate.

Valutazione		Commento
Normativa		È sicuramente positivo che esistano normative europee che prevedono quote crescenti di energie rinnovabili nell'industria; tuttavia, manca un indirizzo strategico chiaro per i singoli settori, con obiettivi troppo generici. Anche in Italia gli obiettivi sono ambiziosi, ma manca una programmazione strategica dettagliata.
Tecnologia		Le tecnologie sono già parzialmente pronte per una decisa penetrazione nelle industrie HtA: il biometano è pienamente compatibile con le infrastrutture di trasporto e utilizzo, mentre l'idrogeno, già impiegato in raffinazione e industria chimica, necessita di adeguamenti per usi termici e nel processo DRI.
Mercato		Sono in corso diverse iniziative pilota nei vari settori industriali, ma la diffusione rimane limitata. In particolare, per il biometano la situazione appare più avanzata, grazie anche ai bassi differenziali di costo rispetto al gas naturale. Per quanto riguarda l'idrogeno, invece, il differenziale di costo rimane elevato e, in assenza di meccanismi di supporto, è difficile prevedere che i progetti annunciati possano proseguire e che l'idrogeno possa affermarsi nel mercato.

3.2. Settore Civile

Il **settore civile**, in particolare i **consumi termici residenziali**, è stato responsabile nel 2023 del **9%**²⁵ delle emissioni totali di CO_{2eq} nell'Unione Europea. A queste emissioni ha contribuito soprattutto il consumo di **gas naturale**, che ha rappresentato il **29,5%** dei consumi finali, per un valore pari a circa **229 Mtep**²⁶. I fabbisogni termici, in particolare, hanno coperto circa il 78% dei consumi, e hanno costituito la quasi totalità degli utilizzi di gas naturale (92,8%). In **Italia**, i consumi residenziali, pari a **27,6 Mtep**, dipendono in maniera ancora più evidente dal gas, che costituisce il **46,7%** del totale, e il quale viene utilizzato per la quasi totalità (88,6%) per la copertura dei fabbisogni termici.

Data l'importanza del consumo per **fabbisogni termici**, il percorso di **decarbonizzazione** deve concentrarsi soprattutto su questi ultimi. Le leve da adottare sono due: **l'efficientamento energetico** e la sostituzione delle fonti fossili utilizzate. Per quest'ultimo punto, le direttrici sono una più ampia diffusione delle **tecnologie elettriche**, quando possibile, e l'adozione di **gas rinnovabili** in sostituzione del gas naturale. Il Report si focalizza su quest'ultima direttrice, analizzandone le implicazioni **normative**, **tecnologiche** e i principali trend di **mercato** che ne stanno favorendo lo sviluppo.

Analisi Normativa

RENEWABLE ENERGY DIRECTIVE III (RED III)

Così come illustrato in precedenza per i settori industriali Hard-to-Abate, gli **obiettivi europei al 2030** relativi alla diffusione delle fonti rinnovabili nel **settore civile** sono definiti nella **RED III**, che aggiorna la precedente **RED II**. In particolare, la **RED III** introduce per questo settore:

²⁵ European Environment Agency (EEA)

²⁶ EUROSTAT

- Un **obiettivo generale**, introdotto dall'articolo 15 bis, che prevede una quota del **49%** di **fonti rinnovabili** sul consumo finale nel **settore dell'edilizia**²⁷ al **2030**.
- Un primo **obiettivo specifico**, previsto dall'articolo 23, che stabilisce un incremento annuo dell'utilizzo di energia da fonti rinnovabili negli **impianti di riscaldamento e raffrescamento** pari allo **0,8%** tra il 2021 e il 2025, e **all'1,1%** tra il 2026 e il 2030.
- Un secondo **obiettivo specifico**, definito dall'articolo 24, che impone un incremento annuo del **2,2%** dell'utilizzo di energia da fonti rinnovabili negli **impianti di teleriscaldamento e teleraffrescamento** tra il 2021 e il 2030.

Inoltre, l'articolo 23 sottolinea che l'energia elettrica dovrebbe rappresentare solo una parte dell'aumento del consumo di energia da fonti rinnovabili, lasciando spazio anche all'impiego di **biomassa** e altri **vettori energetici rinnovabili**.

In generale, questi tre articoli mirano a incentivare i Paesi ad adottare un maggior numero di misure nazionali per favorire l'uso di energia da fonti rinnovabili nel riscaldamento e raffrescamento. Tuttavia, come osservato anche nel caso dei settori industriali, la normativa europea non indica **tecnologie specifiche** da adottare, lasciando agli Stati membri la **libertà** nel definire strategie di decarbonizzazione che tengano conto delle particolarità del loro contesto.

EMISSIONS TRADING SYSTEM 2 (EU ETS 2)

Il **settore civile** non rientra ancora nell'ambito di applicazione dell'ETS, ma ne farà parte **a partire dal 2027**. Infatti, il capo IV bis della direttiva 2003/87/CE, noto come **EU ETS 2**, estende il sistema di scambio di quote di emissioni anche ai settori degli **edifici** (residenziali e commerciali), del trasporto stradale e ad altri settori (industrie energetiche, manifatturiere e delle costru-

²⁷ I consumi nel settore dell'edilizia comprendono i consumi per riscaldamento/raffrescamento (che in UE contano per circa il 65% dei consumi residenziali), riscaldamento dell'acqua, apparecchi elettrici e illuminazione, cottura.

zioni). L'**ETS 2** sarà operativo dal **2027**, ma già dal 2025 inizieranno le attività di monitoraggio e comunicazione delle emissioni per i settori interessati, con l'obiettivo di stimare la quantità di permessi di emissione che i soggetti regolamentati dovranno restituire a partire dal 2028. Durante il 2027, inoltre, sarà messo all'asta un volume di quote superiore al 30% per garantire **liquidità al mercato**. L'impatto di questa misura sul settore civile riguarderà principalmente i **consumi termici**, colpendo in particolare i consumatori che utilizzano **caldaie a gas o alimentate da combustibili fossili**. Nei primi tre anni di applicazione è previsto un meccanismo di salvaguardia, che si attiverà nel caso in cui il prezzo dei permessi di emissione dovesse superare i 45 €/tCO₂eq.

La Tabella 3.5 illustra i principali eventi futuri riguardanti l'**ETS 2** per il **settore civile**.

Tabella 3.5: I principali eventi dell'ETS 2.

Data di riferimento	Evento
1° gennaio 2025	Possesso dell'autorizzazione all'immissione in consumo dei combustibili solidi, liquidi e gassosi
30 aprile 2025	Comunicazione delle emissioni del 2024 e avvio del monitoraggio
1° gennaio 2027	Avvio delle aste per le quote di emissione
30 aprile (2028-2030)	Inizio comunicazione dei costi trasferiti ai consumatori
31 maggio (dal 2028 in avanti)	Scadenza per la restituzione delle quote di emissione

IL CONTESTO ITALIANO

Gli **obiettivi e gli scenari italiani** per l'utilizzo di combustibili alternativi nel **settore civile** sono definiti nei piani nazionali, segnatamente nel **PNIEC** e nella **SNI**, ma assumono particolare importanza anche le **traiettorie di sviluppo** contenute in un documento²⁸ redatto congiuntamente da **Terna** e **Snam** ("scenari Terna-Snam" in seguito), **basate sugli obiettivi** indicati nel **PNIEC** e nelle **normative europee**. In particolare, il **PNIEC** recepisce e adatta al **contesto nazionale** gli obiettivi europei introdotti dalla **RED III**, la **SNI** traccia le strategie per l'impiego di **idrogeno rinnovabile** nell'industria a **medio-lungo termine**, mentre gli **scenari Terna-Snam** elaborano gli scenari di penetrazione dei diversi vettori energetici nel settore elettrico e termico nel corso dei prossimi anni.

Il **PNIEC** stabilisce che **entro il 2030** i consumi di gas rinnovabili nel settore termico dovranno raggiungere 3,5 Mtep, di cui **3,2 Mtep di biometano** (circa 4 miliardi di metri cubi) e 315 ktep di idrogeno rinnovabile. Tuttavia, come discusso all'interno del precedente paragrafo sull'industria HtA, non viene specificata una **ripartizione** dei consumi di gas rinnovabili tra i diversi ambiti di applicazione nel settore termico. La ripartizione è invece esplicitata negli **scenari Terna-Snam**, che prevedono una **quota nulla** di consumi di gas rinnovabili nel settore civile **al 2030**, allocando l'intero consumo su industria e trasporti. La Figura 3.6 mostra la ripartizione del consumo di idrogeno e biometano previsto dal **PNIEC** nei settori di industria, civile e trasporti sulla base dei citati scenari **Terna-Snam**.

28 Terna-Snam, Documento di descrizione degli scenari 2024

Figura 3.6: Suddivisione del consumo di idrogeno e biometano da previsioni PNIEC al 2030 nei settori di industria, civile e trasporti (sulla base degli scenari Terna-Snam) [ktep].

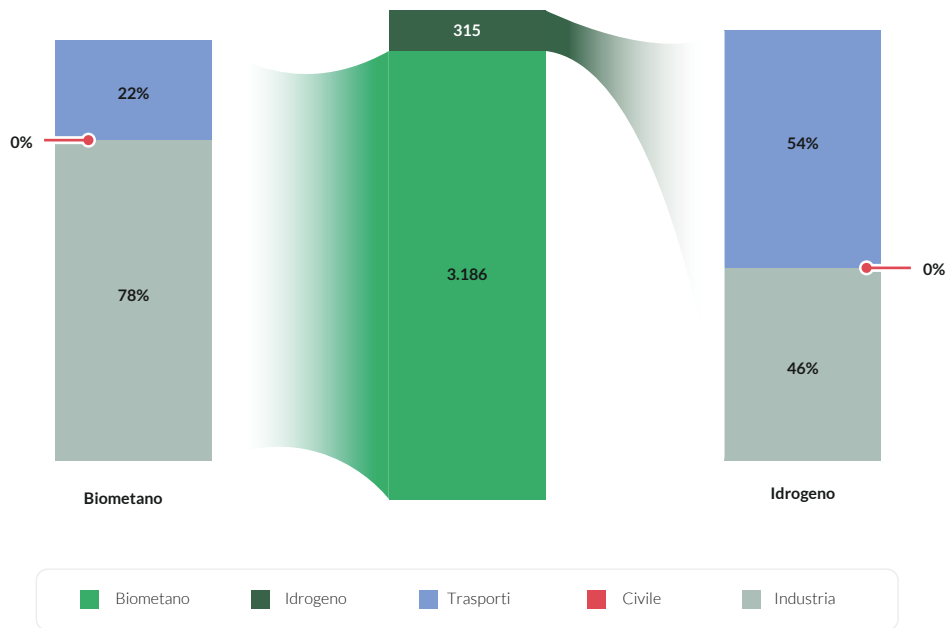
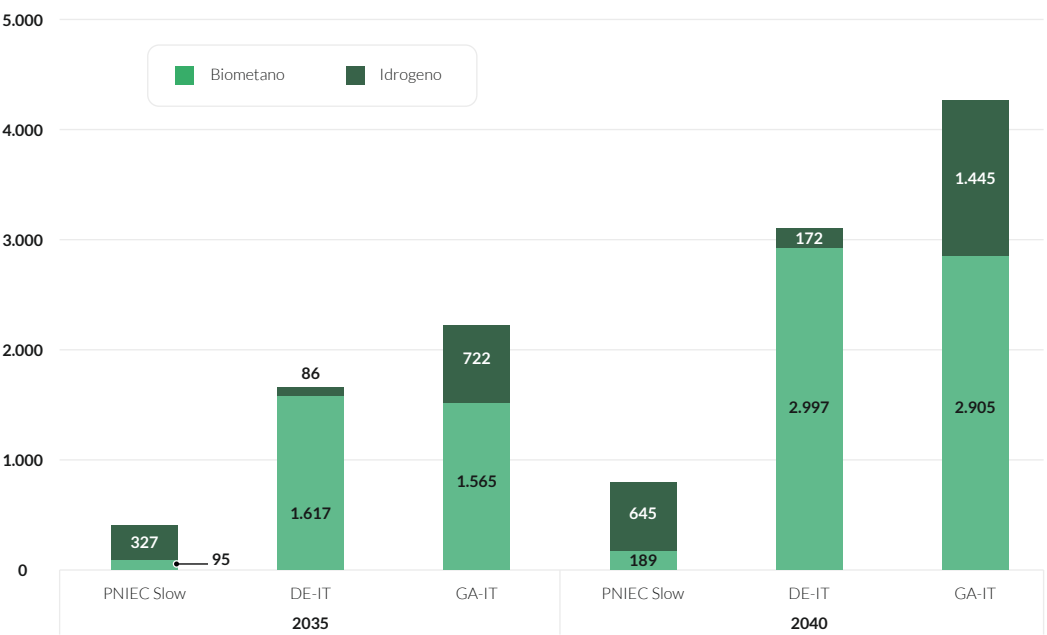


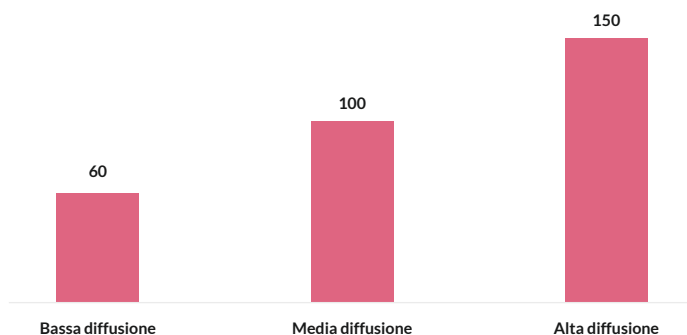
Figura 3.7: Scenari di consumo di biometano e idrogeno nel settore civile sul medio termine (al 2035 e al 2040) (sulla base degli scenari Terna-Snam). [ktep]



Negli anni successivi, invece, gli scenari Terna-Snam prevedono una progressiva diffusione del **biometano** e dell'**idrogeno** nel **settore civile**. In particolare, nel documento sono inclusi tre diversi scenari: due, *Distributed Energy* (DE) e *Global Ambitions* (GA), in linea con le previsioni dei *Transmission System Operators* europei²⁹, mentre il terzo prevede una transizione più lenta (PNIEC Slow). La figura 3.7 mostra le previsioni di consumo di idrogeno e nel settore civile per i tre scenari.

