



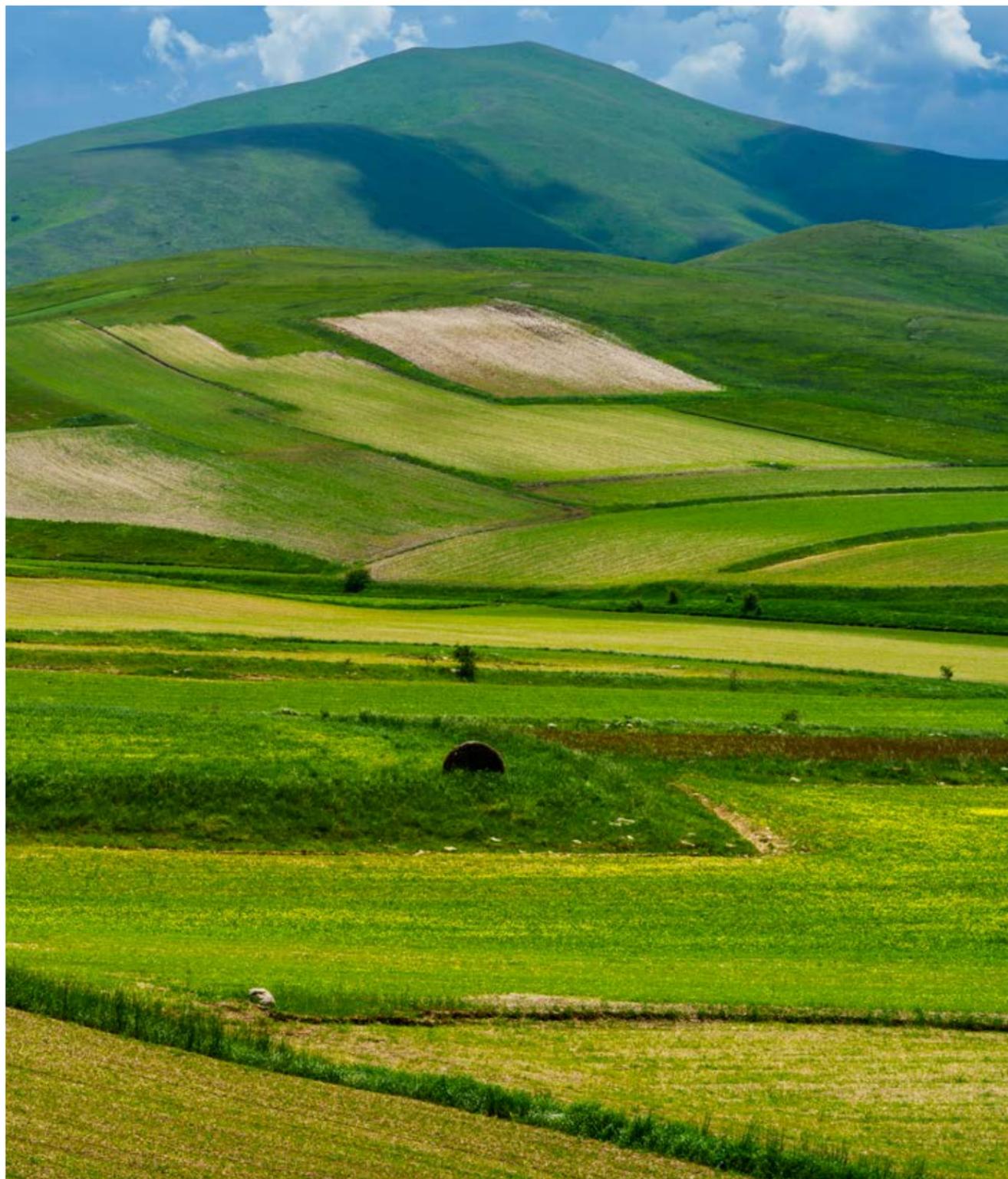
WWF

ITALIA

 ghg management
institute



IL RUOLO DELLE BIOENERGIE NELLA STRATEGIA DI DECARBONIZZAZIONE NAZIONALE



A cura di:
Domenico Gaudio - GHGMI-I (Greenhouse Gas Management Institute - Italy)

Revisione testi
Massimiliano Varriale - WWF Italia

Supervisione
Mariagrazia Midulla - Responsabile Clima energia WWF Italia

BOZZA IN VIA DI REVISIONE, SONO POSSIBILI REFUSI RESIDUI

Indice

SOMMARIO / ABSTRACT	4
SINTESI	5
1. LE INDICAZIONI DELLE ORGANIZZAZIONI INTERNAZIONALI SUL RUOLO DELLE BIOENERGIE NELLE TRANSIZIONI ENERGETICHE A MEDIO E LUNGO TERMINE	8
2. IMPATTI CLIMATICI E AMBIENTALI DELLA PRODUZIONE DI BIOGAS E BIOCOMBUSTIBILI	11
3. I CRITERI E LE INDICAZIONI DI SOSTENIBILITÀ E IL BILANCIO ENERGETICO	13
3.1 L'analisi delle emissioni dal ciclo di vita dei sistemi bioenergetici	13
3.1.1 L'analisi delle emissioni dal ciclo di vita dei biocarburanti.	13
3.2 Il ritorno energetico sull'investimento energetico (EROEI o EROI)	15
3.3 I criteri di sostenibilità delle direttive RED	16
4. IL RUOLO DEL BIOGAS E DEI BIOCOMBUSTIBILI PER LA DECARBONIZZAZIONE DELLE ATTIVITÀ HARD-TO-ABATE A LIVELLO GLOBALE	19
4.1 Trasporto aereo	19
4.2 Trasporto marittimo	21
4.3 Trasporto pesante su strada	21
4.4 Processi industriali	22
5. IL QUADRO CONOSCITIVO E PROGRAMMATICO DELLE BIOENERGIE IN ITALIA	24
5.1 Produzione e consumi attuali di biogas e biocombustibili in Italia	24
5.2 Le azioni per la promozione di biogas/biometano e biocombustibili nel PNRR	25
5.3 Biogas e biocombustibili nel PNIEC 2024	27
6. PROSPETTIVE DELLA PRODUZIONE E DELL'UTILIZZO DI BIOGAS E BIOCOMBUSTIBILI IN ITALIA	29
6.1 Produzione potenziale da materie prime di origine nazionale	29
6.2 Consumi di biogas/biometano delle attività hard-to-abate	32
6.2.1 Consumi nel settore industriale.	32
6.2.2 Consumi nel settore dei trasporti.	34
6.3 Identificazione delle priorità di intervento	35
CONCLUSIONI	36
BIBLIOGRAFIA	38

Sommario / Abstract

Secondo le organizzazioni internazionali che si occupano di clima ed energia (come l'IPCC, l'IEA, l'IRENA), le bioenergie possono svolgere un ruolo importante nel consentire al sistema energetico globale di raggiungere emissioni nette pari a zero entro il 2050, in particolare perché esse sono sufficientemente versatili da poter essere utilizzate in tutti i settori e spesso possono avvalersi di dispositivi di trasmissione e distribuzione esistenti, senza cambiamenti tecnologici. È comunque difficile valutare il potenziale per un aumento significativo dell'utilizzo delle bioenergie, a causa dei collegamenti di vasta portata con questioni che vanno oltre il settore energetico, come la concorrenza con i terreni per la produzione alimentare e la silvicoltura, l'uso dell'acqua, gli impatti sugli ecosistemi e i cambiamenti nell'uso del suolo. Come osserva l'Unione Internazionale per la Conservazione della Natura, alcuni di questi impatti negativi sono accentuati dalla previsione di una produzione su scala industriale, che favorirebbe il ricorso a monoculture dedicate su larga scala e accentuerebbe le conseguenze in termini di cambiamenti di uso del suolo e di deforestazione.

L'analisi del ciclo di vita dei biocarburanti liquidi mette inoltre in evidenza che la stragrande maggioranza dei biocarburanti oggi sul mercato europeo, proveniente da colture agricole, offre pochi, o addirittura nessun miglioramento del bilancio complessivo delle emissioni di gas serra rispetto alla benzina fossile o al diesel. Diversa, almeno in via di principio, è la situazione per quanto riguarda l'utilizzo energetico del biogas, che può essere prodotto a partire dagli scarti di un processo produttivo, senza competizioni relative all'uso del suolo; inoltre il suo utilizzo consente di ridurre le emissioni di metano.

Il presente studio analizza il possibile ruolo delle bioenergie nelle strategie di decarbonizzazione italiane, con specifico riferimento alle diverse filiere tecnologiche e alle materie prime che si prevede di utilizzare. L'analisi si concentra sulla produzione e sull'utilizzo dei biocombustibili liquidi e gassosi, tralasciando la legna e le biomasse solide, per le particolari implicazioni sulle politiche agricole e forestali. Le conclusioni identificano dei limiti agli obiettivi di alcune politiche dell'Unione Europea, ma soprattutto sottolineano l'opportunità di definire priorità chiare per l'uso dei biocombustibili, enfatizzando i consumi delle attività le cui emissioni non possono essere ridotte in altro modo (le cosiddette attività *hard-to-abate*) ed evitando di mettere in discussione le scelte fondamentali delle poli-

tiche climatiche europee, come l'elettrificazione degli usi finali dell'energia.

According to international organizations that deal with climate and energy (such as IPCC, IEA, IRENA), bioenergy may play an important role in allowing the global energy system to achieve net-zero emissions by 2050, in particular due to the fact that it is versatile enough to be used in all sectors and it can often make use of existing transmission and distribution devices, without technological changes. Assessing the potential for a significant increase in bioenergy is, however, a challenging task due to its far-reaching linkages to issues beyond the energy sector, including competition with land for food production and forestry, water use, impacts on ecosystems, and land-use change. As the International Union for Conservation of Nature notes, some of these negative impacts are amplified by current plans for an industrial-scale production, which would encourage the use of large-scale purpose-grown monocultures and emphasize the consequences in terms of land use changes and deforestation.

In particular, the life-cycle analysis of liquid biofuels highlights that the vast majority of these biofuels on the European market today, coming from agricultural crops, offer few, if any, improvements in the overall balance of greenhouse gas emissions compared to fossil fuel or diesel. At least in principle, the energy use of biogas shows a different picture. Biogas is produced from waste originated from a production process, without competition relating to the use of land; furthermore, its use allows for the reduction of methane emissions.

This study analyzes the possible role of bioenergy in Italian decarbonisation strategies, making specific reference to the different technological supply chains and the raw materials that are planned to be used. The analysis focuses on the production and use of liquid and gaseous biofuels, leaving aside wood and solid biomass, due to the particular implications on agricultural and forestry policies. The conclusions identify limits to the objectives of some European Union policies, but above all they underline the opportunity to define clear priorities for the use of biofuels, emphasizing consumption by activities whose emissions cannot be reduced in any other way (the so-called *hard-to-abate* activities) and avoiding undermining the fundamental choices of European climate policies, such as electrification of energy end uses.

Sintesi

Secondo le organizzazioni internazionali che si occupano di clima ed energia (come l'IPCC, l'IEA, l'IRENA), le bioenergie possono svolgere un ruolo importante nel consentire al sistema energetico globale di raggiungere emissioni nette pari a zero entro il 2050, in particolare perché esse sono sufficientemente versatili da poter essere utilizzate in tutti i settori e spesso possono avvalersi di dispositivi di trasmissione e distribuzione esistenti, senza cambiamenti tecnologici. Gli usi moderni della biomassa – che corrispondono attualmente all'incirca al 45% dei consumi globali di biomassa per usi energetici e al 55% del totale dei consumi di fonti energetiche rinnovabili - potrebbero potenzialmente svolgere un ruolo importante in settori difficili da elettrificare (chimica, cemento, acciaio a ciclo integrato, acciaio da forno elettrico, carta, ceramica, vetro e fonderie, trasporti aerei e marittimi).

Un notevole aumento della produzione di bioenergie richiederà però una produzione ad hoc di biocombustibili avanzati. I biocombustibili di prima generazione prodotti direttamente da colture alimentari o grassi animali e usati negli usi tradizionali della biomassa hanno infatti un potenziale limitato e una resa per area interessata inferiore rispetto ai biocombustibili avanzati. Rifiuti e residui (ad esempio, derivanti dall'agricoltura, dalla silvicoltura, dalla lavorazione del letame animale) possono fornire opportunità per una bioenergia economicamente vantaggiosa e sostenibile su scala significativa ma limitata. Altre opportunità possono essere offerte dalla coltivazione della biomassa per usi energetici (anche se la sostenibilità di queste opzioni va considerata caso per caso). La valutazione del potenziale per un aumento significativo delle bioenergie è comunque un compito impegnativo a causa dei suoi collegamenti di vasta portata con questioni che vanno oltre il settore energetico, come la concorrenza con i terreni per la produzione alimentare e la silvicoltura, l'uso dell'acqua, gli impatti sugli ecosistemi e i cambiamenti nell'uso del suolo. Come osserva l'Unione Internazionale per la Conservazione della Natura, alcuni di questi impatti negativi sono accentuati dalla previsione di una produzione su scala industriale, che favorirebbe il ricorso a monoculture dedicate su larga scala e accentuerebbe le conseguenze in termini di cambiamenti di uso del suolo e di deforestazione. Questi fattori definiscono in gran parte il potenziale delle bioenergie e spiegano la differenza nelle stime del potenziale in letteratura.

Il rapido incremento degli usi energetici delle biomasse è però oggetto di crescenti preoccupazioni di natura ambientale, che arrivano a mettere in discussione la stessa esistenza di un beneficio dal punto di vista climatico, se si tiene conto dell'intero ciclo di vita delle biomasse, così come la sostenibilità, dal punto di vista sia economico che etico, della sostituzione di colture ad uso alimentare con colture energetiche. In particolare, l'analisi del ciclo di vita dei biocarburanti liquidi mette in evidenza che la stragrande maggioranza di questi biocarburanti oggi sul mercato europeo, proveniente da colture agricole, offre pochi, o addirittura nessun miglioramento del bilancio complessivo delle emissioni di gas serra rispetto alla benzina fossile o al diesel.

Diversa, almeno in via di principio, è la situazione per quanto riguarda l'utilizzo energetico del biogas, in particolare di quello generato dai rifiuti animali e dai rifiuti solidi urbani nei digestori anaerobici: bruciare biogas per produrre elettricità emette certo anidride carbonica nell'atmosfera, ma nella combustione si elimina il metano presente nel biogas, che ha un potere di riscaldamento globale ben maggiore di quello dell'anidride carbonica. Il biogas può inoltre essere prodotto a partire dagli scarti di un processo produttivo, senza competizioni relative all'uso del suolo che è alla base dei diversi processi produttivi. Queste considerazioni dovrebbero indurre i responsabili politici ad un'attenta programmazione degli utilizzi del biogas/biometano, che garantisca in primo luogo la disponibilità di questa risorsa limitata per soddisfare i consumi delle attività le cui emissioni non possono essere ridotte in altro modo (le cosiddette attività *hard-to-abate*).

Nel nostro Paese, l'uso energetico di biomasse, biogas e bioliquidi e della frazione organica dei rifiuti solidi urbani è andato aumentando costantemente a partire dal 1998, fino ad arrivare a 11,2 Mtep nel 2021; su questo trend hanno influito pesantemente gli incentivi previsti dalle direttive europee sulle energie rinnovabili (RED, Renewable Energy Directives), con le quali l'UE ha fissato obiettivi specifici vincolanti di energia rinnovabile nel settore trasporti.

Alla crescita degli utilizzi energetici delle biomasse non si è però accompagnato un adeguamento delle informazioni statistiche ad esse relative e un quadro di riferimento coerente sulla sostenibilità delle diverse filiere produttive. Per poter promuovere la produzione delle biomasse energetiche sostenibili, e garantire il loro corretto utilizzo ai fini del contenimento delle emissioni di gas-serra, è invece necessario uno sforzo per la messa a punto di un quadro conoscitivo coerente e completo, in particolare per quanto riguarda l'utilizzo da parte dei settori *hard-to-abate*. Questo sforzo dovrebbe coinvolgere, con risorse adeguate, tutti gli organismi interessati, dal MASE al MASAF, all'ISPRA, al CREA e all'ISTAT. I dati relativi agli usi energetici delle biomasse sono cruciali, in particolare, per l'attuazione della direttiva ETS e del regolamento Effort Sharing, così come per la predisposizione dei Piani integrati per l'energia ed il clima richiesti dal regolamento sulla governance energetica. La credibilità di questi documenti non può essere garantita in una situazione nella quale le informazioni disponibili sono spesso ricalcolate tra un anno e l'altro per effetto di modifiche nelle metodologie di rilevamento e di elaborazione dei dati e, per questa ragione, non si riesce a disporre di serie storiche coerenti. Per poter definire politiche di settore credibili, è necessario inoltre che i documenti programmatici del settore non si limitino a definire obiettivi, ma presentino una correlazione tra le politiche descritte e l'idoneità delle stesse ad incidere sulle emissioni di settore secondo dati verificabili.

Le valutazioni della sostenibilità dei diversi tipi di carbu-

ranti liquidi basate sull'analisi del ciclo di vita mostrano ad esempio che, anche facendo riferimento ai veicoli registrati nel 2021, le emissioni di gas-serra durante il ciclo di vita dei veicoli elettrici a batteria sono di gran lunga inferiori a quelle di tutte le altre tecnologie (ICCT, 2021a), e lo saranno ancora di più a mano a mano che l'elettricità sarà prodotta con emissioni di CO₂ sempre minori, grazie soprattutto all'impiego di quote crescenti di fotovoltaico ed eolico. Inoltre, i biocarburanti non possono rappresentare una adeguata alternativa ai combustibili fossili, dal momento che il loro potenziale di crescita è limitato, a causa della scarsa disponibilità delle materie prime. Nemmeno l'utilizzo delle celle a combustibile alimentate a idrogeno prodotto a partire da fonti rinnovabili (il cosiddetto idrogeno "verde") ha il potenziale per definire percorsi di trasporto passeggeri a bassissime emissioni di gas-serra, dal momento che nel ciclo di vita delle celle a combustibile si consuma molta più energia rispetto al ciclo di vita delle batterie e, di conseguenza, nelle valutazioni delle emissioni estese all'intero ciclo di vita è necessario tenere conto delle emissioni derivanti dalla costruzione di ulteriori impianti di elettricità rinnovabile.

Non esiste quindi un percorso realistico verso una profonda decarbonizzazione del trasporto leggero su strada entro i tempi previsti dagli obiettivi di Parigi al di fuori di quello che prevede l'uso dei veicoli elettrici a batteria.

Inoltre, l'incremento dei consumi di biocarburanti liquidi sta già aumentando la dipendenza dell'UE, e in particolare dell'Italia, dalle economie extra-UE, e in particolare dalla Cina. Questa dipendenza dai Paesi extra-UE è destinata ad accentuarsi, se si tiene conto che, entro il 2030, sulla base della direttiva RED III, la quota di energie rinnovabili nei consumi finali del settore dei trasporti dovrà arrivare al 29%. Alle preoccupazioni per

il ruolo crescente delle importazioni dai paesi extra-UE si aggiunge quella per la scarsa tracciabilità dei prodotti importati; si prenda ad esempio la denuncia da parte della organizzazione ambientalista europea Transport & Environment (T&E), dell'uso da parte di Eni di un sottoprodotto dell'olio di palma nella produzione di biocarburanti.

Diversa, almeno in via di principio, è la situazione per quanto riguarda l'utilizzo energetico del biogas, in particolare di quello generato dai rifiuti animali e dai rifiuti solidi urbani nei digestori anaerobici: bruciare biogas per produrre elettricità emette certo anidride carbonica nell'atmosfera, ma nella combustione si elimina il metano presente nel biogas che ha un potere di riscaldamento globale ben maggiore di quello dell'anidride carbonica. Il biogas, in questi casi, viene inoltre prodotto a partire dagli scarti di un processo produttivo, senza competizioni relative all'uso del suolo che è alla base dei diversi processi produttivi.

Nel quadro della decarbonizzazione dell'economia italiana, il biometano prodotto attraverso la purificazione del biogas rappresenta una opportunità per avviare la decarbonizzazione dei settori *hard-to-abate* (chimica, cemento, acciaio a ciclo integrato, acciaio da forno elettrico, carta, ceramica, vetro e fonderie, trasporti aerei e marittimi), soprattutto in vista degli obiettivi di riduzione delle emissioni fissati per il 2030.

Il PNIEC 2024 ritiene che la produzione nazionale di biometano potrebbe essere aumentata fino a 5,7 miliardi di metri cubi l'anno. La produzione di biometano a partire dalle biomasse residue dell'agricoltura, degli allevamenti, dell'industria agroalimentare e della frazione organica dei rifiuti potrebbe raggiungere all'incirca 3,0

miliardi di m³, senza impatti rilevanti sull'ambiente e sull'uso del suolo.

Un quantitativo di poco inferiore potrebbe essere fornito dalle colture intercalari, ossia mais, frumento o loglio coltivati sullo stesso terreno di un'altra coltura agricola, senza riduzione della resa agricola della coltura principale; la sostenibilità di questa filiera produttiva è però ancora da dimostrare, in particolare per quanto riguarda la tutela della biodiversità e del carbonio nei suoli.

L'utilizzo di monoculture dedicate è invece da escludere, soprattutto nelle condizioni ambientali e culturali tipiche dell'Europa meridionale, dal momento che esso potrebbe rappresentare una seria minaccia per l'uso e la disponibilità di acqua, l'erosione del suolo e il degrado del territorio.