La **SNI** definisce invece gli **obiettivi** di consumo di **idrogeno rinnovabile** nel **settore civile** al **2050**, con una diffusione stimata compresa tra **60 ktep** (scenario di bassa diffusione) e **150 ktep** (scenario di alta diffusione). I tre scenari elaborati sono mostrati in Figura 3.8.

Figura 3.8: Stime della SNI sul consumo di idrogeno nel settore civile nel lungo termine [ktep]



DECRETO OIERT

Il **Decreto OIERT**³⁰ mira ad aumentare la quota di **energia rinnovabile termica** utilizzata nei sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento, nella cogenerazione e negli impianti di riscaldamento e/o raffrescamento al di fuori dei sistemi di teleriscaldamento. Il campo di applicazione del Decreto riguarda i soggetti che **vendono energia**

²⁹ Lo scenario *Distributed Energy* prevede una maggiore penetrazione del vettore elettrico in tutti i settori, massimizzando l'utilizzo della generazione elettrica solare ed eolica. Lo scenario *Global Ambitions* prevede una maggiore penetrazione dell'idrogeno in tutti i settori, una più ampia gamma di vettori adottati e un ruolo maggiore per la cattura e lo stoccaggio di CO₂.

³⁰ OIERT è acronimo di Obbligo di Incremento di Energia Rinnovabile Termica

termica sotto forma di calore a terzi (soggetti obbligati), con **volumi superiori a 500 tep all'anno**.

In particolare, il Decreto prevede:

- L'introduzione di **obblighi di incremento annuale** crescente nella **quota di energia rinnovabile** venduta.
- La **formula** per il calcolo di tali incrementi annuali, che diminuiscono all'aumentare della quota storica di energia rinnovabile termica venduta dal soggetto obbligato.
- **Modalità di adempimento a tali obblighi**, che prevedono la restituzione di una quota di Garanzie di Origine (GO)³¹ che certifichi il rispetto delle quantità richieste di energia rinnovabile. In caso di inottemperanza, il soggetto obbligato dovrà versare un contributo compensativo basato sulla differenza tra il costo medio di produzione di energia da fonti rinnovabili e il costo di produzione di energia da combustione di gas.

Gli obblighi introdotti dal Decreto dovrebbero incentivare la **diffusione** di biomassa e **gas rinnovabili nel settore termico civile**. Il testo finale del Decreto non è ancora stato pubblicato: pertanto, gli obblighi, inizialmente³² previsti dallo schema di decreto a partire dal 1° gennaio 2024, slitteranno a una data ancora da definire in base a quando verrà pubblicato il Decreto.

ANALISI TECNOLOGICA

L'**analisi tecnologica** del settore civile si è focalizzata sulle soluzioni disponibili per l'utilizzo di **idrogeno e biometano**. In particolare, sono state identificate quattro principali tecnologie meritevoli di approfondimento: le **caldaie a condensazione**, le **pompe di calore a gas**, i **sistemi ibridi** e i **sistemi co/trigenerativi**. Per ciascuna **soluzione** è stato valutato il grado di **maturità tecnologica** rispetto all'impiego dei due combustibili oggetto di studio, ossia biometano e idrogeno. Per quanto riguarda l'idrogeno, l'analisi è stata suddivisa in due scenari distinti, riflettendo le dinamiche attuali del mercato: il primo scenario relativo al 2030, che prevede

31 1 Garanzia d'Origine corrisponde a 1 MWh di energia rinnovabile.

32 Lo schema di decreto era stato pubblicato per la fase di consultazione nel 2023.

l'uso di **idrogeno** in **blending**, con una percentuale inferiore al 20% nella miscela. Il secondo scenario relativo **lungo periodo** (2050), in cui l'idrogeno viene utilizzato in **forma pura**. I risultati, mostrati in Tabella 3.6, possono essere così sintetizzati:

- Per quanto riguarda il **biometano**, essendo chimicamente assimilabile al gas naturale, **tutte le tecnologie** analizzate sono **già pronte** per un impiego sia in **blending** sia in forma pura. Le **caldaie a condensazione** (le più diffuse attualmente) mostrano il più alto grado di maturità e semplicità di utilizzo. Le altre tre tecnologie sono anch'esse compatibili con il biometano, ma risultano **meno diffuse o più complesse**.

Tabella 3.6: Analisi su prontezza dei sistemi tecnologici per utilizzo di biometano e idrogeno (in blending e in forma pura).

Soluzione tecnologica	Combustibile	Prontezza delle tecnologie di utilizzo (punteggio da 1 a 5)	
Caldaie a condensazione	Biometano	5	Pienamente compatibile con l'utilizzo di biometano, oltre che molto diffusa nel comparto civile
	Idrogeno Orizzonte 2030 (blending al 20%)	5	Tecnologia già pronta per utilizzo di idrogeno in blending fino al 20%, sono in fase di test prototipi e modelli adatti a utilizzo di idrogeno puro o in % elevate
	Idrogeno Orizzonte 2050 (100%)	5	La tecnologia sarà pronta entro il 2050 con l'utilizzo di idrogeno in forma pura
Pompe di calore a gas	Biometano	4	Compatibile con l'utilizzo di biometano, adatte soprattutto in contesti con esigenze costanti e grandi volumi, anche se risulta una tecnologia ancora poco diffusa
	Idrogeno Orizzonte 2030 (blending al 20%)	4	La tecnologia sarà pronta con elevata probabilità al 2030 per utilizzo di idrogeno in blending fino al 20%
	Idrogeno Orizzonte 2050 (100%)	5	La tecnologia sarà pronta entro il 2050 con l'utilizzo di idrogeno in forma pura
Sistemi ibridi	Biometano	4	Compatibile con l'utilizzo di biometano, combinano le caratteristiche di una caldaia a condensazione e di una pompa di calore, quindi con una maggiore complessità di sistema
	Idrogeno Orizzonte 2030 (blending al 20%)	4	La tecnologia sarà pronta con elevata probabilità al 2030 per utilizzo di idrogeno in blending fino al 20%
	Idrogeno Orizzonte 2050 (100%)	5	La tecnologia sarà pronta entro il 2050 con l'utilizzo di idrogeno in forma pura
Sistemi co/trigenerativi	Biometano	4	Compatibile con l'utilizzo di biometano, ottimale in contesti condominiali o di grande taglia, a fronte di un investimento iniziale elevato e manutenzione complessa
	Idrogeno Orizzonte 2030 (blending al 20%)	4	La tecnologia sarà pronta con elevata probabilità al 2030 per utilizzo di idrogeno in blending fino al 20%, sono in fase di sviluppo prototipi di utilizzo di idrogeno in forma pura (ad esempio basati su fuel cells)
	Idrogeno Orizzonte 2050 (100%)	5	La tecnologia sarà pronta entro il 2050 con l'utilizzo di idrogeno in forma pura

- Nel caso **dell'idrogeno**, ancora poco utilizzato, le **caldaie a condensazione** presentano il maggior grado di **maturità**, essendo già compatibili con miscele fino al 20% di H₂ e con modelli in fase di test per la **compatibilità totale** al 100%. Anche le altre tecnologie potrebbero diventare compatibili con il *blending* entro il 2030, ma sono ancora in **fase di sviluppo**. Nel lungo termine, si prevede che tutte le tecnologie saranno compatibili con l'idrogeno in forma pura, senza necessità di adattamenti significativi.

Naturalmente, l'analisi delle tecnologie di utilizzo va affiancata a quella relativa al **combustibile alternativo** stesso, in termini di **disponibilità sul territorio**, **maturità** delle tecnologie di produzione e presenza di **infrastrutture di rete** adeguate a supportarne la diffusione. Questa valutazione è analoga a quella effettuata per le industrie HtA, pertanto si rimanda alle Tabelle 3.2 e 3.3 per maggiori dettagli.

In generale, i risultati indicano che la **principale barriera** alla diffusione di biometano e idrogeno nel settore civile è costituita dalla disponibilità insufficiente di tali combustibili, mentre le soluzioni tecnologiche per il loro utilizzo finale non rappresentano un problema). Tuttavia, mentre il **biometano** è già **presente sul mercato**, e con volumi in crescita, l'offerta di **idrogeno** è ancora pressoché **nulla**, per via del **costo di produzione troppo elevato** (come evidenziato nella sezione seguente), nonché dell'assenza di una **rete capillare di trasporto e distribuzione**. A questo proposito, il progetto in corso per la realizzazione del **SouthH2 Corridor** rappresenta un potenziale *"game changer"*, poiché mira a creare una prima infrastruttura principale, a cui potranno successivamente collegarsi reti più capillari per distribuire l'idrogeno nei vari punti di consumo.

ANALISI DI MERCATO

Come appena discusso, l'utilizzo di **biometano** e **idrogeno** nelle tecnologie attualmente alimentate a

gas naturale non richiede **modifiche significative** agli impianti, né la loro sostituzione completa. Questo elemento rende applicabile il confronto tra i **costi dei diversi vettori energetici**, per valutare in che misura e in quali condizioni i combustibili alternativi possano essere competitivi rispetto al gas naturale. I risultati di questo confronto sono riportati in Figura 3.9 e mostrano valori analoghi a quelli discussi nel paragrafo dedicato alle industrie HtA. Nel complesso, il **gas naturale** risulta avere un **costo inferiore** rispetto al biometano e un costo decisamente più basso rispetto all'idrogeno, anche considerando l'incidenza del sistema ETS 2, che entrerà in vigore a partire dal 2027 e introdurrà un costo aggiuntivo legato alle emissioni di CO₂.

Per quanto riguarda l'idrogeno, nell'analisi si è considerato esclusivamente lo scenario di **produzione centralizzata**, in quanto risulta evidente che non sarà possibile una produzione diffusa (ad esempio presso singoli condomini residenziali). Si nota comunque che il costo di trasporto dell'idrogeno risulta marginale rispetto al costo di produzione. Va inoltre sottolineato che il grafico confronta il **prezzo del gas naturale** con il **LCOE di biometano e idrogeno**. Questo implica che, poiché non sono previste configurazioni in autoconsumo per i combustibili alternativi, i **prezzi di vendita** effettivi di biometano e idrogeno al consumatore finale saranno verosimilmente **superiori** ai valori mostrati nel grafico. Tale incremento è dovuto al *mark-up* applicato dal fornitore, cioè il margine commerciale necessario per coprire i costi di distribuzione e gestione.

In sintesi, nonostante le **potenzialità** di decarbonizzazione offerte da biometano e idrogeno, la loro **competitività economica** rispetto al gas naturale rappresenta ancora una **sfida significativa**, soprattutto nel **breve-medio termine**. Questo sottolinea l'importanza di politiche di sostegno, incentivi e investimenti infrastrutturali per favorire una graduale penetrazione di questi combustibili alternativi nel settore civile.

L'**inserimento graduale** in consumo dei combustibili alternativi dovrà essere **accompagnato** anche **dalla pos-**

sibilità di immettere **gas rinnovabili in miscela** con il gas naturale di origine fossile trasportato in rete. A tal proposito, dal confronto con gli **operatori del settore** è emersa una **proposta** particolarmente interessante: l'adozione di una soluzione intermedia basata sull'integrazione di un mix di combustibili costituito da circa il **20% di idrogeno e tra il 25% e il 30% di biometano**. Questa combinazione potrebbe rappresentare un importante volano per lo **sviluppo e la diffusione** del comparto dell'idrogeno, favorendo una transizione graduale e più sostenibile verso l'adozione di combustibili alternativi abbattendo le emissioni climalteranti. Tuttavia, per rendere praticabile e vantaggiosa questa soluzione, è fondamentale che il **quadro normativo e regolatorio** riconosca formalmente questa modalità di utilizzo. In particolare, è necessario che venga previsto un **sistema di tracciamento** efficace che consenta di distinguere e monitorare le **tre diverse molecole** (gas naturale, biometano e idrogeno) lungo l'intera rete di distribuzione, incluse le pipeline. Sarà quindi compito del *policymaker* valutare la validità di questa proposta e, se ritenuta opportuna, procedere con l'adeguamento del quadro regolatorio.