La quantità di biometano disponibile nel nostro Paese è però limitata non solo dalla disponibilità delle materie prime utilizzate nei processi produttivi, ma anche dalla scarsa efficacia dei meccanismi di sostegno per l'aumento della capacità produttiva di biometano; l'obiettivo del PNIEC di garantire entro il 2030 una produzione sostenibile di biometano intorno ai 5,7 miliardi di metri cubi (corrispondenti all'incirca a 4,69 Mtep) è quindi decisamente ottimistico. Dal momento che il totale dei consumi dei settori energetici *hard to abate* (chimica, cemento, acciaio a ciclo integrato, acciaio da forno elettrico, carta, ceramica, vetro e fonderie, trasporti aerei e marittimi) dovrebbe attestarsi nel 2030 intorno ad un livello di 4,21 Mtep, sarebbe ragionevole che l'utilizzo della produzione nazionale di biometano fosse riservato, in via prioritaria, al soddisfacimento del fabbisogno energetico di questi settori (per i quali è probabile che non siano ancora convenienti altre opzioni di decarbonizzazione).

La scelta del PNRR di finalizzare la concessione dei contributi per il biometano al *blending* del gas naturale nella rete di distribuzione fino a 2,3 miliardi di metri cubi nel 2026, da utilizzare prioritariamente nel settore residenziale e in quello dei trasporti, va in direzione contraria a quanto indicato, dal momento che sottrae biometano all'utilizzo da parte dei settori *hard to abate* e incentiva indirettamente l'utilizzo del biometano nell'autotrazione, in controtendenza rispetto alle priorità individuate dalla Commissione Europea di favorire la diffusione dei veicoli elettrici.

Sarebbe invece opportuno che ogni progetto di espansione della produzione nazionale di biometano, fosse subordinato ad una chiara individuazione delle priorità per quanto riguarda l'utilizzo del biometano prodotto, e a una stima affidabile del quantitativo richiesto da ciascun settore produttivo (con particolare attenzione alle necessità dei settori *hard-to-abate*). Un esempio da seguire è quello della *Biomass Strategy*, la strategia integrata per la produzione e l'uso delle biomasse predisposta nel Regno Unito. Questa strategia fornisce indicazioni sulla sostenibilità dei processi produttivi, sugli impatti ambientali (inclusi quelli sulla qualità dell'aria), sulla disponibilità a partire da fonti nazionali e internazionali e sugli utilizzi prioritari di una risorsa limitata. Al momento, invece, i meccanismi di sostegno alla produzione nazionale sono tutti finalizzati all'utilizzo del biometano nei motori a combustione interna, in particolare nel trasporto leggero, a discapito di altri usi più razionali dal punto di vista energetico; senza contare che solo una rapida diffusione dei veicoli elettrici a batteria è in grado di avvicinare il nostro Paese agli obiettivi di decarbonizzazione entro i tempi previsti dall'Accordo di Parigi.



1. LE INDICAZIONI DELLE ORGANIZZAZIONI INTERNAZIONALI SUL RUOLO DELLE BIOENERGIE NELLE TRANSIZIONI ENERGETICHE A MEDIO E LUNGO TERMINE

L'uso delle bioenergie può ricadere in due categorie principali: "tradizionale" e "moderno". L'uso tradizionale si riferisce alla combustione della biomassa in forme come legno, rifiuti animali e carbone vegetale. Le moderne tecnologie bioenergetiche includono biocarburanti liquidi prodotti dalla bagassa¹ e da altre piante; bioraffinerie; biogas prodotto attraverso la digestione anaerobica dei residui animali e vegetali; sistemi di riscaldamento a pellet di legno; e altre tecnologie. Circa tre quarti dell'uso mondiale di energia rinnovabile riguarda la bioenergia, e di questi oltre la metà è costituita dall'uso tradizionale della biomassa. Nel 2015 la bioenergia ha rappresentato circa il 10% del consumo totale di energia finale e l'1,9% della produzione globale di energia (IRENA, 2023), per un totale di 53,2 EJ (WBA, 2020).

Gli usi moderni della biomassa – che corrispondono all'incirca al 45% dei consumi globali di biomassa per usi energetici e al 55% del totale dei consumi di fonti energetiche rinnovabili – potrebbero potenzialmente svolgere un ruolo importante in settori difficili da elettrificare come l'aviazione e il trasporto marittimo. In linea con la crescita a livello globale della produzione di energia da fonti rinnovabili già in atto, la produzione globale di biocombustibili liquidi negli anni più recenti è cresciuta da 3,2 EJ/anno nel 2015 a 4,3 EJ/anno nel 2022 (IEA, 2017; IEA 2023a).

Secondo l'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA), lo

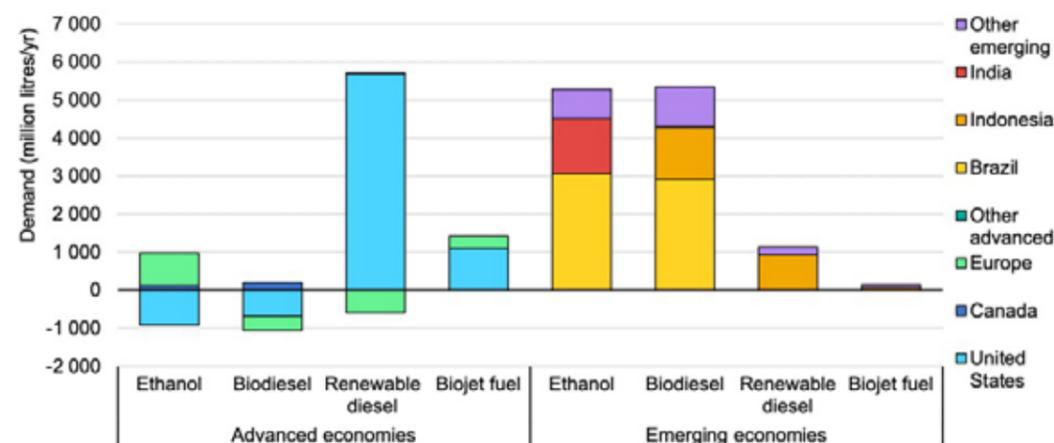
sviluppo dei biocombustibili negli anni più recenti è stato legato essenzialmente al conseguimento, da parte di alcuni Paesi, di obiettivi di sicurezza energetica, nel corso della recente crisi, anche se il settore ha dovuto affrontare alcune sfide specifiche (IEA, 2023).

I biocarburanti hanno evitato il consumo di 2 milioni di barili di petrolio equivalente al giorno (mboe/giorno) nel 2022, pari al 4% della domanda globale di petrolio del settore dei trasporti (IEA, 2023a). Argentina, India e Indonesia hanno tutti accelerato l'uso di biocarburanti nel 2022. Tuttavia, sebbene i biocarburanti offrissero vantaggi in termini di sicurezza energetica, i loro prezzi sono aumentati più rapidamente di quelli della benzina e

del diesel in molti paesi. Per mitigare gli aumenti dei costi del carburante per i trasporti, Brasile, Svezia e Finlandia hanno ritardato gli aumenti pianificati degli obblighi di miscelazione di biocarburanti nel 2022.

Secondo le previsioni dell'IEA, la domanda di biocarburanti aumenterà dell'11% entro il 2024, sostenuta dalle politiche esistenti mirate agli obiettivi di sicurezza energetica (IEA, 2023). Solo l'Indonesia e il Brasile stanno accelerando la diffusione entro il 2024. Nelle economie avanzate, è probabile che le nuove politiche non influenzino la produzione fino a dopo il 2024 poiché i prezzi elevati, le preoccupazioni per le materie prime e i vincoli tecnici limitano il potenziale di crescita aggiuntivo.

Figura 1 – Crescita della domanda di biocarburanti per carburante e per regione, 2022-2024



Fonte: IEA, 2023

1 La bagassa è il materiale fibroso e polposo secco che rimane dopo aver frantumato la canna da zucchero o gli steli di sorgo per estrarne il succo.

Nel Sesto Rapporto di Valutazione, l'IPCC sottolinea il possibile ruolo delle bioenergie come opzione di mitigazione per settori con disponibilità limitate di alternative ai combustibili fossili (ad esempio, aviazione, trasporto marittimo a lunga distanza). Mentre la biomassa tradizionale e biocarburanti di prima generazione sono ampiamente utilizzati attualmente, le tecnologie per la produzione su larga scala da processi avanzati non sono competitive e la coltivazione di colture bioenergetiche dedicate genera un'ampia gamma di problemi di sostenibilità (IPCC, 2023). Il suo ruolo a lungo termine nei sistemi energetici a basse emissioni di carbonio è quindi incerto.

Nel documento "Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector", l'Agenzia Internazionale dell'Energia ipotizza, per lo scenario "net zero" al 2050 (NZE), una crescita dei consumi sia di biometano che di biocarburanti, grazie alla possibilità per la bioenergia di utilizzare per la distribuzione le infrastrutture esistenti² (IEA, 2021b). Ad esempio, il biometano può utilizzare i gasdotti esistenti e le apparecchiature degli utenti finali, mentre molti biocarburanti liquidi possono utilizzare le reti di distribuzione del petrolio esistenti ed essere utilizzati nei veicoli con modifiche solo minori o limitate. Il BioGPL - GPL derivato da materie prime rinnovabili - è identico al GPL convenzionale e quindi può essere miscelato e distribuito allo stesso modo.

Queste indicazioni vengono sostanzialmente confermate nel documento "NetZero Roadmap – A Global Pathway to Keep the 1,5°C Goal in Reach", pubblicato dalla IEA nel settembre 2023 per aggiornare gli scenari e le valutazioni alla luce dei trend energetici degli ultimi due anni (IEA, 2023b).

I consumi di biometano, pari a meno di 2 EJ nel 2020, passerebbero a 10 EJ nel 2050 (a fronte di una stima di 8,5 EJ nel documento pubblicato nel 2021), in particolare per l'utilizzo nel settore energetico (per la produzione elettrica flessibile), per il calore industriale di processo, per la produzione di idrogeno e, potenzialmente, come carburante marittimo. Il suo utilizzo è cresciuto rapidamente negli ultimi anni, grazie agli obblighi di miscelazione per le reti del gas.