Conclusioni e prospettive future

Il **settore civile** sta avanzando verso la **decarbonizzazione**, con un ruolo crescente dei **gas rinnovabili** grazie alla loro (quasi) totale **compatibilità** con le infrastrutture esistenti per trasporto, distribuzione e utilizzo.

Per il **biometano**, le tecnologie di utilizzo nel settore civile e residenziale sono già installate e/o disponibili, ma la sua diffusione dipende da una maggiore disponibilità di combustibile, che per questi anni, almeno fino al 2030, sarà destinato unicamente **al settore industriale e ai trasporti**.

Per l'**idrogeno**, invece, è necessario procedere per tappe intermedie:

- **A medio termine**, entro il 2030, l'uso di idrogeno in

blending fino al 20% nelle reti gas è **tecnicamente fattibile** grazie allo sviluppo della filiera di distribuzione. I principali ostacoli riguardano **l'approvvigionamento** di idrogeno rinnovabile, e la necessità di un **quadro normativo e incentivante** che favorisca la sua penetrazione nel mercato.

- **A lungo termine**, entro il 2050, lo sviluppo di reti *hydrogen-ready* potrebbe permettere l'utilizzo di **idrogeno puro**. Tuttavia, soddisfare completamente i fabbisogni con idrogeno risulta complesso per l'alta domanda energetica, rendendo più realistico uno scenario misto con idrogeno, biometano e gas naturale. Inoltre, l'uso combinato di idrogeno e biometano supera il modesto beneficio emissivo (circa 7%) derivante dall'uso del solo idrogeno al 20%.

Figura 3.9: Confronto tra prezzo del gas naturale¹ e LCOE di biometano², e idrogeno rinnovabile³ [€/MWh] (per il gas naturale si è ipotizzato un prezzo delle EUA per l'ETS 2 pari a 65 €/tCO₂eq.)






1 Prezzo del gas naturale di circa 40 €/MWh (media MGP-GAS 2025) e prezzo per i permessi di emissione dell'ETS 2 di 45 €/tCO₂eq, con un fattore emissivo di 0,201 tCO₂eq/MWh.
2 Energy & Strategy, Outlook Biometano 2024
3 Stime riportate nella Strategia Nazionale Idrogeno (SNI).

L'impiego di miscele di gas rinnovabili deve tuttavia essere accompagnato da un **riconoscimento normativo** per il loro contributo agli obiettivi di energia rinnovabile; in questo senso, le **Garanzie d'Origine** sono essenziali per **tracciare** e distinguere le quote rinnovabili nel mix.

Un ultimo elemento da segnalare è la carenza di competenze tra installatori e utenti circa i vantaggi dei combustibili alternativi, una criticità rilevante per lo sviluppo del mercato delle nuove installazioni e delle sostituzioni.

La Tabella 3.7: Tabella riassuntiva delle analisi svolte per il settore civile. riporta i **messaggi chiave** delle analisi svolte e discusse.

Tabella 3.7: Tabella riassuntiva delle analisi svolte per il settore civile.

Valutazione		Commento
Normativa		Si attendono i possibili impatti dell'introduzione dell'ETS 2 sulle famiglie, ma le strategie nazionali tendono più ad una spinta sull'elettrificazione del settore che ad una integrazione di strumenti incentivanti che coinvolgono maggiormente i biocombustibili. L'utilizzo di un mix di gas rinnovabili nella rete gas potrebbe agire da volano per l'introduzione di idrogeno e biometano anche nel settore civile ma richiede un riconoscimento normativo.
Tecnologia		Le soluzioni tecnologiche presenti sul mercato, così come quelle già installate, risultano compatibili con l'utilizzo di biometano (e anche di idrogeno) in minime quantità. In generale, queste soluzioni hanno la possibilità di adattarsi, soprattutto nel caso della cogenerazione, anche per permettere l'utilizzo di idrogeno in quote maggiori. È in corso lo sviluppo delle infrastrutture per l'immissione di mix di gas rinnovabili, sia nel medio che nel lungo termine.
Mercato		Il mercato dei gas rinnovabili nel settore civile presenta un quadro economico che non favorisce ancora una penetrazione significativa: per il biometano, la situazione è più positiva grazie ai minori differenziali di costo e a un sistema di incentivi a supporto. Per l'idrogeno, invece, la situazione rimane difficile a causa dei notevoli differenziali di costo.

Messaggi Chiave

Capitolo 3

La Decarbonizzazione del Settore Termico

Il processo di **decarbonizzazione** del **settore termico**, che coinvolge sia le **industrie HtA** sia il **settore civile**, rappresenta una sfida complessa e multidimensionale, in cui gli aspetti **normativi**, **tecnologici** e di **mercato** risultano strettamente interconnessi. In entrambi i settori, i gas rinnovabili, biometano e idrogeno, possono assumere un ruolo rilevante, seppur con differenze significative.

Le **industrie HtA** si caratterizzano per l'utilizzo di **temperature di processo elevate**, che rendono impraticabile l'elettrificazione diretta. Per questo motivo, l'affrancamento dal gas naturale dovrà necessariamente passare anche attraverso l'impiego di **gas rinnovabili**, in grado di fornire **calore ad alte temperature**. Discorso diverso va fatto per i settori come la raffinazione, l'industria chimica e la siderurgia da ciclo integrale, per i quali l'idrogeno rappresenta un **feedstock di processo imprescindibile**, in cui l'unica soluzione sarà la decarbonizzazione della produzione di idrogeno. Sia nei settori che richiedono calore ad alta temperatura sia nel caso di utilizzo di idrogeno come feedstock di processo, il principale ostacolo alla decarbonizzazione è di natura **economica**, dato che i **costi** del biometano e, in particolar modo, dell'idrogeno rinnovabile risultano ancora **sensibilmente superiori** rispetto a quelli del gas naturale. Sebbene la normativa europea stia fornendo un certo impulso e le tecnologie siano potenzialmente disponibili, mancano incentivi economici efficaci che favoriscano lo sviluppo di un mercato competitivo per i gas rinnovabili. Sarà quindi cruciale osservare l'evoluzione del costo delle emissioni, per comprendere se e quando gli operatori saranno incentivati a optare definitivamente per i **gas rinnovabili**.

Nel **settore civile**, invece, i gas rinnovabili si presentano come una soluzione interessante, soprattutto per il **biometano** e, in prospettiva futura, per l'idrogeno grazie a iniziative infrastrutturali come il progetto **South2 Corridor**. Qui, la compatibilità con le tecnologie di utilizzo esistenti rappresenta

un vantaggio significativo. Tuttavia, i gas rinnovabili dovranno competere con le tecnologie elettriche, già diffuse e applicabili in questo contesto. Anche in questo caso, il fattore economico sarà determinante nel definire chi prevarrà nel processo di transizione energetica. Inoltre, è indispensabile che il *policymaker* adatti il quadro regolatorio, rendendolo compatibile con il trasporto multi-molecola, per favorire l'integrazione dei gas rinnovabili nelle reti esistenti.

In entrambi i settori, la normativa europea lascia ampio margine di scelta agli Stati membri, rendendo il ruolo dei singoli governi cruciale nella definizione delle strategie più efficaci e adeguate alle specificità di ciascun ambito. La capacità di selezionare e implementare politiche coerenti e lungimiranti sarà quindi determinante per il successo della decarbonizzazione termica nei prossimi anni.

4.

Lo Sviluppo dei Progetti di Biometano

Lo sviluppo del **biometano** rappresenta un dei presupposti più rilevanti per la decarbonizzazione del sistema energetico, grazie alla sua capacità di integrarsi direttamente con le **infrastrutture esistenti** del gas naturale. In un contesto in cui la transizione energetica richiede soluzioni tecnicamente mature, scalabili e compatibili con l'attuale assetto dei mercati, il biometano si configura come **un'opzione strategica**, contribuendo alla riduzione delle emissioni nei settori HtA, rafforzando la sicurezza energetica e valorizzando le risorse organiche del territorio attraverso logiche di economia circolare.

Per queste ragioni, il biometano sta acquisendo un **ruolo sempre più centrale** nelle politiche energetiche europee e nazionali. Tuttavia, la sua diffusione effettiva dipende dalla capacità di sviluppare progetti **sostenibili** sotto il profilo economico, normativo e tecnologico. Questo capitolo analizza gli **schemi incentivanti** adottati in Italia per sostenere la produzione di biometano e propone alcune riflessioni sulle **prospettive future** del settore, con l'obiettivo di valutare se il mercato stia effettivamente rispondendo alle aspettative e se gli obiettivi nazionali possano essere considerati raggiungibili.

DM Biometano 2022

L'ultimo schema adottato in Italia per sostenere lo sviluppo del **settore del biometano** è rappresentato dal Decreto Ministeriale del 15 settembre 2022, noto come **DM Biometano 2022** (di seguito DM 2022), emanato dal MASE. Questo provvedimento si configura come il naturale proseguimento del precedente DM 2018, e consente di accedere alle risorse stanziato dal PNRR per la realizzazione di **impianti di produzione di biometano**.

Il DM 2022 prevedeva l'attivazione di **cinque procedure competitive**, l'ultima delle quali si è svolta nel novembre 2024, e la cui graduatoria è stata pubblicata nell'aprile 2025. Il decreto ha messo a disposizione un

contingente complessivo pari a **257.000 Smc/h**, accessibile sia da impianti **di nuova costruzione** che da impianti esistenti oggetto di **riconversione**¹. Le proposte potevano riguardare impianti alimentati sia da **matrici agricole** che da **rifiuti organici** (FORSU² in seguito); inoltre, gli impianti potevano essere destinati a produrre biometano per il **settore dei trasporti**, o per **altri usi**³, con le seguenti condizioni:

- Per il **settore dei trasporti**, il biometano doveva essere prodotto esclusivamente da **materie prime “avanzate”**⁴ e garantire una **riduzione** delle emissioni di gas a effetto serra (GHG) di **almeno il 65%** rispetto al valore di riferimento⁵.
- Per **usi diversi dai trasporti**, era richiesta una **riduzione** delle emissioni climalteranti di **almeno l'80%** rispetto al valore di riferimento⁶, senza vincoli sulla **tipologia** di materie prime utilizzate.

Il DM 2022 prevede due forme di **incentivazione economica**⁷:

1. **Contributo in conto esercizio**: ai progetti selezionati tramite procedura competitiva è riconosciuta una **tariffa incentivante** sul biometano prodotto, valida per un periodo di **15 anni** dalla data di entrata in esercizio dell'impianto. A seconda delle caratteristiche dell'impianto, è possibile accedere a **due modalità tariffarie**:
 - **Tariffa Omnicomprensiva (TO)**: destinata esclusivamente agli impianti con capacità produttiva **non superiore a 250 Smc/h**. In questo caso, il biometano viene **ritirato dal GSE**, il quale ne acquisisce anche le Garanzie d'Origine (GO). La tariffa include sia il prezzo del gas sia il valore delle GO.

1 Le riconversioni di impianti a rifiuti organici sono state ammesse solo a partire dalla quarta procedura d'asta.

2 Frazione Organica dei Rifiuti Solidi Urbani

3 A differenza del DM 2018 che invece incentivava il solo biometano destinato al settore dei trasporti.

4 Le materie prime “avanzate” sono quelle elencate nell'Allegato VIII parte A del D. Lgs. 199/2021.

5 Il fattore emissivo di riferimento per il settore trasporti è di $94 \text{ gCO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}$.

6 Il fattore emissivo di riferimento per gli altri usi è di $80 \text{ gCO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}$.

7 Il decreto prevedeva la cumulabilità dei due incentivi.

- **Tariffa Premio (TP):** accessibile a **tutti gli impianti**, indipendentemente dalla taglia. Il biometano prodotto resta nella **disponibilità del produttore**, che può venderlo sul mercato e trattenere le relative GO. Il premio corrisposto dal GSE è pari alla differenza tra la tariffa spettante e la somma del prezzo medio mensile del gas naturale e del valore medio mensile delle GO, come rilevati dal GME.
- 2. **Contributo in conto capitale**⁸: I progetti vincitori possono inoltre richiedere un contributo a copertura parziale dei costi di investimento per la costruzione (o la riconversione) dell'impianto. Tale contributo può coprire **fino al 40%** della spesa⁹.