La domanda di biocombustibili nel 2022 ha raggiunto il li-

vello record di 4,3 EJ (170.000 milioni di litri), superando i livelli registrati nel 2019 prima della pandemia di Covid-19. I consumi di biocarburanti nei trasporti sono cresciuti piuttosto lentamente negli ultimi anni (ad esempio, non al livello dei veicoli elettrici), probabilmente a causa della competizione con la produzione di cibo e di fertilizzanti, e questo si riflette, nel rapporto più recente dell'IEA, in un ruolo meno significativo sia a breve che a lungo termine. La domanda di biocarburanti dovrebbe invece continuare a crescere in alcuni settori specifici, come l'aviazione e la navigazione di altura. Nel 2050, una quota elevata del consumo di biocarburanti liquidi sarebbe destinata all'aviazione: il biokerosene potrebbe rappresentare il 33% del consumo totale di carburante negli aerei. Tuttavia, in uno scenario di decarbonizzazione che dovrebbe vedere un utilizzo delle energie rinnovabili triplo di quello attuale, l'IEA ritiene necessario un aumento significativo della produzione di biocarburanti liquidi e gassosi per rispettare lo scenario Net Zero Emissions entro il 2050 (NZE) e ottenere le riduzioni delle emissioni associate. Nello scenario NZE, la produzione di biocarburanti liquidi raggiungerà 11 EJ entro il 2030, rispetto agli attuali 4 EJ, con una crescita media di circa l'11% annuo. La produzione di biocarburanti gassosi (essenzialmente biometano) dovrebbe aumentare da 1 EJ a 7 EJ. Anche l'utilizzo di materie prime alternative dovrebbe espandersi: l'utilizzo energetico di rifiuti e residui e delle colture energetiche non alimentari dovrebbe soddisfare oltre il 40% della domanda totale di biocarburanti entro il 2030, rispetto a una quota di circa il 9% nel 2021.

L'IEA sottolinea anche il possibile ruolo dei biocombustibili per la riduzione delle emissioni di CO₂ nell'industria pesante, che è responsabile di più del 15% dei consumi di carbone e circa il 10% dei consumi di olio combustibile nei paesi membri del G7. In particolare, non si può raggiungere l'obiettivo "net zero" senza riduzioni drastiche delle emissioni nei settori *hard-to-abate* – acciaio, cemento e prodotti chimici – le cui emissioni ammontano a 6 Gt, circa il 70% delle emissioni industriali. L'utilizzo dei biocombustibili potrebbe consentire di ridurre le emissioni dagli impianti esistenti – invece di prendere in considerazione la loro chiusura – in attesa dell'entrata in funzione di impianti su scala commerciale basati su tecnologie "net zero", che non avverrà prima del 2025 (IEA, 2022).

2 Questa può forse risultare un'opzione interessante nel breve periodo, nel quale la fornitura di gas rinnovabili andrebbe affiancata a quella di carburanti fossili tradizionali; a lungo termine, però, i volumi di gas rinnovabili non sarebbero sufficienti, da soli, a giustificare la sopravvivenza delle reti esistenti.

Il documento più recente sottolinea anche il contributo delle fonti solide di bioenergia (carbone vegetale, legna da ardere, letame, residui agricoli, scarti di legno e altri rifiuti solidi biogenici), che dovrebbe passare da 35 EJ nel 2022 a 55 EJ già nel 2030 (un aumento equivalente a circa 670 milioni di tonnellate equivalenti di carbone).

In linea con le indicazioni dell'IPCC, gli scenari dell'IEA prevedono l'utilizzo della bioenergia con cattura e stoccaggio del carbonio (BECCS, bioenergy with carbon cap-

ture and storage) nella compensazione delle emissioni provenienti da settori in cui è molto difficile ottenere la completa eliminazione delle emissioni. Nel 2050, circa il 10% della bioenergia totale verrebbe utilizzata in strutture dotate di CCUS (carbon capture, utilization and storage) e circa 1,3 Gt CO₂ verrebbe catturata utilizzando BECCS. Circa il 45% di questa CO₂ verrebbe catturata nella produzione di biocarburanti, il 40% nel settore elettrico e il resto nell'industria pesante, in particolare nella produzione di cemento³.

Tabella 1 - Principali obiettivi di sviluppo delle bioenergie

	2022	2030	2035	2050
Consumi totali di bioenergie (EJ)	67	74	89	99
Percentuale di biomasse avanzate	45%	80%	85%	90%
Fonti bioenergetiche gassose moderne (EJ)	1	7	9	15
Biometano	0	5	6	10
Fonti bioenergetiche liquide moderne (EJ)	4	11	13	11
Percentuale di biocombustibili liquidi avanzati	12%	40%	55%	75%
Fonti bioenergetiche solide moderne (EJ)	35	55	65	73
Elettricità e calore	9	15	21	30
Industria	11	15	18	22
Edifici e agricoltura	5	9	8	6
Uso di biomassa solida tradizionale (EJ)	24	0	0	0
Milioni di persone che usano biomassa tradizionale per cucinare	2049	0	0	0

Le biomasse da piantagioni forestali si considerano avanzate quando le foreste sono gestite in modo sostenibile

Fonte: IEA, 2023a

2. IMPATTI CLIMATICI E AMBIENTALI DELLA PRODUZIONE DI BIOGAS E BIOCOMBUSTIBILI

A differenza di altre energie rinnovabili – come l'energia solare, quella eolica e quella idroelettrica – le bioenergie emettono gas serra e sostanze inquinanti nell'aria nel loro ciclo di utilizzo. Tuttavia, a causa della natura rinnovabile della biomassa, essa viene spesso considerata una fonte di elettricità a zero emissioni di carbonio.

Quando bruciamo la biomassa per produrre calore o elettricità, questa rilascia anidride carbonica nell'atmosfera. Tuttavia, anche le fonti di biomassa, come le colture e gli alberi, catturano l'anidride carbonica durante la fotosintesi e la sequestrano. Il ciclo del carbonio rimane in equilibrio se gli alberi e le altre piante assorbono tanta anidride carbonica quanta ne emettono durante la combustione della biomassa.

In realtà, come vedremo più avanti, l'impatto climatico delle bioenergie dipende da numerose variabili.

Oltre alle implicazioni sulle emissioni di gas serra derivanti dall'utilizzo della bioenergia, ci sono diverse ulteriori conseguenze ambientali da considerare:

Deforestazione

Esistono moltissimi impianti di bioenergia che utilizzano i rifiuti, siano essi agricoli o animali, come fonte di combustibile. Tuttavia, molte aziende energetiche utilizzano legname forestale come combustibile e abbattano alberi maturi che, se lasciati intatti, rimuovono/stoccano le emissioni di anidride carbonica dall'atmosfera. Azioni come queste possono portare al disboscamento/deforestazione, causando impatti sull'ambiente come la perdita di habitat, l'erosione del suolo, la distruzione delle bellezze naturali e altro ancora (ad iniziare, appunto, dal rilascio del carbonio stoccato nel tempo).

Biodiversità

La biodiversità è un indicatore fondamentale, correlato alla produzione di cibo e ai servizi ecosistemici. La coltivazione di materie prime per la produzione di biocarburanti influisce sulla biodiversità sia direttamente che indirettamente attraverso il cambiamento dell'uso del territorio, lo sfruttamento eccessivo, l'inquinamento, l'introduzione di specie invasive e il cambiamento climatico. Accanto agli impatti diretti, che derivano dalla conversione degli habitat per le colture energetiche, vanno considerati anche gli impatti indiretti, che derivano dallo spostamento della produzione di alimenti e mangimi, che porta all'estensione dei terreni agricoli in habitat naturali come foreste, zone umide e torbiere.

Erosione del suolo

L'erosione del suolo è un importante motivo di preoccupazione nella produzione di bioenergia, perché l'erosione diminuisce la qualità del suolo e quindi riduce la produttività degli ecosistemi naturali e agricoli. L'erosione del suolo si innesca ad esempio attraverso l'espansione della superficie coltivata a canna da zucchero, frumento o mais, a seconda di quale materia prima viene utilizzata per la produzione di bioetanolo, la rimozione dei residui e il cambiamento dell'uso del suolo. La perdita di suolo influisce negativamente sulla capacità del suolo di trattenere l'acqua, sulla presenza di nutrienti, sulla densità del suolo, sulla materia organica del suolo e su altre caratteristiche associate alla produttività delle colture. Inoltre, i sedimenti rimossi durante l'erosione idrica si raccolgono nei fiumi, laghi e bacini artificiali, provocando future perdite economiche.

Inquinamento dell'aria

Oltre a contribuire alle emissioni di anidride carbonica, la combustione della biomassa allo stato solido, liquido o gassoso può anche emettere nell'aria altri inquinanti, tra cui monossido di carbonio, composti organici volatili, ossidi di azoto e particolato. In alcuni casi (in particolare, se i dispositivi di utilizzo non sono tecnologicamente avanzati), la biomassa bruciata, come i pellet di varia provenienza, può emettere inquinanti convenzionali in misura maggiore di quelli emessi dai combustibili fossili. Studi recenti mostrano che, negli Stati Uniti, il settore bioenergetico emette più inquinanti per unità di energia generata rispetto alle fonti fossili – fino a 2,8 volte – anche se l'entità assoluta delle emissioni di questo settore rimane inferiore (Tran et al., 2023). Questi composti possono portare a numerosi problemi ambientali e di salute umana, se rilasciati in atmosfera.

Utilizzo dell'acqua

Bioenergie e acqua sono indissolubilmente legate. La quantità e la qualità dell'acqua sono state identificate come questioni emergenti di preoccupazione nel campo delle bioenergie. I prelievi idrici per l'irrigazione aggravano le condizioni di siccità, incidendo sugli habitat acquatici e sull'approvvigionamento idrico disponibile per altri scopi (colture alimentari, acqua potabile, energia idroelettrica, ecc.). La disponibilità di acqua influenzerà senza dubbio la misura in cui le bioenergie potranno contribuire al mix energetico complessivo. La carenza d'acqua ha già iniziato a limitare lo sviluppo socioeconomico in alcune regioni.

³ La maturità tecnologica della CCS, così come la possibilità di un ricorso così massiccio al suo utilizzo su scala globale, sono ancora oggetto di indagine anche per l'IPCC (IPCC, 2005).

Impatto climatico

Nella realtà, l’impatto climatico della bioenergia dipende dalla tecnologia di combustione, da come viene raccolta la biomassa, dagli eventuali programmi per la ricrescita, dal tipo di biomassa utilizzata, dal tempo necessario e dalla risorsa energetica che sta sostituendo.

Se si considera ad esempio l’elettricità ricavata dalla biomassa legnosa, la combustione della legna emette anidride carbonica nell’atmosfera, ma gli alberi ricrescono e catturano l’anidride carbonica emessa. Tuttavia, le foreste possono impiegare decenni per ricrescere e sequestrare il carbonio, quindi la neutralità del carbonio di quella fonte di bioenergia dipende dal periodo di tempo considerato. Se le aziende bruciano gli alberi a un ritmo più veloce di quello con cui vengono ripiantati e cresciuti o bruciano alberi che altrimenti rimarrebbero intatti in una foresta, la neutralità del carbonio è compromessa. Anche gli alberi e altre piante catturano quantità diverse di carbonio a seconda della loro età, rendendo ancora più complicata la contabilizzazione del carbonio per la biomassa legnosa.

Se si confronta invece la biomassa legnosa con il biogas generato dai rifiuti animali o vegetali nei digestori anaerobici, la situazione è diversa: l’utilizzo del biogas per la produzione di elettricità emette certamente anidride carbonica nell’atmosfera, ma nello stesso tempo consente di eliminare le emissioni di metano che possono essere generate dalla decomposizione dei rifiuti animali (ma anche vegetali), trasformando il metano in anidride carbonica. L’impatto del metano sul sistema climatico è di gran lunga superiore a quello dell’anidride carbonica, dal momento che il suo potenziale di riscaldamento globale sulla scala dei 20 anni (GWP20) può arrivare a oltre 80 volte quello dell’anidride carbonica.

L’approccio di considerare uguali a zero tutte le emissioni provenienti dall’uso energetico delle biomasse, che deriva dall’approccio contabile delle Linee-guida dell’IPCC e dal sistema di reporting dell’UNFCCC, potrebbe essere considerato magari valido per l’uso termico domestico in piccole stufe e camini individuali, ma non può essere applicato laddove si ha a che fare con la produzione di energia elettrica da biomassa in impianti di dimensioni industriali (Pulles et al., 2022). Da questo deriva che l’impatto climatico delle attività di combustione della biomassa non può essere considerato nullo per definizione; senza considerare le altre conseguenze ambientali (quelle sulla deforestazione, sull’aria, sull’acqua, sul suolo e sulla biodiversità) e la stessa efficienza energetica delle differenti pratiche di impiego delle biomasse.

Impatto sull’uso del suolo

Il rapporto tra biomassa e uso del suolo è largamente dibattuto. Gli aspetti relativi alla potenziale competizione tra coltivazioni a scopo energetico e a scopo alimentare hanno nel tempo sollevato importanti questioni di ordine etico.

Come si è visto, il ricorso alla coltivazione intensiva espone il suolo a fenomeni di erosione e perdita di fertilità, al consumo di risorse idriche, all’utilizzo di pesticidi e alla perdita di biodiversità. Per minimizzare l’espansione delle aree coltivate, la produzione agro-energetica dovrebbe collocarsi su terreni marginali o già dedicati all’agricoltura e all’approvvigionamento forestale, senza danneggiare l’equilibrio degli ecosistemi. Se le colture sono adatte alle condizioni climatiche e del suolo, e vengono utilizzate in piantagioni ben diversificate, esse possono dimostrarsi resistenti agli agenti patogeni, e richiedono un utilizzo minimo di nutrienti e pesticidi. Possono così costituire un sistema resiliente e atto a produrre alimenti, mangimi e materie prime valorizzabili a scopo energetico, mantenendo la qualità dei terreni grazie alle pratiche di rotazione colturale e all’integrazione di colture agroforestali, capaci di fissare l’azoto. L’espansione delle piantagioni di monocoltura nelle zone aride potrebbe rappresentare però una seria minaccia per i sistemi agricoli dell’Europa meridionale, in particolare per l’uso e la disponibilità di acqua, l’erosione del suolo e il degrado del territorio. Vi può essere inoltre il rischio di danneggiare la biodiversità, dal momento che spesso si tratta di terreni che, proprio perché non coltivati da tempo, hanno recuperato indici di biodiversità importanti. Sarebbe quindi il caso di limitarsi a considerare la possibilità di migliorare, attraverso le colture bioenergetiche, la qualità complessiva dei suoli di terreni degradati.

In realtà, la produzione di bioenergia su larga scala richiederà qualcosa di più dell’utilizzo di rifiuti o residui o di coltivazioni su terreni marginali, e questo potrebbe sollevare conflitti con gli SDG relativi alle priorità ambientali e sociali. Questi includono la concorrenza con le colture alimentari, le implicazioni per la biodiversità, la potenziale deforestazione per sostenere la produzione di colture bioenergetiche, le implicazioni sulla sicurezza energetica del commercio di bioenergia, le emissioni nei punti di utilizzo, gli effetti associati alla qualità dell’aria, all’uso dell’acqua e all’uso di fertilizzanti. Come osserva l’Unione Internazionale per la Conservazione della Natura, alcuni di questi impatti negativi sono accentuati dalla previsione di una produzione su scala industriale, che favorirebbe il ricorso a monocolture dedicate su larga scala e accentuerebbe le conseguenze in termini di cambiamenti di uso del suolo e di deforestazione (IUCN, 2008). Nel complesso, l’impatto ambientale della produzione di bioenergia su larga scala rimane incerto e varia in base alla regione e all’applicazione (IPCC, 2023).

3. I CRITERI E LE INDICAZIONI DI SOSTENIBILITÀ E IL BILANCIO ENERGETICO

Per tenere conto di tutti gli impatti legati alla produzione e al consumo delle biomasse nei sistemi energetici, sono stati elaborati e quindi adottati approcci di valutazione che tengono conto di tutte le fasi del ciclo, attraverso bilanci ambientali o energetici, il cui risultato è espresso da un indicatore complessivo, calcolato secondo metodologie che sono state opportunamente codificate.

Indipendentemente dal tipo di approccio prescelto, e dall’indicatore utilizzato, i risultati forniscono indicazioni convergenti, e evidenziano che, nella valutazione complessiva degli impatti, i processi di produzione dei diversi vettori bioenergetici giocano un ruolo rilevante. Il peso dei processi di produzione è particolarmente significativo per i processi che prevedono la trasformazione di particolari categorie di biomasse coltivate come alcune oleaginose, cereali e colture zuccherine in combustibili liquidi, utilizzati per la produzione di energia elettrica (bioliquidi) o nel settore dei trasporti (biocarburanti).

La situazione è differente per la combustione diretta di alcuni particolari tipi di biomasse (come la legna da ardere), con conseguente produzione di calore da utilizzare per il riscaldamento domestico, civile e industriale o per la generazione di vapore (forza motrice o produzione di energia elettrica), e per la produzione di biogas mediante digestione anaerobica di reflui zootecnici, civili o agroindustriali, e della frazione organica dei rifiuti urbani, e la successiva utilizzazione del biogas prodotto per la generazione di calore e/o elettricità o l’impiego come biocarburante. Anche in questi casi, comunque, occorre valutare se il contenuto energetico della biomassa, molto inferiore a quello delle fonti fossili, e l’efficienza relativamente bassa degli impianti di utilizzazione siano tali da rendere vantaggioso l’investimento.

3.1 L’analisi delle emissioni dal ciclo di vita dei sistemi bioenergetici

L’approccio di valutazione del ciclo di vita (LCA) può chiarire gli impatti assoluti e relativi sui cambiamenti climatici dei sistemi bioenergetici e quindi aiutare nell’identificazione di sistemi che raggiungono gli obiettivi adottati dai politici e da altri decisori. Ad esempio, riconoscendo la necessità di tenere conto delle emissioni che si verificano lungo la catena di approvvigionamento del biocarburante (ad esempio nella produzione di fertilizzanti e nell’utilizzo di carburante nella coltivazione delle colture), la Commissione Europea ha adottato un approccio di valutazione del ciclo di vita (LCA) per stimare sistematicamente il potenziale di mitigazione del cambiamento climatico dei biocarburanti provenienti da varie materie prime.

Gli impatti sulle emissioni del ciclo di vita derivanti dalla

bioenergia sono soggetti a grandi incertezze e potrebbero essere incompatibili con l’obiettivo di zero emissioni nette in alcuni contesti. A causa dei requisiti di conversione energetica potenzialmente elevati e delle emissioni di gas serra associate, i sistemi bioenergetici potrebbero non riuscire a fornire emissioni prossime allo zero a seconda delle condizioni operative e dei contesti regionali. Di conseguenza, la neutralità del carbonio della bioenergia è dibattuta e dipende da fattori quali la fonte della biomassa, i percorsi di conversione e l’energia utilizzata per la produzione e il trasporto della biomassa, e i cambiamenti nell’uso del suolo, nonché i limiti di analisi assunti e la scala temporale considerata (IPCC, 2023).

Ad esempio, sono stati pubblicati molti studi LCA sui biocarburanti e i risultati tendono a variare ampiamente, anche per le stesse materie prime con processi di conversione e prodotti combustibili simili, in relazione all’approccio modellistico adottato (Brandão et al., 2021). In particolare, le emissioni legate al cambiamento d’uso del suolo rappresentano un parametro determinante da non trascurare, anche se la loro modellizzazione introduce una grande variabilità nei risultati e ne rende complessa l’interpretazione.

3.1.1 L’analisi delle emissioni dal ciclo di vita dei biocarburanti

L’International Council on Clean Transportation (ICCT, 2021) ha recentemente pubblicato un’ampia valutazione delle emissioni di gas serra durante il ciclo di vita di varie opzioni tecnologiche per veicoli e carburanti per autoveicoli negli Stati Uniti, in Europa (Unione Europea e Regno Unito), Cina e India.

Lo studio ha tenuto conto delle seguenti emissioni:

Gas-serra: CO₂, metano (CH₄), protossido di azoto (N₂O)

Ciclo del veicolo:

- Produzione di veicoli e batterie (compresa la materia prima)
- Manutenzione
- Fine vita, riciclaggio

Ciclo del carburante (well-to-wheel):

- Produzione di combustibile ed elettricità
- Cambiamento indiretto della destinazione d’uso del suolo (ILUC)
- Combustione del carburante nel veicolo

Le analisi della IEA mostrano che l’entità delle riduzioni di gas serra necessarie nel settore dei trasporti per garantire il rispetto degli obblighi dell’accordo di Parigi è di circa il 40% dal 2020 al 2030 e dell’80% dal 2020 al 2050, e questo considerando solo le emissioni derivanti dalla

combustione e dalla produzione di carburanti ed elettricità. Nella realtà, le emissioni dal settore dei trasporti sono aumentate del 72% tra il 1990 e il 2022 (IEA, 2023c). Se la domanda di trasporti dovesse continuare ad aumentare nei prossimi decenni, le riduzioni delle emissioni per veicolo dovrebbero essere ancora maggiori.

Sfortunatamente, le emissioni dei trasporti continuano ad aumentare a livello globale e al momento non sono in atto politiche sufficienti per avvicinarci agli obiettivi. Dobbiamo quindi aumentare le ambizioni di ordini di grandezza.

Se si prendono in considerazione i veicoli passeggeri, si nota che, anche per le auto immatricolate oggi, i veicoli elettrici a batteria hanno di gran lunga le emissioni di gas serra nel ciclo di vita più basse rispetto a tutte le altre tecnologie. Inoltre, poiché nei prossimi anni diminuirà il peso delle fonti fossili – e quindi le emissioni di gas serra nella produzione di elettricità, le emissioni di gas serra nel ciclo di vita di questi veicoli caleranno ulteriormente.