L'accesso alle due forme di incentivazione avviene mediante **aste competitive**. Per ciascuna procedura, il GSE stabilisce una **tariffa di riferimento**, e i partecipanti devono presentare offerte in **riduzione percentuale** rispetto a tale valore. Le offerte vengono poi ordinate in base al valore della tariffa offerta (dalla più bassa alla più alta), e l'assegnazione avviene fino al completo esaurimento del contingente disponibile. Il meccanismo è di tipo **pay-as-bid**, per cui ciascun assegnatario beneficia di un valore di incentivo (premio) che dipende dalla tariffa effettivamente offerta.

Per poter accedere al **contributo in conto capitale**, gli impianti devono entrare in esercizio entro il **30 giugno 2026**; in caso contrario, il contributo verrà interamente **perso**. Per quanto riguarda il **premio tariffario**, i termini massimi per l'entrata in esercizio (calcolati a partire dalla data di pubblicazione della graduatoria) sono **18 mesi** per gli impianti agricoli e **24 mesi** per gli impianti alimentati a **FORSU**. Il superamento di queste tempistiche comporta una **decurtazione** della tariffa, tanto più alta quanti sono i mesi di ritardo.

Come già anticipato, ad aprile 2025 sono stati resi noti i risultati relativi alla quinta e ultima asta. La Figura

⁸ Questo contributo è legato all'Investimento 1.4 della Missione 2 del PNRR.

⁹ Erano comunque previsti dei massimali specifici per ciascuna tipologia di intervento.

4.1 riporta l'andamento complessivo di tutte e cinque le aste. In particolare, il grafico illustra:

- Il **contingente effettivo** disponibile per ciascuna asta: le 5 aste prevedevano specifici **contingenti** ("contingenti teorici") in termini di capacità (Smc/h). Tuttavia, il decreto prevedeva che, qualora tale contingente non fosse stato esaurito nell'ambito della specifica asta, la **capacità residua** sarebbe stata trasferita **all'asta successiva**. Pertanto, il contingente effettivo di una specifica asta è costituito dalla somma del contingente teorico previsto per quell'asta e di tutti i contingenti **non assegnati** nelle aste precedenti
- Le **rinunce**: rappresentano la capacità di tutti gli impianti risultati vincitori di quell'asta, ma che poi i proponenti hanno deciso di non realizzare. Anche tale capacità non "utilizzata" veniva quindi trasferita **all'asta successiva** (andando quindi a **incrementare** il contingente effettivo).
- La **capacità assegnata al netto delle rinunce**: ovvero la capacità totale assegnata in ciascuna asta, al netto delle rinunce.
- La **tariffa media**: corrisponde alla tariffa media dell'asta, calcolata come media ponderata delle offerte risultate vincitrici¹⁰.

Dall'analisi dei risultati si nota che la partecipazione alle prime due aste è risultata **contenuta**, con una **capacità assegnata** pari al **45%** nella prima asta e al **24%** nella seconda. I valori sono ancora più bassi se si considera la **capacità assegnata al netto delle rinunce**, valore che scende al **12%** nella prima asta e all'**1%** nella **seconda**. Nella terza e quarta asta la partecipazione è **cresciuta**, con un valore di capacità presentata pari circa al doppio di quella presentata alle prime due aste. Anche il **tasso di rinuncia** è **diminuito** sensibilmente, con capacità assegnate al netto delle rinunce pari a circa il **36% del contingente effettivo** in entrambe le aste. Infine, **la**

¹⁰ Si ricorda che impianti agricoli e impianti a FORSU avevano due differenti tariffe di riferimento.

quinta e ultima asta ha registrato una partecipazione **estremamente elevata**, con il contingente quasi completamente **saturato**¹¹.

In prima analisi, ci sono due fattori che, insieme ad altri che saranno esposti nelle prossime pagine, hanno determinato un tale **incremento della partecipazione** nel corso delle aste:

- In primo luogo, le prime due aste prevedevano una **tariffa di riferimento** (su cui poi è applicata la percentuale di riduzione) **sensibilmente inferiore** rispetto alle aste successive, nelle quali la tariffa è stata adeguata in base **all'inflazione**. Tale rivalutazione era già prevista fin dal principio, il che ha indotto gli operatori ad attendere la terza asta (o a **rinunciare**, nel caso fossero risultati vincitori di una delle prime due aste, per poi ripresentare il progetto in una delle aste successive).
- L'elevato tasso di partecipazione all'ultima asta, invece, va messo in relazione al fatto che è che si trattava **dell'ultima opportunità** certa per ottenere un **incentivo**, in un contesto caratterizzato ancora da una notevole **incertezza** riguardo a eventuali futuri schemi di sostegno (anch'essi oggetto di approfondimento nelle pagine successive).

Per i progetti che si sono aggiudicati l'incentivo sono state analizzate le seguenti variabili¹²:

- Tipologia di **impianto** (agricolo o da FORSU)
- Tipologia di **intervento** (nuova realizzazione o riconversione)
- **Settore di destinazione** del biometano prodotto (trasporti o altri usi)

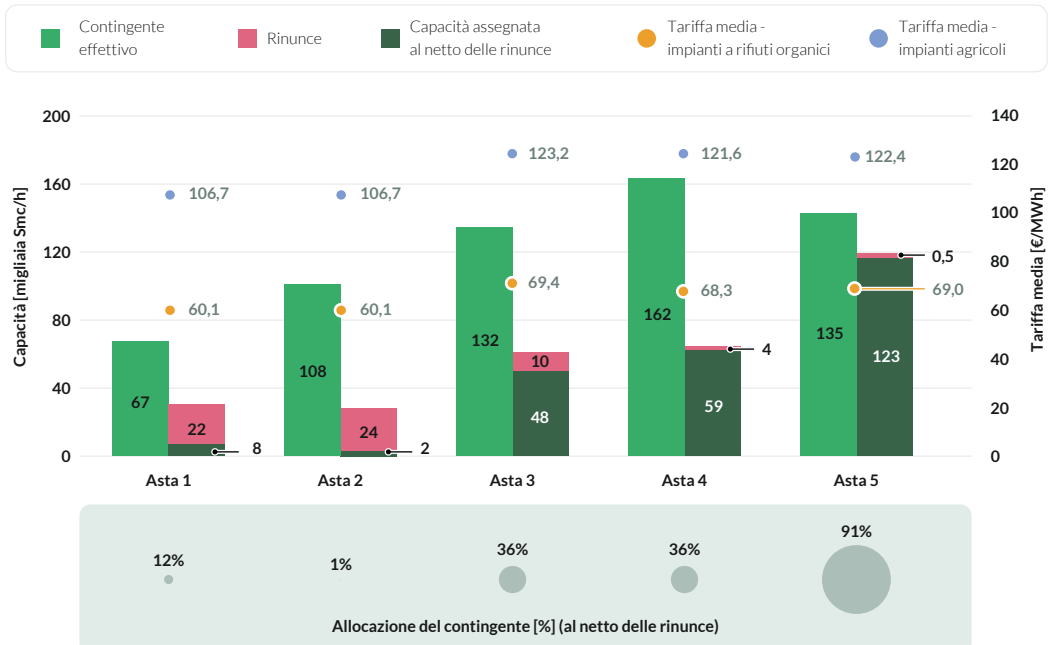
Guardando ai risultati dell'analisi, mostrati in Figura 4.2, si osservano alcuni **trend interessanti**.

In primo luogo, si registra un marcato **incremento** nel corso delle aste dei progetti relativi a **impianti agri-**

¹¹ Si fa notare che il dato sulle rinunce relativo alla quinta asta è ancora provvisorio, in quanto i risultati sono usciti solo qualche settimana prima della stesura di questo Report.

¹² L'analisi è stata effettuata considerando i soli progetti che non hanno presentato la rinuncia.

Figura 4.1: Principali risultati delle cinque aste del DM 2022

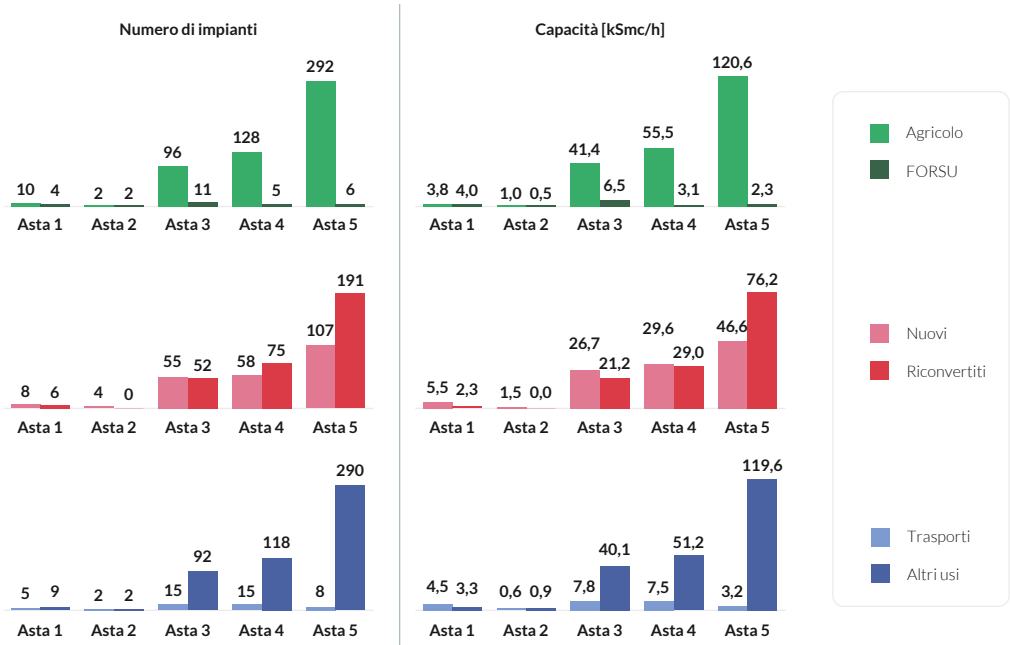


coli: un trend strettamente connesso all'aumento significativo degli **impianti da riconversione** (in particolare nella quinta e ultima asta). Questo aumento è riconducibile al fatto che i proprietari di tali impianti (tipicamente società agricole) hanno atteso la pubblicazione di altri schemi incentivanti prima di partecipare: in particolare, il decreto che ha prorogato i **prezzi minimi garantiti** per l'energia elettrica immessa in rete da **impianti a biogas**¹³, e il decreto **FER 2**, che incentiva la produzione di energia rinnovabile da impianti non ancora maturi, inclusi quelli **a biogas**¹⁴. Il crescente numero di progetti di riconversione presentati nelle ultime tre aste indica che gli operatori hanno evidentemente giudicato tali misure **meno favorevoli** rispetto agli incentivi previsti dal DM 2022. Inoltre, lo spostamento del mix da impianti

13 Decreto-legge 29 maggio 2023, n. 57, convertito dalla Legge 26 luglio 2023, n. 95, e la Delibera di ARERA 132/2024/R/eel che definisce la formula per il calcolo dei prezzi minimi garantiti per gli impianti a biogas e a biomasse solide.

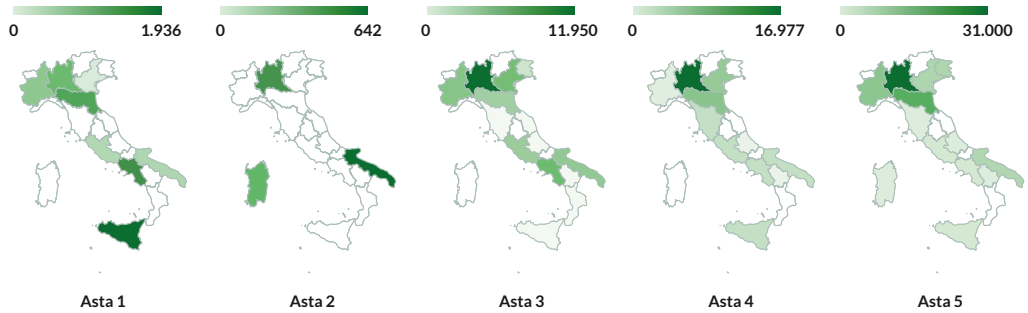
14 Decreto 19 giugno 2024, che incentiva anche impianti a biogas di potenza fino a 300 kW_e e impianti a biomassa di potenza fino a 1 MW_e.

Figura 4.2: Caratteristiche principali degli impianti vincitori delle cinque aste del DM 2022



di nuova realizzazione verso impianti da **riconversione** è probabilmente legato ai **tempi di realizzazione** (decisamente più ridotti nel caso di una riconversione di un impianto a biogas). Per gli impianti di nuova realizzazione risultati vincitori nelle ultime aste vi è infatti il rischio di non riuscire a completare i lavori **entro il 30 giugno 2026**, data limite per accedere al **contributo in conto capitale** del 40%, anche per via delle crescenti difficoltà nel reperire i componenti necessari, nonché per la carenza di imprese specializzate nella costruzione/installazione di tali tipo di soluzioni.