In tutti e quattro i mercati presi in considerazione (Stati Uniti, Europa, Cina e India), i risultati dello studio sono chiari (ICCT, 2021):

- Anche facendo riferimento ai veicoli registrati nel 2021, le emissioni di gas-serra durante il ciclo di vita dei veicoli elettrici a batteria sono di gran lunga inferiori a quelle di tutte le altre tecnologie, e lo saranno ancora di più a mano a mano che l'elettricità sarà prodotta con emissioni di CO₂ sempre minori.
- Solo i veicoli elettrici a batteria hanno il potenziale per definire percorsi di trasporto passeggeri a bassissime emissioni di gas serra. Non esiste un percorso realistico verso una profonda decarbonizzazione dei veicoli con motore a combustione interna entro i tempi previsti dagli obiettivi di Parigi.

- I veicoli elettrici con celle a combustibile alimentati da energia rinnovabile mostrano emissioni nel ciclo di vita superiori rispetto a quelli a batteria alimentati dalla stessa elettricità rinnovabile; questo perché nel ciclo di vita delle celle a combustibile si consuma molta più energia rispetto al ciclo di vita delle batterie e, di conseguenza, nelle valutazioni delle emissioni estese all'intero ciclo di vita è necessario tenere conto delle emissioni derivanti dalla costruzione di ulteriori impianti di elettricità rinnovabile.
- Gli attuali biocarburanti hanno emissioni di gas serra relativamente elevate e un potenziale di crescita limitato dalla disponibilità delle materie prime.
- Gli e-fuels⁴ offrono emissioni di carbonio prossime allo zero, ma la parità dei costi con i combustibili fossili verrà probabilmente raggiunta solo entro il 2050, nella migliore delle ipotesi.
- Gli ibridi e gli ibridi plug-in ottengono modesti guadagni a breve termine, ma non hanno un potenziale di decarbonizzazione profonda a lungo termine.

Secondo lo stesso studio (ICCT, 2021), per il mercato europeo, in particolare, prendendo come riferimento le auto a benzina e tenendo conto dei veicoli ibridi già registrati,

- le auto alimentate con diesel e gas naturale non portano ad alcun miglioramento in termini di emissioni di gas-serra;
- i veicoli ibridi plug-in portano ad una riduzione delle emissioni del 25-27%;
- i veicoli elettrici a batteria ad una riduzione del 66%-69%;
- i veicoli ibridi con cella a combustibile a idrogeno prodotto per elettrolisi richiedono generalmente molta più energia dei veicoli a batteria.

In questa analisi, l'impatto dell'utilizzo dei biocarburanti sulle emissioni di gas-serra è abbastanza ridotto. Ciò deriva dal fatto che la stragrande maggioranza dei biocarburanti oggi sul mercato europeo, proveniente da colture agricole, offre pochi, o addirittura nessun miglioramento del ciclo di vita dei gas-serra rispetto alla benzina fossile o al diesel (ICCT, 2021a). Per l'attuale miscela diesel media, con il 7% in volume di biocarburante, le emissioni di gas serra durante il ciclo di vita sono addirittura del 2% superiori rispetto a quelle del diesel fossile. Con l'eliminazione graduale dell'olio di palma e l'aumento delle quote di diesel ricavato dai rifiuti entro il 2030, le emissioni di gas-serra saranno ancora simili a quelle dei combustibili fossili. Rispetto alla miscela media di benzina dell'UE, l'aggiunta alla benzina di una quota del 5% di etanolo prodotto prevalentemente da colture alimentari riduce le emissioni di gas serra del ciclo di vita del 2% rispetto alla benzina fossile.

La fornitura di biocarburanti a bassissime emissioni di gas serra, come i biocarburanti avanzati basati su rifiuti e residui, è fortemente limitata e, nella migliore delle ipotesi, potrebbe sostituire solo una piccola frazione del carburante stradale nel prossimo decennio. Entro il 2050, ICCT stima che la quantità massima di bioenergia a basso contenuto di gas serra che sarà disponibile sarà di circa 28 milioni di barili al giorno. Potrebbe sembrare molto, ma la domanda da parte dei settori dell'aviazione, della marina e della plastica sarà di circa 31 milioni di barili al giorno e quindi le quantità rimanenti per il trasporto su strada saranno abbastanza limitate.

Per quanto riguarda le emissioni di gas-serra dal ciclo di vita dei veicoli elettrici equipaggiati con celle a combustibile alimentate a idrogeno, esse sono attualmente superiori a quelle dei veicoli elettrici a batteria. Questo perché oggi la produzione dell'idrogeno avviene principalmente attraverso il reforming del metano dal gas naturale ("idrogeno grigio"), e ciò si traduce in riduzioni più modeste delle emissioni del ciclo di vita che sono circa il 26% -40% in meno rispetto alla media dei veicoli a benzina di medie dimensioni attuali nelle rispettive regioni. L'utilizzo dell'idrogeno prodotto da elettricità rinnovabile ("idrogeno verde"), invece, comporterebbe una riduzione delle emissioni di gas serra nel ciclo di vita del 76%-80%. Tuttavia, i veicoli elettrici con celle a combustibile alimentati da energia rinnovabile mostrano emissioni nel ciclo di vita leggermente superiori rispetto a quelli a batteria alimentati dalla stessa elettricità rinnovabile; questo perché nel ciclo di vita delle celle a combustibile si consuma molta più energia rispetto al ciclo di vita delle batterie e, di conseguenza, nelle valutazioni delle emissioni estese all'intero ciclo di vita è necessario tenere conto delle emissioni derivanti dalla costruzione di ulteriori impianti di elettricità rinnovabile (ICCT, 2021).

L'International Council on Clean Transportation ha anche preso in esame le opzioni di decarbonizzazione per i veicoli pesanti, che sono all'origine di un quarto delle emissioni di gas serra dal trasporto stradale nell'Unione Europea (European Commission, 2023). Sono stati analizzati diversi percorsi alternativi alla tecnologia dei camion diesel, la più diffusa, inclusa quella elettrica a batteria e i camion a celle a combustibile a idrogeno, camion con motore a combustio-

ne interna a idrogeno e camion convenzionali alimentati da diesel sintetico (e-diesel), biocarburanti a basso contenuto di gas serra come l'olio vegetale idrotrattato (HVO) e il gas naturale biocompresso (bio-CNG). Il futuro sviluppo del mercato delle tecnologie e dei carburanti per autocarri dipenderà principalmente dalla loro performance economica. Lo studio valuta il costo totale di proprietà (total cost of ownership, TCO) per una varietà di classi di camion in Europa dotati di vari propulsori e alimentati da diversi carburanti (ICCT, 2023).

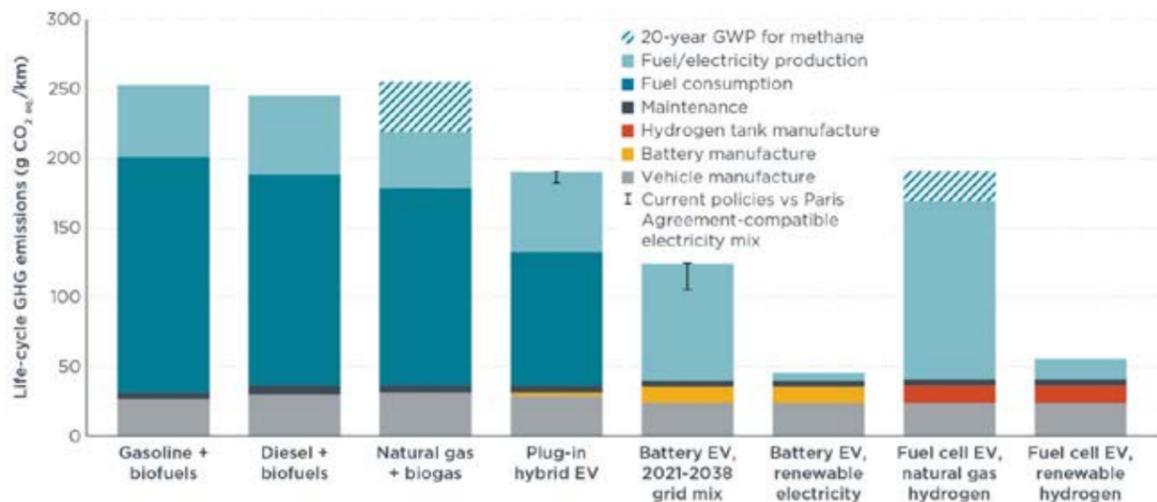
Sulla base dei principali risultati di questo rapporto, ci si aspetta che i camion elettrici a batteria costituiscano il percorso di decarbonizzazione più conveniente in Europa, e che una transizione economicamente fattibile dagli attuali camion diesel possa essere garantita entro il 2030. Si prevede che, un decennio più tardi, seguiranno i camion a celle a combustibile a idrogeno, che potranno raggiungere la parità di TCO con i camion diesel entro la metà degli anni '30. I camion convenzionali alimentati da carburanti alternativi come HVO, e-diesel e bio-CNG, e i camion a combustione di idrogeno faranno fatica a eguagliare la performance economica dei loro omologhi diesel e a emissioni zero prima del 2040.

3.2 Il ritorno energetico sull'investimento energetico (EROEI o EROI)

Un altro utile indicatore relativo al ciclo di vita è il ritorno energetico sull'investimento energetico, più noto con la sigla EROEI o EROI, acronimo dell'inglese Energy Returned On Energy Invested (o Energy Return On Investment), ovvero energia ricavata su energia consumata, è un coefficiente che, riferito a una data fonte di energia, ne indica la sua convenienza in termini di resa energetica. Qualsiasi fonte di energia costa una certa quantità di energia investita, da considerarsi come congelata nella fonte di energia stessa (per ricavarla/estrarla, per la costruzione e il mantenimento degli impianti, ecc.), quantità che l'EROEI cerca di valutare. Da un punto di vista matematico, è il rapporto tra l'energia ricavata e tutta l'energia spesa per arrivare al suo ottenimento. Ne risulta che una fonte energetica con un EROI inferiore ad 1 è in perdita da un punto di vista energetico. Fonti energetiche che presentano un EROI minore di 1 non possono essere considerate fonti primarie di energia poiché il loro sfruttamento impiega più energia di quanta se ne ricavi. Ma i dati indicano anche come EROI di poco superiori a 1 non siano di fatto sufficienti per far funzionare le attuali società industrializzate che necessitano di ritorni energetici decisamente superiori (King and van den Bergh, 2018). L'EROEI si rivela un parametro fondamentale per operare scelte strategiche di politica energetica, valutando e comparando l'approvvigionamento fra diverse fonti energetiche.

Con l'ausilio teorico dell'EROEI è possibile comparare efficacemente fonti energetiche anche diversissime fra loro, dalla semplice legna da ardere (biomassa) fino al solare fotovoltaico. Riportiamo qui i dati relativi alle fonti rinnovabili contenuti in una tabella fornita da AspoItalia (Bardi, 2005):

Figura 2 - Emissioni di gas serra durante il ciclo di vita delle tipiche autovetture di medie dimensioni registrate in Europa nel 2021



Fonte: ICCT, 2021

4 Gli e-fuels sono carburanti sintetici, liquidi o gassosi, prodotti a partire dall'idrogeno ottenuto mediante un processo di elettrolisi, e sintesi di CO₂ catturata nell'aria utilizzando il procedimento di sintesi Fischer-Tropsch.

Tabella 2 – Ritorno energetico sull'investimento energetico (EROI) delle fonti rinnovabili

	Cleveland et al., 1984	Elliott, 2003	Hore-Lacy, 2003	Altri	WNA, 2012 (solo elettrico)
Biomasse		3 - 5	5 - 27		
Idroelettrico	11,2	50 - 250	50 - 200		43 - 205
Eolico		5 - 80	20		6 - 80
Geotermico	1,9 - 13				
Solare		3-9	4-9		
- Collettore - Termodinamico	1,6 - 1,9 4,2			25 (Burkhardt et al, 2011) < 1 (Odum, 1996)	3,7 - 12
Fotovoltaico	1,7 - 10				
Bio-etanolo				0,6 - 1,2	
-Canna da zucchero	0,8 - 1,7				
-Mais	1,3				
-Residui del mais	9,7 - 1,8				
Bio-metanolo (legna)	2,6				

La tabella mette in evidenza che, mentre l'EROI delle biomasse usate senza processi di conversione è generalmente superiore ad uno, quello del bio-etanolo è generalmente prossimo ad uno, in alcuni casi persino inferiore. Questo conferma la necessità di procedere con cautela nell'utilizzo dei processi che prevedono la trasformazione delle biomasse ottenute a partire da colture alimentari, che potrebbero richiedere più energia di trasformazione di quella resa disponibile per l'utilizzo energetico o che comunque hanno ricadute ambientali e sociali rilevanti.

3.3 I criteri di sostenibilità delle direttive RED

L'obiettivo della riduzione delle emissioni di gas serra dal settore dei trasporti ha portato l'Unione Europea a introdurre target gradualmente crescenti di energia rinnovabile da questo settore, dapprima con la direttiva 2009/28/CE (RED, Renewable Energy Directive), che ha fissato un obiettivo specifico vincolante del 10% di energia rinnovabile nel settore trasporti da raggiungere entro il 2020, e quindi con le direttive 2018/2001/CE (RED II) e 2023/2413/CE (RED III), che hanno aumentato il target rispettivamente al 14% e al 29%.

Le direttive hanno progressivamente introdotto alcuni criteri di sostenibilità e di risparmio delle emissioni climateranti generate dall'intera catena di produzione di bio-

carburanti e bioliquidi rispetto ai corrispondenti di origine fossile. Questi criteri sono stati resi sempre più stringenti, a mano a mano che ci si rendeva conto che la legislazione in atto era insufficiente ad evitare rischi di gestione non sostenibile delle foreste, ad assicurare una protezione efficace dell'aria, dell'acqua e del suolo, a evitare conseguenze sociali ed economiche per le popolazioni che abitano nei territori dai quali provengono le biomasse esportate verso l'UE. Ai sensi della RED, la conformità a tali criteri è vincolante per l'ottenimento di incentivi pubblici ed il contributo ai target comunitari.

Per poter essere valide per il raggiungimento degli obiettivi in materia di energie rinnovabili o per poter beneficiare di sovvenzioni da parte dei paesi dell'UE, le energie rinnovabili provenienti dalla biomassa devono quindi soddisfare dei criteri di sostenibilità.

I criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas-serra introdotti dalla direttiva 2018/2001 prevedono che i biocarburanti e i bioliquidi possano essere presi in considerazione solo se, nel caso in cui siano prodotti a partire da biomasse forestali, essi:

a) provengono da paesi nei quali gli operatori o le autorità nazionali dispongono di piani di monitoraggio o di gestione dell'impatto sulla qualità del suolo e sul carbonio nel suolo;

b) non sono prodotti a partire da materie prime ottenute su terreni che presentano un elevato valore in termini di biodiversità;

c) non sono prodotti a partire da materie prime ottenute su terreni con elevati stock di carbonio (zone umide, zone boschive continue, torbiere...);

d) provengono da paesi che applicano misure per garantire che la biomassa forestale provenga da una produzione sostenibile;

e) provengono da paesi che aderiscano all'accordo di Parigi e ne rispettino le decisioni relative ai suoli, ai cambiamenti di uso del suolo e alle foreste;

f) il loro utilizzo garantisce una riduzione delle emissioni di CO₂ pari al:

- 65 % per i biocarburanti, i biogas consumati nel settore del trasporto e i bioliquidi prodotti negli impianti in funzione dal 1° gennaio 2021;
- 70 % per l'energia elettrica, il riscaldamento e il raffrescamento da combustibili da biomassa usati negli impianti in funzione dal 1° gennaio 2021 al 31 dicembre 2025 e all'80 % per gli impianti in funzione dal 1° gennaio 2026.

Le revisioni del testo introdotte dalle successive direttive e dal regolamento di esecuzione (UE) 2022/996 estendono i criteri di sostenibilità anche alla biomassa su larga scala per il calore e l'energia, oltre ai biocarburanti e ai bioliquidi per i trasporti, e introducono inoltre nuovi criteri per:

- i rifiuti e residui agricoli, per i quali si richiedono prove della protezione della qualità del suolo e del carbonio nel suolo, e per la biomassa agricola, per la quale si richiede la prova che la materia prima non provenga da foreste ad elevata biodiversità.
- la biomassa forestale, per la quale si richiede ai generatori di bioenergia di dimostrare che il paese di origine disponga di leggi per: a) evitare il rischio di raccolti insostenibili e b) contabilizzare le emissioni derivanti dal taglio dei boschi. Se tali prove non possono essere fornite, i generatori di bioenergia devono dimostrare la conformità alla sostenibilità a livello dell'area di approvvigionamento della biomassa.
- i nuovi impianti di biocarburanti, che devono produrre almeno il 65 % in meno di emissioni di-

rette di gas a effetto serra rispetto all'alternativa ai combustibili fossili. Le nuove centrali a biomassa devono produrre almeno il 70 % (80 % nel 2026) in meno di emissioni di gas a effetto serra rispetto all'alternativa con combustibili fossili.

- la bioelettricità, per la quale si richiede che gli impianti di maggiori dimensioni (oltre 50 MW) applichino tecnologie di cogenerazione ad alta efficienza o applichino le migliori tecniche disponibili (BAT) o raggiungano il 36 % di efficienza (per impianti superiori a 100 MW), o utilizzino tecnologie di cattura e stoccaggio del carbonio

Tali criteri sono in fase di attuazione da parte dei paesi dell'UE, che erano obbligati a recepire la direttiva 2018/2001 entro la fine di giugno 2021. Le direttive lasciano comunque agli Stati Membri la possibilità di introdurre criteri di sostenibilità più rigorosi.

Grazie alle modifiche apportate dalla Direttiva 2015/1513/CE (ILUC, Indirect Land Use Change), la determinazione della sostenibilità dei biocarburanti e dei bioliquidi non prescinde dal loro impatto in termini di potenziale rischio di modifica dell'uso del suolo. Infatti, previene gli effetti indiretti della produzione di combustibili derivati dalla biomassa in termini di diversione dei terreni a pascolo o a uso agricolo. Così, ai fini del contributo al target FER-t al 2020 era previsto un limite del 7% per i biocarburanti in competizione con la produzione alimentare, mentre quello dei biocarburanti avanzati, cioè prodotti da specifiche categorie di rifiuti, materie prime ligno-cellulosiche e alghe, è spinto fino allo 0,5%. Le Direttive citate introducono inoltre il sistema double counting, in base al quale l'apporto energetico dei biocarburanti prodotti a partire da rifiuti, residui, materie ligno-cellulosiche e cellulosiche di origine non alimentare è considerato doppio rispetto a quello degli altri biocarburanti sostenibili. Seguendo la stessa logica, la Direttiva 2018/2001/CE (RED I) prevede che, in ogni stato membro, i biocarburanti, bioliquidi o combustibili da biomassa a elevato rischio ILUC prodotti a partire da colture alimentari e foraggere, per i quali si osserva una considerevole espansione della zona di produzione verso terreni che presentano elevate scorte di carbonio, possano contribuire al raggiungimento dei target nazionali entro specifici limiti, che coincidono con i livelli di consumo 2019 fino al 2023, per poi decrescere fino ad annullarsi al 2030. La biomassa solida, i biocarburanti e i bioliquidi certificati a basso rischio ILUC sono invece esenti da questi limiti. La direttiva prevede inoltre criteri LULUCF (Land Use, Land Use Change and Forestry), volti a prevenire lo sfruttamento delle foreste primordiali, il traffico illegale di legname e le frodi nelle dichiarazioni di filiera.

Tutti questi criteri sono complementari alle garanzie stabilite dalla legislazione dell'UE in materia di clima e ambiente, in particolare dal regolamento sull'uso del suolo, i cambiamenti di uso del suolo e le foreste 2018/841 (LULUCF). Il

regolamento garantisce che tutti i settori contribuiscano all'obiettivo di riduzione delle emissioni dell'UE per il 2030, compreso il settore dell'uso del suolo.

L'ultima direttiva entrata in vigore, la 2023/2413 (RED III), che fa parte del pacchetto "Fit for 55" ed è entrata in vigore il 20 novembre 2023, promuove un graduale passaggio dai biocarburanti convenzionali ai biocarburanti avanzati (prodotti principalmente da rifiuti e residui non riciclabili) e da altri combustibili rinnovabili alternativi (e-fuels). La strategia dell'UE sulla biodiversità per il 2030 ritiene che tale approccio dovrebbe continuare per tutte le forme di bioenergia e che l'uso di alberi interi e colture alimentari e foraggere per la produzione di energia, prodotta nell'UE o importata, dovrebbe essere ridotto al minimo.

La nuova direttiva comprende un ulteriore rafforzamento mirato dei criteri di sostenibilità della biomassa e riprenderà le raccomandazioni contenute nella rapporto "The use of woody biomass for energy production in the EU" del Centro comune di ricerca della Commissione (European Commission – Joint Research Center, 2021). In particolare, essa prevede l'estensione delle zone no-go per la biomassa forestale al fine di proteggere in particolare le foreste primarie, nonché le torbiere e le zone umide. Richiede inoltre di evitare l'uso di radici e ceppi e di ridurre al minimo i tagli netti di grandi dimensioni. Le norme proposte introducono l'obbligo per i paesi dell'UE di elaborare i propri regimi di sostegno nazionali conformemente al principio "biomass cascading" in base al quale la biomassa legnosa viene utilizzata tenendo conto del suo valore aggiunto economico e ambientale.

Nell'ordinamento italiano, dal 1° gennaio 2012 i bioliquidi utilizzati a fini energetici possono ricevere incentivi ed essere computati per il raggiungimento degli obiettivi nazionali solo se rispettano i criteri di sostenibilità stabiliti dal D.Lgs. 31 marzo 2011, n. 55 (che traspone i criteri della RED).