In secondo luogo, si rileva una **bassa partecipazione** degli **impianti da FORSU**. Tale fenomeno è dovuto principalmente ai **lunghi tempi autorizzativi** richiesti da questo tipo di impianti, spesso ulteriormente prolungati da **ricorsi** presentati, per i quali gli operatori non hanno controllo. Queste tempistiche lunghe e incerte rischiano di impedire il completamento dei lavori **entro il 30 giugno 2026**, con il conseguente rischio di perdere

Figura 4.3: Distribuzione geografica della capacità assegnata nelle cinque aste [Smc/h]

il contributo in conto capitale. Inoltre, nel mercato delle FORSU si osserva una **progressiva diminuzione dei prezzi di smaltimento**¹⁵, che incide negativamente sulla redditività dei progetti, anche perché la capacità si sta rapidamente avvicinando alla quantità di rifiuti prodotti in Italia (che peraltro non è destinata a crescere significativamente negli anni futuri¹⁶).

Infine, un ultimo trend significativo riguarda la netta prevalenza di progetti con destinazione d'uso del biometano ad **"altri usi"**: nell'ultima asta questi hanno rappresentato il **97% del totale**. Tale dato è spiegabile con il fatto che il DM 2022 ha fissato un **contingente massimo per il settore dei trasporti pari a 1,1 miliardi di metri cubi annui**, comprensivo anche della capacità incentivata dal precedente DM 2018 (che era "dedicato" agli impianti di questo tipo). Pertanto, è facile immaginare che con il procedere delle aste gli operatori abbiano avuto un timore crescente circa la possibilità che tale contingente venisse esaurito, con il rischio di vedersi rifiutata la propria offerta¹⁷.

La Figura 4.3 mostra invece l'evoluzione della **distribuzione geografica** dei progetti incentivati nelle cinque aste. Si osserva che, mentre nelle **prime due aste** si è

¹⁵ Si osservano tariffe per il conferimento anche di 35-40 €/t, rispetto ai circa 70-80 €/t di 5-10 anni prima.

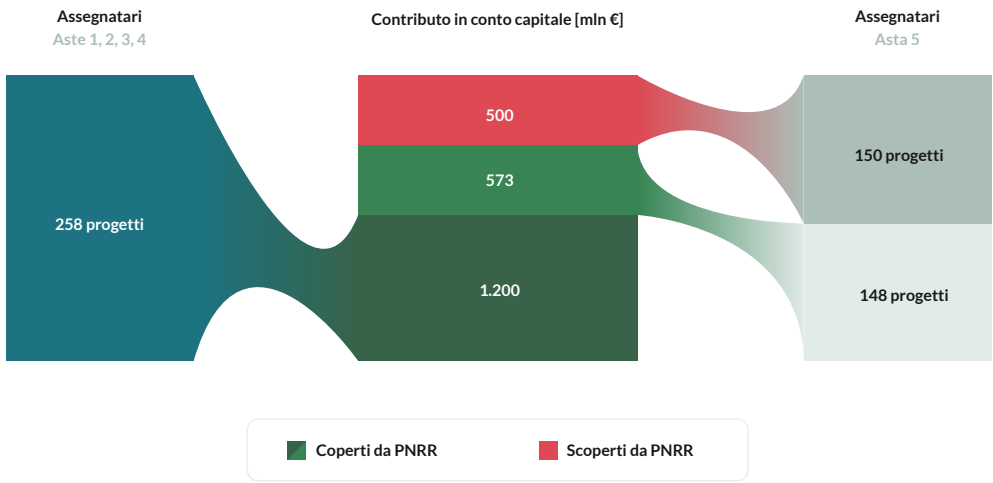
¹⁶ ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2024

¹⁷ A maggio 2025 il sito del GSE riportava un valore di producibilità di biometano destinato al settore dei trasporti ("contatore DM 2 marzo 2018") pari a 972 milioni di Smc annui, circa l'88% del limite massimo di 1,1 miliardi.

registrato un numero notevole di impianti situati nelle regioni del **Sud Italia** (in particolare Sicilia, Puglia e Campania) a partire dalla **terza asta**, grazie anche alla crescita del numero di **impianti agricoli** (localizzati principalmente nella Pianura Padana), si è registrato uno spostamento verso le regioni del **Nord Italia**, con una particolare concentrazione in **Lombardia** (che rappresenta circa il **26% delle assegnazioni complessive** delle cinque aste), Emilia-Romagna e Veneto.

Il grande successo dell'ultima asta ha però comportato un'importante **criticità**, che potrebbe avere **conseguenze significative** sul reale sviluppo dei progetti vincitori. Il fondo PNRR destinato ai **contributi in conto capitale** ammontava infatti a **1,73 miliardi di euro**. Durante le prime quattro aste, **258 progetti** hanno ottenuto l'incentivo per un totale di contributi pari a **1,2 miliardi di euro**. Pertanto, per la **quinta asta** restavano disponibili **573 milioni di euro**. A valle della pubblicazione dei risultati della quinta asta, è tuttavia emerso che il contingente residuo è sufficiente a coprire **solo 148 dei 298 progetti vincitori**, lasciando i restanti **150** in graduatoria **esclusi** dall'accesso a tali contributi (si veda Figura 4.4).

Figura 4.4: Allocations fondo PNRR per contributo in conto capitale



Le possibili **cause** dell'esaurimento anticipato dei fondi PNRR sono le seguenti:

- Negli ultimi anni, **l'investimento** iniziale necessario per la realizzazione degli impianti è **aumentato** sensibilmente, a causa di una carenza di offerta di componentistica, nonché di inevitabili **fenomeni speculativi**, con conseguente aumento sensibile dei prezzi. Di conseguenza, le richieste di contributo hanno superato di gran lunga le stime fatte prima dell'avvio delle aste.
- È probabile, inoltre, che il *policymaker* avesse previsto un **diverso mix** tra impianti di nuova realizzazione e da riconversione, con una prevalenza ancora più marcata degli impianti da riconversione, caratterizzati da costi di investimento **inferiori**, e quindi da **massimali** di contributo **più bassi**. Questo ha inevitabilmente portato a un impegno finanziario superiore rispetto alle stime iniziali.

Rispetto a questo punto, è di pochi giorni fa la notizia che il Governo sta lavorando a una **rimodulazione** delle missioni del PNRR, con l'obiettivo di **trasferire risorse** da investimenti nei quali i fondi assegnati rischiano di non essere utilizzati completamente, verso ambiti in cui invece vi è stata una richiesta superiore alle previsioni. In particolare, per quanto riguarda il biometano, il Governo ha annunciato di aver presentato alla Commissione Europea una **proposta di revisione del PNRR**¹⁸, al cui interno si trova, tra le altre, la richiesta di **riallocazione di 640 milioni di euro**, originariamente destinati al sostegno dell'idrogeno nell'industria "Hard-to-abate", verso l'investimento "**Sviluppo Biometano**"¹⁹. Questa operazione permetterebbe di finanziare anche **i 150 progetti** esclusi dalla quinta asta per mancanza di fondi. La risposta della Commissione Europea è attesa nelle prossime settimane.

18 Nome del documento: *Proposta di revisione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza* (19 maggio 2025)

19 La linea di investimento 1.4 denominata "Sviluppo biometano" ha come obiettivi principali la riconversione di impianti a biogas in impianti di biometano e il supporto alla realizzazione di nuovi impianti di biometano, al fine di raggiungere una capacità produttiva di biometano tra 2,3 e 2,5 miliardi di metri cubi.

La decisione della Commissione Europea avrà un impatto estremamente rilevante, in quanto il contributo in conto capitale risulta **indispensabile** per garantirne la **sostenibilità economico-finanziaria** dei progetti, che sarebbe altrimenti fortemente compromessa. A titolo di esercizio, è stata condotta una simulazione di **business plan** su un impianto tipo²⁰, confrontando lo scenario con e senza accesso al contributo in conto capitale. I risultati evidenziano che l'assenza del contributo comporterebbe una **riduzione dell'IRR**²¹ dal 12% all'8% e un **allungamento del PBT**²² da 9 a 14 anni, valore molto vicino alla durata della concessione tariffaria (15 anni), aumentando il rischio di non recuperare l'investimento entro i termini previsti. In considerazione di questi valori, appare evidente che, nelle attuali condizioni, la gran parte dei soggetti risultati vincitori dell'ultima asta (ma rimasti esclusi dal contributo in conto capitale) probabilmente sarebbe costretto a **rinunciare** a procedere con l'effettiva realizzazione dell'impianto, riducendo così in modo significativo la **capacità produttiva** complessivamente installata (e quindi il successo stesso del decreto).

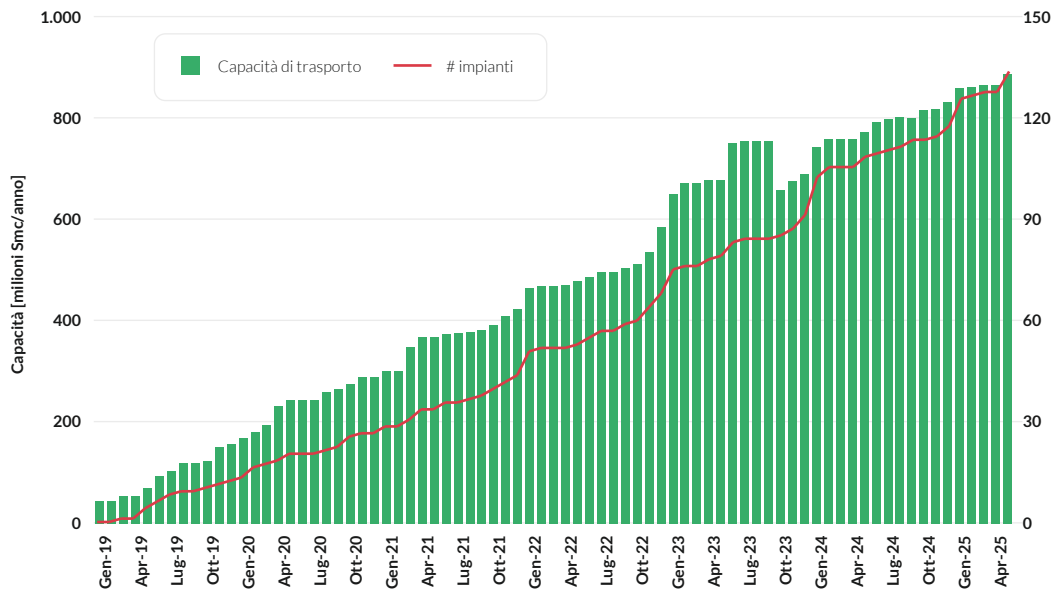
Prospettive Future

In Italia, le installazioni e i conseguenti allacciamenti alla rete di impianti di biometano hanno registrato una crescita significativa negli ultimi anni, principalmente grazie agli incentivi previsti dal **DM 2018** e dal **DM 2022**. In particolare, se analizziamo i dati relativi agli impianti

20 La simulazione è stata condotta considerando un impianto agricolo di nuova realizzazione con una capacità di 500 Smc/h. Altri parametri rilevanti per la simulazione sono stati: allacciamento alla rete tra 0,5 e 1 km; CAPEX di 17 milioni di €; producibilità di 8500 h/anno; WACC di 7,01%.

21 *Internal Rate of Return* (i.e. tasso di rendimento annuo medio di un investimento che rende il valore attuale netto pari a zero).

22 *PayBack Time* (i.e. tempo necessario per recuperare l'investimento iniziale attraverso i flussi di cassa generati).

Figura 4.5: Allacciamento di impianti di biometano alla rete di trasporto gas in Italia [dati Snam]

allacciati alla rete²³ a partire da gennaio 2019²⁴, si osserva un **trend di crescita costante** (Figura 4.5), sia in termini di **capacità produttiva** che di **numero di impianti**: si è passati da circa **45 milioni di Smc/anno e 3 impianti** a gennaio 2019 a circa **886 milioni di Smc/anno e 135 impianti** a maggio 2025.

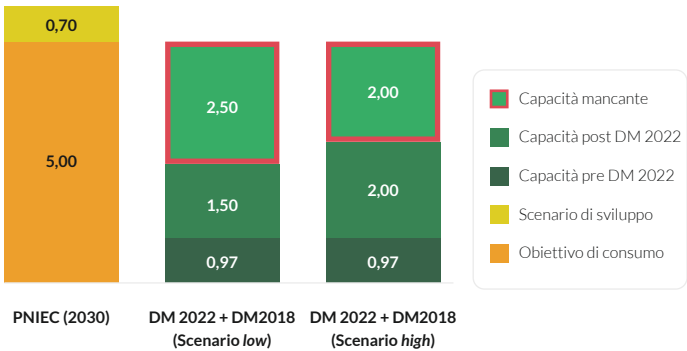
Sulla base di questi risultati, si stima che, una volta entrati in esercizio tutti gli impianti ammessi agli incentivi previsti dal DM 2022, la **produzione annua di biometano** possa attestarsi in un intervallo compreso tra **2,5 e 3 miliardi di Smc**²⁵. L'ampiezza della forbice riflette l'**incertezza** legata alla situazione dei progetti ancora in attesa di conferma circa l'accesso al contributo in conto capitale, la cui assenza potrebbe compromettere la sostenibilità economica dei relativi *business plan*.

²³ Questo valore non include la capacità degli impianti che immettono biometano in consumo tramite carri bombolai. Tuttavia, poiché la quasi totalità degli impianti risulta connessa alla rete, il dato può comunque essere considerato una proxy affidabile della capacità effettivamente disponibile.

²⁴ SNAM, *Capacità di trasporto punti di Entrata e di Uscita di Rete Nazionale al 01-05-2025*.

²⁵ Assumendo una producibilità di 8.500 ore annue.

Figura 4.6: Confronto della capacità produttiva di biometano [miliardi Smc]



Indipendentemente da quale sarà la **capacità produttiva** effettivamente raggiunta, è evidente che, in relazione agli **obiettivi di consumo** di biometano fissati dal **PNIEC** per il **2030**, pari a **5 miliardi di Smc annui**, e il valore indicato come “**scenario di sviluppo**”²⁶ dallo stesso **PNIEC**, pari a **5,7 miliardi di Smc annui**, rimane ancora “scoperta” una quota significativa di nuova capacità. A seconda degli scenari considerati, questa quota residua è stimabile tra **2 e 2,5 miliardi di Smc annui** (si veda Figura 4.6).

Inoltre, è opportuno sottolineare che, anche nell'eventualità in cui la Commissione Europea approvi la proposta del Governo italiano di **riallocazione dei fondi del PNRR**, non si può escludere un ulteriore numero di **rinunce** da parte dei soggetti beneficiari, dovute principalmente alla **stringente tempistica di realizzazione**. Il rispetto della **scadenza del 30 giugno 2026** rappresenta infatti un elemento critico, tale da scoraggiare alcuni operatori a procedere con investimenti ritenuti a rischio. A questo proposito, nella proposta di revisione del PNRR trasmessa dal Governo italiano alla Commissione Europea, è stata inclusa anche la **richiesta di pro-**

²⁶ Lo scenario di sviluppo indicato nel **PNIEC** fa riferimento alla necessità di garantire la sicurezza energetica del Paese. In quest'ottica uno sviluppo maggiore della produzione di biometano permette di ridurre le importazioni di gas e quindi la dipendenza da Paesi terzi.

roga di sei mesi della suddetta scadenza, con l'obiettivo di estenderla al **31 dicembre 2026**. Tale estensione permetterebbe agli operatori di completare gli impianti entro un termine più gestibile.

Alla luce di queste considerazioni, il *policymaker* potrebbe introdurre **tre provvedimenti** nel prossimo futuro, con l'obiettivo di rafforzare il supporto agli operatori del settore e contribuire al conseguimento degli **obiettivi** stabiliti dal PNIEC.

1. Il primo intervento, nonché il più immediato e di semplice attuazione, consiste nell'organizzazione di una **sesta asta** del DM 2022, finalizzata ad allocare il **contingente residuo** non assegnato nelle prime cinque tornate. Secondo i dati attuali, la capacità ancora disponibile ammonta a circa **17,5 mila Smc/h**, ma tale valore potrebbe aumentare qualora, nelle prossime settimane, alcuni operatori decidessero di **rinunciare** agli incentivi già ottenuti. Tuttavia, l'effettiva organizzazione di questa sesta asta appare subordinata al verificarsi di due condizioni necessarie, entrambe di competenza della Commissione Europea: in primis, l'accettazione da parte di quest'ultima alla **rimodulazione dei fondi del PNRR**, senza la quale non sarebbero disponibili le risorse per erogare il **contributo in conto capitale**, elemento essenziale per garantire la sostenibilità economico-finanziaria dei progetti; in secondo luogo, l'accettazione, sempre da parte della Commissione Europea, sulla proposta di **spostamento temporale** per l'entrata in esercizio degli impianti, attualmente fissato al 30 giugno 2026. Infatti, considerando che la sesta asta non è ancora stata annunciata, e tenuto conto delle tempistiche tecniche per svolgerla, il rischio concreto è quello di **un'asta deserta**, con gli operatori scoraggiati dall'impossibilità di rispettare la scadenza attuale. Alla luce di queste premesse, l'organizzazione di una sesta asta appare strettamente dipendente dalle decisioni della Commissione Europea, sia in termini di **disponibilità delle risorse**, sia di **flessibilità temporale**.

2. Il secondo provvedimento consiste nell'adozione di un **nuovo decreto**, che, sulla scia del DM 2018 e del DM 2022, introduca **nuove procedure competitive** per incentivare lo sviluppo di ulteriore capacità. A tal proposito, il GSE ha annunciato a fine aprile che si sta lavorando a una **proposta di decreto**, la cui pubblicazione potrebbe avvenire **entro la fine dell'anno**, con l'obiettivo di proseguire nel percorso di sviluppo avviato con il DM 2022. Sulla base delle informazioni finora disponibili, il nuovo schema dovrebbe prevedere le seguenti caratteristiche:

- Una **tariffa incentivante in conto esercizio** nella forma di contratto per differenza (CfD) a due vie, in linea con quanto previsto per altre fonti rinnovabili e analoga alla tariffa premio del DM 2022;
- **L'assenza del contributo in conto capitale**, in quanto strettamente connesso ai fondi PNRR, non più disponibili per il nuovo decreto.
- Un **contingente totale** compreso tra **230.000 e 300.000 Smc/h²⁷**, a seconda delle effettive installazioni degli impianti già assegnatari di incentivo, da allocare attraverso **quattro o cinque procedure d'asta** entro il 2030.

Alla luce dell'assenza del contributo in conto capitale, elemento fondamentale per la sostenibilità economica di molti *business plan*, gli elementi cruciali sembrano essere costituiti da:

- La **tariffa in conto esercizio**, che dovrà essere sensibilmente **aumentata**;
- Le misure aggiuntive per la **riduzione del rischio** di investimento, vista l'assenza di contributo in conto capitale che espone gli operatori a un maggior rischio finanziario.

Rispetto all'opzione di una sesta asta del DM 2022, l'importanza del nuovo decreto risiederebbe nella possibilità di fornire una **prospettiva di lungo**

²⁷ Il valore preciso dipenderà da quanti impianti incentivati dal DM 2022 verranno effettivamente realizzati.

periodo al settore. Ciò permetterebbe non solo di trasmettere agli operatori un chiaro segnale della **direzione strategica** del Paese, ma anche di favorire una **riduzione dei costi** di impianto. Un orizzonte temporale di più ampio respiro favorirebbe infatti lo sviluppo di una **filiera industriale** più strutturata, nonché una migliore pianificazione, con un conseguente bilanciamento tra domanda e offerta. Questo dovrebbe scongiurare (o comunque limitare) l'impen-nata dei prezzi che si è verificata in particolare negli ultimi mesi, dovuta alla concentrazione di domanda (di materiali e di servizi) in un lasso temporale così limitato, nonché all'urgenza derivante dalla scadenza del 30 giugno 2026.

3. Il terzo e ultimo provvedimento, attualmente in fase di discussione, riguarda l'introduzione di una misura finalizzata a **integrare la filiera agricola** della produzione di biometano con le **industrie Hard-to-abate**, in coerenza con il DL Agricoltura²⁸. Il decreto sarebbe strutturato con una logica simile all'*Energy Release* (implementato per il settore elettrico), da cui deriverebbe anche il nome: "**Biometano Release**". La proposta, elaborata da *Confindustria*, mira a ridurre i costi legati alle emissioni per i settori industriali soggetti al sistema ETS, favorendo al contempo l'integrazione con la produzione agricola di biometano. Lo schema si articolerebbe come segue:

- Il GSE **anticiperebbe** le Garanzie d'Origine (GO) di biometano, attualmente nella sua disponibilità, alle **imprese industriali Hard-to-abate** che ne fanno richiesta.
- Le **imprese beneficiarie** delle GO sarebbero **obbligate** a sottoscrivere **accordi contrattuali** con fornitori di biometano per la fornitura futura del gas rinnovabile. In questo modo, gli sviluppatori di impianti avrebbero un **oftaker certo**, condizione che semplificherebbe la costruzione di *business plan* solidi e faciliterebbe nuovi investimenti nel settore. In

28 Descritto all'interno del Capitolo 3.

alternativa, le imprese industriali potrebbero optare per la **realizzazione diretta** di nuovi impianti.

- Al momento **dell'entrata in esercizio** dell'impianto, gli utenti industriali dovrebbero **restituire** le GO al GSE, saldando il “debito” accumulato nel periodo precedente.

Questo schema avrebbe quindi una **duplice funzione**: da un lato, aiutare nel breve termine le **imprese industriali** a ridurre l'impatto economico dell'ETS grazie **all'anticipazione delle GO**; dall'altro, stimolare la **realizzazione di nuova capacità** produttiva di biometano grazie alla maggiore **bancabilità** dei progetti. Tuttavia, l'implementazione del provvedimento presenta **alcune criticità**, legate soprattutto al numero limitato di GO attualmente disponibili presso il GSE. Resta dunque da chiarire se e come il GSE potrà approvvigionarsi di una quantità adeguata di GO per sostenere lo schema.

È bene sottolineare che i tre provvedimenti descritti **non sono mutuamente esclusivi**: al contrario, è probabile che più di uno venga effettivamente adottato. In questo senso, i prossimi mesi saranno decisivi per comprendere quali misure verranno effettivamente implementate e con quali caratteristiche operative.

Messaggi Chiave

Capitolo 4

Lo Sviluppo dei Progetti di Biometano

I segnali provenienti dal **mercato** negli ultimi mesi, e in particolare quelli relativi alla quinta e ultima asta del **DM 2022**, sono estremamente **positivi** e indicano un **crescente fermento** tra gli operatori del settore. Dopo anni segnati da stallo e incertezza normativa, il **DM 2022** ha rappresentato un vero **punto di svolta**: ha introdotto un quadro incentivante chiaro, coerente e ambizioso, restituendo slancio all'intera filiera del biometano. Il rinnovato dinamismo del settore, il numero crescente di progetti avviati e l'interesse degli investitori testimoniano una ripartenza concreta, che restituisce fiducia e apre nuove **prospettive di crescita**.

Tuttavia, sebbene il **DM 2022** abbia dato una spinta significativa allo sviluppo del comparto, anche nello scenario più ottimistico si stima che la capacità complessivamente realizzata, includendo quella incentivata dal **DM 2018**, coprirà al massimo il **60% dell'obiettivo di consumo di biometano** previsto dal **PNIEC** per il **2030**. Questo dato sottolinea con chiarezza la necessità di proseguire con **politiche di supporto** al settore, volte a favorire nuove installazioni nei prossimi anni. Per raggiungere tale obiettivo, è fondamentale intervenire su due fronti complementari:

- Nel **breve termine**, risulta prioritario ottenere un **allentamento dei vincoli temporali** che attualmente impongono l'entrata in esercizio degli impianti entro il 30 giugno 2026. Tale misura, oltre a rendere concretamente attuabile l'organizzazione di una sesta procedura d'asta nell'ambito del **DM 2022**, rappresenterebbe un incentivo per quegli operatori che, ad oggi, esitano a proseguire con lo sviluppo dei progetti a causa del timore di non riuscire a rispettare le tempistiche previste. Parallelamente, è altrettanto fondamentale assicurare un **ampliamento delle risorse** allocate attraverso il **PNRR**, condizione necessaria per garantire l'erogazione del contributo in conto capitale agli impianti. Su entrambi i fronti (proroga temporale e incremento dei fondi) il Governo ha

presentato alla Commissione Europea, in data 19 maggio, una proposta di revisione del *PNRR*, la cui approvazione si configura come elemento imprescindibile per consentire l'effettiva attuazione delle misure programmate.

- Nel **medio-lungo termine**, è invece prioritario garantire lo sviluppo di una **filiera a monte** solida e allineata alla crescita prevista della capacità produttiva. In assenza di un adeguato consolidamento della filiera industriale, si rischierebbe un'impennata dei costi di investimento, compromettendo la **sostenibilità economica** dei progetti e l'effettivo conseguimento degli obiettivi al 2030. A tal proposito, si invita il *policymaker* a monitorare costantemente l'evoluzione della filiera e a essere pronto, qualora necessario, a introdurre misure mirate per evitare rallentamenti o distorsioni che potrebbero compromettere il percorso di sviluppo del settore e la traiettoria di decarbonizzazione del Paese.

In un contesto in cui l'Europa e l'Italia puntano con decisione a ridurre la dipendenza dal gas di provenienza russa, il **biometano** si conferma come un **tassello strategico** della transizione energetica. È dunque fondamentale continuare a supportare e valorizzare questo percorso, affinché il settore possa consolidarsi e contribuire in modo sempre più rilevante agli obiettivi di **sostenibilità, sicurezza energetica** e **sviluppo industriale** del Paese.

Aziende Partner



Alperia è tra i principali protagonisti dell'energia green 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 sostenibile, promuovendo un nuovo modo di produrre e consumare energia, più consapevole e rispettoso dell'ambiente.

Offriamo servizi energetici 100% sostenibili, con attività che spaziano dalla produzione di energia rinnovabile alla gestione della rete elettrica e dei sistemi di teleriscaldamento, dalla fornitura di luce green e gas CO₂ compensato 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 nostre 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 smart e green. Siamo al fianco di imprese e Pubbliche Amministrazioni che vogliono intraprendere questa trasformazione, offrendo soluzioni concrete per un domani più sostenibile.



Andion offre soluzioni per l'energia rinnovabile e la gestione dei rifiuti tramite digestione anaerobica e trattamento acque reflue. Il suo team ha progettato e costruito 186 impianti globali (134 acque reflue, 52 biogas) con un'efficienza del 98%. Gli esperti di Andion vantano oltre 20 anni di esperienza nella progettazione, costruzione e manutenzione di questi impianti. La strategia di Andion è passata dall'essere costruttore a sviluppatore e gestore di impianti propri. I servizi offerti vanno dalla valutazione (studi di fattibilità, prove pilota, autorizzazioni) alla costruzione, fino alla gestione, assistenza e manutenzione.

Il core business di Andion si concentra su: Valorizzazione di rifiuti (scarti industriali, biomasse agricole/zootecniche) per produrre energia (elettrica, termica, biometano); Produzione di compost di qualità; Trattamento delle acque reflue per uno scarico sicuro; L'esperienza di Andion permette di trattare simultaneamente diverse matrici, inclusi rifiuti organici municipali, pollina, letame, scarti agricoli, di macellazione, fanghi di depurazione e scarti alimentari.

Andion è specializzata nel trattamento delle acque reflue industriali (cartaria, farmaceutica, chimica, alimentare, tessile). Ha sviluppato la tecnologia NHFREE per la gestione dell'azoto nei digestati, superando le soluzioni esistenti in affidabilità e prestazioni. NHFREE si integra con la digestione anaerobica, risolvendo problematiche normative e ambientali grazie a innovazioni di processo e design. Andion analizza i processi industriali per ridurre i consumi di acqua, energia e prodotti chimici. Rende il trattamento dei rifiuti organici e delle acque reflue efficiente, affidabile, sostenibile ed economicamente redditizio. Grazie all'esperienza e alle soluzioni personalizzate, Andion garantisce alta efficienza e ottimizzazione delle rese per tutta la vita dell'impianto, offrendo anche interventi di revamping. Andion Italy fa parte di una Holding lussemburghese, che include una sede svedese per il mercato nordico. Milano è il centro storico dell'eccellenza ingegneristica, mentre la sede svedese si occupa dei progetti nordici.



Federazione ANIE aderente a Confindustria, con 1.100 aziende associate, raggruppate in 14 Associazioni e circa 420.000 addetti, rappresenta il settore più strategico e avanzato tra i comparti industriali italiani, con un fatturato aggregato di 102,7 miliardi di euro e 28,5 miliardi di export per le tecnologie elettrotecniche ed elettroniche nel 2023.

Creando quotidianamente occasioni di dialogo e confronto, ANIE è un punto di incontro importante per la comunità di imprese che rappresenta, da cui originano nuove sinergie e nuove opportunità di business.

ANIE riunisce player strategici che offrono tecnologie all'avanguardia per i mercati dell'Energia, del Building, dell'Industria e delle Infrastrutture.

L'area building si rivolge al mercato della progettazione, costruzione e manutenzione di edifici residenziali, commerciali e industriali dove le tecnologie ANIE svolgono un ruolo fondamentale per migliorare l'efficienza energetica, la sicurezza, il comfort e la funzionalità. L'area energia si rivolge al mercato della produzione, trasmissione, distribuzione dell'energia elettrica dove le tecnologie ANIE sono utilizzate al fine di soddisfare l'elettrificazione delle comunità, delle industrie e dei trasporti. L'area industria si rivolge al mercato della trasformazione industriale. Le tecnologie ANIE contribuiscono alla progettazione, produzione e gestione dei componenti utilizzati nei macchinari impiegati dalle aziende manifatturiere per produrre beni di consumo. L'area infrastrutture si rivolge al mercato della progettazione, costruzione e gestione delle strutture essenziali per il funzionamento delle società moderne. Ciò include infrastrutture stradali, ferroviarie, portuali e aeroportuali, reti di distribuzione dell'acqua e del gas, reti di telecomunicazioni, elettriche ed infrastrutture digitali. Le tecnologie ANIE contribuiscono allo sviluppo di infrastrutture sicure ed efficienti.



Assotermica, federata ad Anima Confindustria, rappresenta la quasi totalità delle industrie produttrici di apparecchi e componenti destinati al comfort climatico ambientale, un settore caratterizzato da una costante evoluzione tecnologica che fa della produzione italiana una realtà di assoluta eccellenza. Tuteliamo e promuoviamo gli interessi del settore nazionale di riferimento, che è il secondo in Europa sia per numero di pezzi prodotti ogni anno che per volumi di vendita. Lavoriamo con le imprese associate alla diffusione di una vera cultura della climatizzazione con una forte attenzione ai temi della sostenibilità, dell'efficienza energetica e allo sviluppo delle fonti rinnovabili.

In cifre: oltre 65 aziende associate, più di 11.000 addetti diretti a cui si aggiungono diverse migliaia di operatori specializzati, più di 2.000 milioni di euro di fatturato, 63% quota export delle imprese associate, >90% indice di rappresentatività dell'associazione rispetto al totale del mercato.

Mission - Assotermica mira a essere un partner strategico per le proprie Aziende associate. In particolare si propone di:

- accompagnare le imprese associate 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 ove 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 ad 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 ed apparecchi per impianti adeguati ai più alti standard di mercato.



Edison è la più antica società energetica in Europa, con oltre 140 anni di primati, ed è uno degli operatori leader del settore in Italia. Il Gruppo – che conta oltre 6.000 persone – è in prima linea nella sfida della transizione energetica in coerenza con gli SDGs dell'ONU e le politiche europee di decarbonizzazione. Edison è un operatore integrato con attività che vanno dalla produzione di energia alla gestione e manutenzione dei parchi di generazione, fino alla vendita ai clienti finali. Il suo parco produttivo è composto da più di 200 impianti, tra centrali idroelettriche, campi eolici e fotovoltaici e centrali termoelettriche a ciclo combinato tra le più efficienti in Europa. Il Gruppo è impegnato nell'attuazione di un piano di sviluppo nelle energie rinnovabili che ha l'obiettivo di accrescere la capacità rinnovabile installata portando la generazione green al 40% del proprio mix produttivo al 2030. Per quanto riguarda le attività di gas supply, Edison è impegnato nella diversificazione delle fonti e delle rotte di approvvigionamento al fine di garantire la sicurezza e la competitività del sistema energetico nazionale. Il Gruppo, inoltre, promuove l'utilizzo del gas naturale liquefatto (GNL) e dei green gas (biometano, BioGNL e idrogeno green) per sostituire i combustibili fossili nei processi industriali energivori e per rendere sostenibili i trasporti pesanti. Nell'ambito delle attività che riguardano i clienti e i servizi, Edison Next, accompagna clienti e territori nel loro percorso di decarbonizzazione e transizione ecologica, con una piattaforma di soluzioni innovative ed efficienti per l'ottimizzazione dei consumi e la decarbonizzare di aziende e Pubblica Amministrazione. Attenzione e vicinanza al cliente sono obiettivi primari di Edison Energia, la società del Gruppo dedicata, sin dalla liberalizzazione dei mercati di riferimento, alla vendita di energia elettrica, gas naturale e servizi a valore aggiunto ai clienti finali su tutti i segmenti di mercato



Elettricità Futura è la principale associazione italiana del settore elettrico, nata nel 2017 dall'integrazione tra Assoelettrica e assoRinnovabili. Rappresenta oltre il 70% del mercato elettrico nazionale, riunendo più di 500 operatori che impiegano oltre 40.000 addetti e detengono più di 76.000 MW di potenza installata, sia da fonti convenzionali che rinnovabili.

L'associazione ha l'obiettivo di promuovere lo sviluppo del settore elettrico italiano verso la transizione energetica, contribuendo a rilanciare la filiera industriale e generando benefici per l'economia e l'occupazione, aumentando la sicurezza, l'indipendenza, la sostenibilità e la competitività del Paese.

Elettricità Futura rappresenta le imprese del settore elettrico dialogando costantemente con le istituzioni nazionali, regionali ed europee, con le autorità, gli enti e gli organismi tecnici di riferimento. Propone azioni concrete per la crescita delle imprese e lo sviluppo del settore elettrico, portando le esigenze degli associati nei tavoli decisionali. Assiste le imprese fornendo aggiornamenti costanti sulla disciplina del settore e informazioni puntuali. Promuove la diffusione della cultura della transizione energetica, l'innovazione sostenibile e i valori delle imprese elettriche, anche attraverso studi, eventi, formazione e attività di comunicazione. Coinvolge le imprese associate, favorendo occasioni di incontro, confronto e condivisione nei tavoli di lavoro. Negozia e stipula con le organizzazioni sindacali il Contratto Collettivo Nazionale di Lavoro del settore elettrico e fornisce assistenza alle aziende per la sua applicazione.

Elettricità Futura aderisce a Confindustria e a Confindustria Energia, ed è membro delle principali associazioni europee del settore, tra cui Eurelectric, SolarPower Europe, WindEurope e Bioenergy Europe.



Eni è una global energy tech company presente in 61 Paesi, con oltre 30.000 dipendenti. Nata come compagnia O&G, si è trasformata in una società integrata dell'energia con un ruolo di primo piano nel garantire la sicurezza energetica e la transizione energetica. Ha l'obiettivo di raggiungere la neutralità carbonica entro il 2050 con la decarbonizzazione dei propri processi e dei prodotti per i propri clienti. Eni investe in ricerca e sviluppo di tecnologie per accelerare la transizione verso un'energia sempre più sostenibile. Fonti rinnovabili, biocarburanti, cattura e stoccaggio della CO2 sono esempi di attività e ambiti di ricerca di Eni, che si estendono anche a tecnologie game-changer come l'energia da fusione che in futuro potrebbe permettere di generare energia sicura, virtualmente illimitata, a zero emissioni. Le attività tradizionali di Eni (esplorazione e produzione di idrocarburi) continuano a portare valore a sostegno della trasformazione, contribuendo anche a garantire l'affidabilità della fornitura di energia. A supporto del percorso di transizione, Eni ha costituito alcune società satellite per contribuire a liberare nuovi investimenti nei settori strategici di attività:

- Plenitude è sul mercato con un modello di business distintivo che integra produzione da rinnovabili, vendita di energia e soluzioni energetiche e una rete di punti di ricarica per veicoli elettrici.
- Enilive, società dedicata a bioraffinazione, produzione di biometano, soluzioni di smart mobility (Enjoy), commercializzazione e distribuzione di tutti i vettori energetici per la mobilità, anche attraverso le oltre 5.000 Enilive Station in Europa.
- Vår Energy e Azure Energy (joint venture con BP), società satelliti dedicate a esplorazione e produzione di idrocarburi, in Norvegia e Angola.
- Versalis, azienda chimica sempre più sostenibile e specializzata, con un forte impegno per la circolarità e decarbonizzazione.
- Eni Rewind, focalizzata sulle bonifiche e la gestione dei rifiuti.



Oltre 25 anni di esperienza nella Green Economy, 25 società attive nel settore ambientale, più di 550 dipendenti, 1 milione di tonnellate di rifiuti gestiti e 130 MWh di energia rinnovabile prodotta nel 2023, con 3 milioni di metri quadri bonificati.

Greenthesis è tra i principali operatori italiani nei servizi ambientali, coprendo tutta la filiera del trattamento rifiuti e della bonifica ambientale. Specializzato nella bonifica di siti contaminati, messa in sicurezza di discariche e risanamento delle falde, gestisce ogni fase dal decommissioning alla valorizzazione delle aree dismesse.

Il Gruppo dispone di 20 strutture all'avanguardia per il trattamento dei rifiuti, con emissioni tra le più basse in Europa. Tra le attività svolte: depurazione di acque civili e industriali, gestione di rifiuti speciali liquidi e solidi, Soil Washing e trattamenti di amianto e fibrocemento. Inoltre, tratta rifiuti agroalimentari, agro-zootecnici e fanghi biologici per l'agricoltura.

Ogni attività contribuisce all'Economia Circolare con discariche efficienti, produzione di energia fotovoltaica, recupero di biogas e biometano e trattamento avanzato del percolato.

Greenthesis investe costantemente nell'innovazione tramite il proprio dipartimento di Ricerca e Sviluppo, realizzando partnership con aziende, università e centri di ricerca. Ha implementato sistemi di cogenerazione, upgrading di biogas in biometano e nuove tecnologie di conversione idro-termica.

Il know-how di Greenthesis ha favorito lo sviluppo internazionale, con importanti collaborazioni negli Emirati Arabi e in Arabia Saudita, contribuendo alla diffusione della cultura ambientale.

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

gruppoenercom

Il Gruppo Enercom è una delle maggiori realtà italiane private del settore Energy & Utilities, con alle spalle una tradizione di oltre 70 anni. Le aziende del Gruppo Enercom operano in 6 principali aree di business nel mercato dell'energia: produzione rinnovabili, distribuzione gas, vendita luce e gas, efficientamento energetico e servizi, smart city. Il Gruppo porta energia a più di 185.000 persone e aziende, conta 36 punti vendita a marchio sul territorio, 440 dipendenti e investe ogni anno più di 20 milioni di euro in infrastrutture, mezzi, risorse umane. Da 3 anni presentiamo il bilancio di sostenibilità, e siamo certificati tra l'altro per la parità di genere. Il Gruppo Enercom lavora guardando al futuro, considerando con la massima attenzione e responsabilità il ruolo sociale crescente che un'organizzazione attiva nel mercato dell'energia deve avere. Puntiamo ad anticipare i cambiamenti considerando l'innovazione una leva strategica per competere nei mercati di riferimento.

Questi alcuni numeri del Gruppo Enercom:

- 440 dipendenti (42,5% under 30);
- 80 nuove assunzioni/anno* (media ultimi 3 anni)
- 36 punti vendita
- Distribuiamo gas in 86 comuni del Nord Italia
- 20 mld di investimenti annui in infrastrutture; (media ultimi 3 anni)
- 9.200.000 kWh/anno di energia primaria risparmiata
- 2.619 km di reti gas gestite
- 1.700 km di impianti fibra e media tensione gestiti
- 8 sistemi di gestione certificati
- 8 impianti idroelettrici
- Produzione annua 11 GWh
- Potenza totale 4,6 MW
- 10 impianti fotovoltaici
- Produzione annua 140 GWh,
- Potenza totale 6 MW



Il Gruppo Intesa Sanpaolo è uno dei principali gruppi bancari in Europa, con un forte impegno ESG, incluso sul clima, e un posizionamento ai vertici mondiali per l'impatto sociale.

Il Gruppo Intesa Sanpaolo è il maggiore gruppo bancario in Italia, con 13,9 milioni di clienti e circa 3.000 filiali.

Il Gruppo Intesa Sanpaolo è il leader italiano nelle attività finanziarie per famiglie ed imprese.

Inoltre, il Gruppo ha una presenza internazionale strategica, con oltre 900 sportelli e 7,5 milioni di clienti. Si colloca tra i principali gruppi bancari in diversi Paesi del Centro-Est Europa e nel Medio Oriente e Nord Africa grazie alle proprie controllate locali: è al primo posto in Serbia, al secondo in Croazia e Slovacchia, al terzo in Slovenia, al quarto in Albania, al sesto in Bosnia-Erzegovina ed Egitto e al settimo in Moldavia e Ungheria.

Al 31 dicembre 2024, il Gruppo Intesa Sanpaolo presenta un totale attivo di 933.285 milioni di euro, crediti verso clientela per 421.512 milioni di euro, raccolta diretta bancaria di 584.508 milioni di euro e una raccolta diretta assicurativa di 177.430 milioni di euro.

L'attività del Gruppo si articola in sei divisioni:

- Divisione Banca dei Territori
- Divisione IMI Corporate & Investment Banking
- Divisione International Banks
- Divisione Private Banking
- Divisione Asset Management
- Divisione Insurance



Intesa Sanpaolo Innovation Center è la società del Gruppo Intesa Sanpaolo dedicata all'innovazione di frontiera. Esplora scenari e trend futuri, sviluppa progetti multidisciplinari di ricerca applicata, supporta startup, accelera la business transformation delle imprese secondo i criteri dell'Open Innovation e della Circular Economy, favorisce lo sviluppo di ecosistemi innovativi e diffonde la cultura dell'innovazione, per fare di Intesa Sanpaolo la forza trainante di un'economia più consapevole, inclusiva e sostenibile.

Con sede al 31esimo piano del grattacielo di Intesa Sanpaolo e un network nazionale e internazionale di hub e laboratori di ricerca, l'Innovation Center è un abilitatore di relazioni con gli altri stakeholder dell'ecosistema dell'innovazione – come imprese, startup, incubatori, centri di ricerca, università, enti nazionali e internazionali – e un promotore di nuove forme d'imprenditorialità nell'accesso ai capitali di rischio, con il supporto di fondi di venture capital, anche grazie alla controllata Neva SGR.



NEXTCHEM è la società di MAIRE dedicata alle Soluzioni Tecnologiche Sostenibili. Il suo obiettivo è abilitare un futuro a basse emissioni attraverso il nostro portafoglio tecnologico e mettere a frutto la sua esperienza per supportare la decarbonizzazione dei settori industriali, dal trasporto all'agricoltura, dall'energia ai materiali.

NEXTCHEM sviluppa e fornisce soluzioni tecnologiche, licenze di tecnologia, progettazione di processo e ingegneria di base, apparecchiature proprietarie e catalizzatori per sostenere la transizione energetica globale.

- Le nostre 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 linee si rivolgono a settori strategici, con l'obiettivo di ridurre l'intensità carbonica attraverso una produzione più pulita, il riciclo avanzato e l'uso di materie prime innovative. Nel settore dei fertilizzanti, valorizziamo la nostra leadership nell'urea e continuiamo a innovare nell'ammoniaca, sia come vettore per l'idrogeno sia come base per carburanti a basse emissioni. Nel campo dell'energia a basse emissioni, ci concentriamo sull'idrogeno e sulla valorizzazione della CO₂ per supportare la decarbonizzazione nei trasporti, nella chimica e nelle plastiche sostenibili. Per quanto riguarda la circolarità, trasformiamo i rifiuti in risorse di valore attraverso l'upcycling meccanico, il riciclo chimico e la depolimerizzazione, abilitando nuovi percorsi per il recupero e il riutilizzo.



Fondato a Gazoldo degli Ippoliti nel 1959 da Steno Marcegaglia il Gruppo, attivo da oltre 60 anni nella trasformazione dell'acciaio, è oggi controllato dai figli, Antonio ed Emma, ed è presente in campo siderurgico nell'intera catena del valore. Dopo le acquisizioni di due acciaierie a forno elettrico, una per acciai speciali a Sheffield (Regno Unito) e una nel sito francese di Fos-sur-Mer, l'azienda è entrata anche nella produzione primaria, con l'obiettivo di accorciare e stabilizzare le proprie filiere, proseguendo nello sviluppo di prodotti sempre più sostenibili e competitivi. Con un fatturato di 7.5 miliardi di euro, 7.800 dipendenti, 36 stabilimenti distribuiti in 4 Continenti, 6,5 milioni di tonnellate di acciaio lavorate ogni anno per oltre 15.000 clienti sparsi nel mondo, il Gruppo è leader riconosciuto nello scenario siderurgico nazionale e internazionale. È tra le maggiori realtà manifatturiere italiane, capace di unire il dinamismo e la flessibilità operativa dell'imprenditoria familiare made in Italy, con la grande presenza sui mercati globali tipica delle multinazionali. L'alto livello di progettualità, l'approccio mentale al cambiamento, l'attenzione alla sostenibilità ambientale e sociale fanno di Marcegaglia un'azienda sempre presente laddove si sperimenta e si innova. Il Gruppo è stato fin dall'inizio partner di Strega, a Boden, in Svezia, prima vera acciaieria al mondo a emissioni zero; è impegnato nel progetto di cattura e stoccaggio della CO₂ a Ravenna e sta esplorando l'utilizzo dell'idrogeno verde per contribuire allo sviluppo di un'industria siderurgica sempre più responsabile e sostenibile, capace di trovare il giusto equilibrio tra risorse, benessere, inclusione. Anche per questo, il legame tra azienda e territorio è stato forte fin da subito per strutturarsi nel 2010 con la costituzione di Fondazione Marcegaglia, naturale evoluzione dello spirito filantropico della Famiglia.



MCE-Mostra Convegno Expocomfort è la più importante fiera internazionale biennale dedicata ai settori dell'impiantistica civile, industriale e della climatizzazione (riscaldamento, condizionamento dell'aria, refrigerazione, tecnica sanitaria, trattamento acqua, ambiente bagno, componentistica, energie rinnovabili), che fanno dell'efficienza e della riduzione di consumi energetici il loro driver principale.

La prossima edizione della manifestazione si svolgerà in Fiera Milano dal 12 al 15 marzo 2024 connotata da un nuovo claim "Beyond Comfort", il cui elemento centrale è rappresentato dalla declinazione di tutte le attività di MCE sulle 3 linee guida che stanno influenzando il mondo: Innovation, Sustainability ed Energy Efficiency.

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.



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 CO₂.

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 dell'azionista Tages Helios Net Zero – Fondo d'Investimento di proprietà di Tages Capital SGR – si impegna a generare valore per investitori, partner e comunità locali, rendendo possibile la conversione dei rifiuti organici in energia pulita e contribuendo alla transizione energetica dell'Italia verso fonti rinnovabili a basse emissioni di carbonio.

L'obiettivo? Guidare la trasformazione del mercato del biometano implementando le migliori pratiche e tecnologie innovative per garantire un'efficacia operativa superiore e promuovendo soluzioni sostenibili che supportino la crescita delle rinnovabili nel rispetto di pratiche responsabili dal punto di vista aziendale.



MOST - Centro Nazionale per la Mobilità Sostenibile, attraverso la collaborazione con 24 università, il CNR e 24 grandi imprese, ha la missione di implementare soluzioni moderne, sostenibili e inclusive per l'intero territorio nazionale.

Le aree e gli ambiti tecnologici di maggiore interesse del progetto sono: mobilità aerea, veicoli stradali sostenibili, trasporto per vie d'acqua, trasporto ferroviario, veicoli leggeri e mobilità attiva.

Il Centro Nazionale si occuperà di rendere il sistema della mobilità più "green" nel suo complesso e più "digitale" nella sua gestione.

Lo farà attraverso soluzioni leggere e sistemi di propulsione elettrica e a idrogeno; sistemi digitali per la riduzione degli incidenti; soluzioni più efficaci per il trasporto pubblico e la logistica; un nuovo modello di mobilità, come servizio, accessibile e inclusiva.



Snam è il primo operatore europeo nel trasporto del gas naturale con una rete, in Italia e all'estero, di circa 38.000 km. L'azienda opera anche nello stoccaggio, di cui detiene oltre il 17% della capacità a livello europeo, e nella rigassificazione, con una capacità annua di 13,5 miliardi di metri cubi di gas che saliranno a 18,5 miliardi di metri cubi nel 2025 per effetto dell'entrata in esercizio del rigassificatore di Ravenna. È tra le principali società quotate italiane per capitalizzazione di mercato.

Con i suoi 80 anni di esperienza nella realizzazione e gestione di infrastrutture, Snam garantisce la sicurezza degli approvvigionamenti e promuove la transizione energetica con investimenti nei gas verdi (biometano e idrogeno), nell'efficienza energetica e nella tecnologia CCS (Carbon Capture and Storage). L'azienda crea, inoltre, nuove aree verdi attraverso una società benefit focalizzata su progetti di forestazione urbana.



Bioenerys è un'azienda, controllata al 100% dal Gruppo Snam, leader nel settore della produzione di biometano, un gas rinnovabile ottenuto dalla lavorazione delle biomasse. La nuova unit di Snam fa leva sulle competenze e l'expertise delle sue due divisioni di business (Ambiente e Agri) che progettano, sviluppano e gestiscono impianti di biogas e biometano prodotto dalla lavorazione rispettivamente della frazione organica del rifiuto solido urbano (FORSU) e delle matrici agricole e della filiera agro-industriale. Negli ultimi due anni, Bioenerys ha visto una crescita esponenziale, diventando il principale operatore del mercato biogas-biometano in Italia, gestendo 10 impianti dedicati al recupero di rifiuti organici e 30 alle matrici agricole e agroindustriali, distribuiti su tutto il territorio nazionale. La visione di Bioenerys è riassunta nella mission "Raccogliamo energia per costruire il futuro" che riflette l'impegno dell'azienda nella transizione energetica e nell'economia circolare, recuperando materiali di scarto per trasformarli in energia 100% rinnovabile e compost da utilizzare come fertilizzante agricolo. Questo approccio permette di chiudere il ciclo dei rifiuti, riducendo l'impatto ambientale del comparto agricolo e contribuendo alla sostenibilità delle comunità locali.

Note

Note

Note

Hydrogen and Alternative Fuels

Nuovi vettori energetici e combustibili innovativi:
la sfida per accaparrarsi un ruolo nella transizione energetica

ISBN: 9 788864 931289



9 788864 931289

POLIMI SCHOOL OF MANAGEMENT

energy&strategy