In accordo con quanto previsto dalle direttive europee, l'Italia si è dotata di un **Sistema Nazionale di Certificazione** (SNC), di cui al DM 14 novembre 2019 "Istituzione del Sistema nazionale di certificazione della sostenibilità dei biocarburanti e dei bioliquidi", che aggiorna e sostituisce il previgente DM 23 gennaio 2012. A garanzia del rispetto della sostenibilità, è prevista l'adesione al sistema di certificazione per tutti gli operatori economici coinvolti, dalla coltivazione o produzione del residuo alla trasformazione in prodotti intermedi, fino alla produzione di biocarburanti biometano incluso – o bioliquidi.

I criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni introdotti dall'UE per garantire la sostenibilità dei biocarburanti sono ben lungi dal costituire un quadro giuridico organico, coerente ed efficace. La Corte dei Conti Europea ha messo in evidenza che "la legislazione e le priorità sui biocarburanti sono cambiate spesso e ciò si traduce in un'assenza di

prospettive a lungo termine del settore... tutti questi cambiamenti e queste incertezze potrebbero incidere sulle decisioni degli investitori" (ECA, 2023).

La complessità del meccanismo di reporting introdotto non facilita certo la sua applicazione da parte degli Stati membri e contribuisce a rendere problematico il raggiungimento degli obiettivi nazionali.

Secondo l'Ufficio Europeo del WWF, è ormai chiaro che la bioenergia derivante da colture agricole dedicate, tronchi d'albero e residui grossolani di raccolta forestale come ceppi è improbabile che abbia "meno carbonio" rispetto ai combustibili fossili convenzionali nel senso sopra descritto e in molti casi sarà controproducente in termini climatici. I criteri di sostenibilità della bioenergia proposti dalla Commissione europea, che si basano sulla contabilità LULUCF, sui criteri GHG che riguardano solo le emissioni di processo e la gestione forestale sostenibile (quest'ultima, per inciso, interpretata in modo discutibile), non escluderanno tali materie prime e quindi non garantiranno che la bioenergia utilizzata nell'UE fornisca reali benefici per il clima. L'UE dovrebbe invece, secondo il WWF, applicare criteri GHG basati su una valutazione completa del ciclo di vita che includa tutti i fattori significativi, tra cui le emissioni biogeniche (ad es. combustione), i cambiamenti negli stock di carbonio sopra e sotto il suolo, il mancato sequestro, le emissioni da ILUC, le emissioni di metano dal combustibile legnoso immagazzinato e le emissioni derivanti da eventuali effetti di spostamento delle colture (WWF-EPO, 2017).

Nonostante i criteri di sostenibilità introdotti dalla direttiva 2018/2001, non c'è dubbio che l'utilizzo di milioni di ettari di terreni fertili per la produzione di biocarburanti comporta la perdita di questi terreni per altre funzioni come l'accumulo naturale di carbonio, la produzione di cibo o l'ospitalità per specie in via di estinzione.

Uno studio condotto dall'Institut für Energie- und Umweltforschung (IFEU) per conto di Transport & Environment (T&E) mostra che, nel complesso, la produzione di colture per i biocarburanti consumati in Europa richiede 9,6 milioni di ettari di terreno, un'area più grande dell'isola d'Irlanda; questa cifra si riduce a 5,3 Mha se si tiene conto della produzione di co-prodotti, principalmente mangimi per l'allevamento industriale (T&E/Oxfam, 2023).

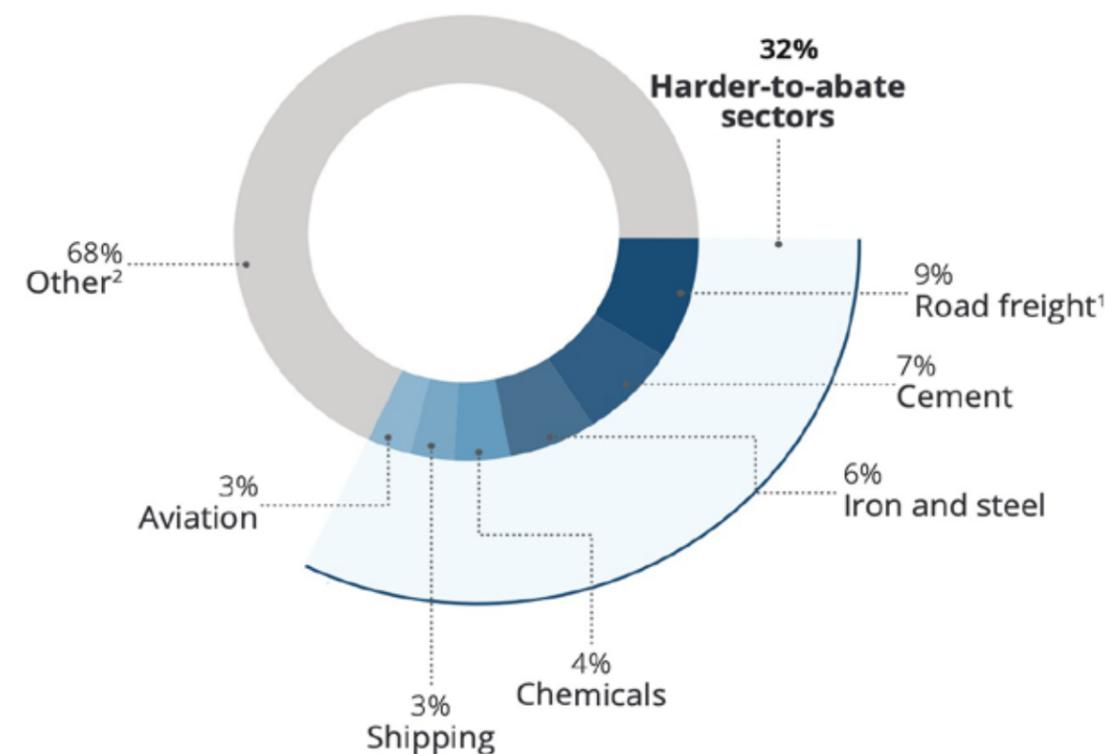
Questa stessa superficie potrebbe assorbire 64,7 milioni di tonnellate di CO₂ dall'atmosfera – quasi il doppio del risparmio netto di CO₂ ufficialmente dichiarato derivante dai biocarburanti che sostituiscono i combustibili fossili (32,9 Mt di CO₂ eq). Anche l'utilizzo del territorio per la produzione di energia dal sole risulterebbe molto più efficiente per la tutela del clima. Secondo l'analisi dell'IFEU, per alimentare un'auto elettrica con l'energia solare è necessaria quasi 40 volte meno terra rispetto a un'auto che utilizza biocarburanti. Pertanto, se si convertisse all'energia solare solo il 2,5% del terreno attualmente dedicato ai biocarburanti, si potrebbe produrre la stessa quantità di energia equivalente, con grandi quantità di terreno da destinare alla rigenerazione o alla produzione alimentare (IFEU, 2023).

4. IL RUOLO DEL BIOGAS E DEI BIOCOMBUSTIBILI PER LA DECARBONIZZAZIONE DELLE ATTIVITÀ HARD-TO-ABATE A LIVELLO GLOBALE

Le attività *hard-to-abate*, per le quali ci sono poche opzioni a basse emissioni praticabili, come l'aviazione, la navigazione d'altura, la produzione di acciaio e cemento,

l'industria chimica, rappresentano circa un terzo delle emissioni globali.

Figura 3 – Emissioni globali di anidride carbonica per settore nel 2018



Fonte: Deloitte, 2021

Ciò significa che non è più possibile rinviare la riduzione delle emissioni da questi settori economici, se davvero si vuole raggiungere l'obiettivo net zero. Nei paragrafi che seguono si prendono in esame le opzioni relative all'uso dei biocombustibili e dei biocarburanti nel trasporto aereo, nel trasporto marittimo, nel trasporto pesante su strada e nei processi industriali.

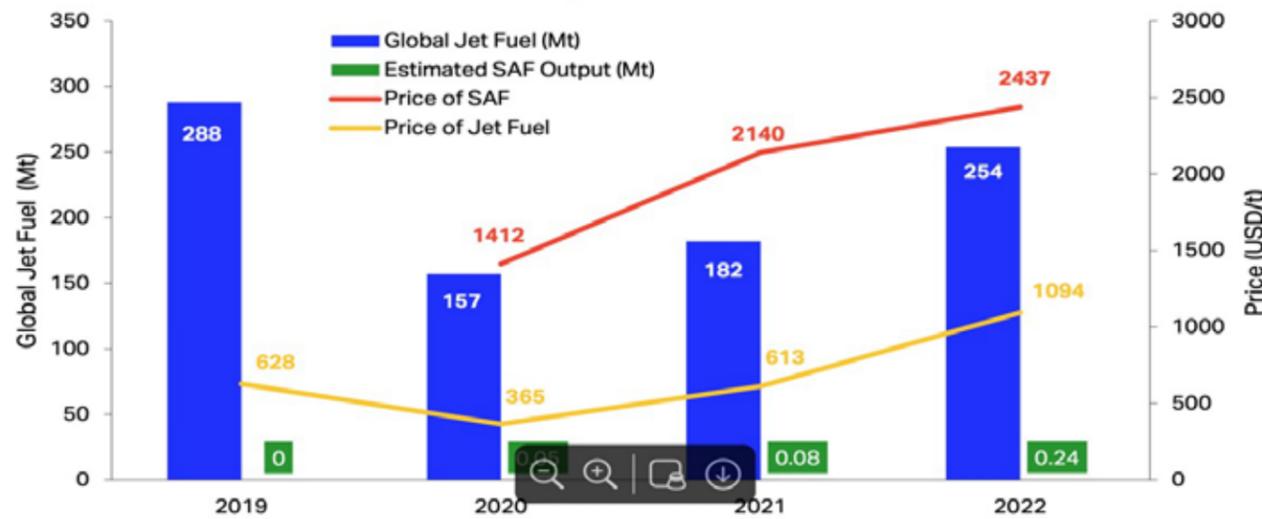
4.1 Trasporto aereo

Il trasporto aereo rappresenta circa il 2-3% delle emissioni globali di CO₂ e si prevede che, dopo la crisi del Covid, la crescita a livello globale possa riprendere, anche se a un

ritmo più moderato, intorno al 2% l'anno (World Bank, 2023). L'Associazione internazionale del trasporto aereo (IATA) si è già impegnata a raggiungere una crescita a zero emissioni di carbonio dal 2020 in poi e a zero emissioni nette di carbonio dalle operazioni del settore del trasporto aereo globale entro il 2050.

L'aviazione deve affrontare grandi barriere tecniche per effettuare la transizione verso velivoli alimentati a idrogeno o elettricità, quindi fino al 2050 l'industria dovrà probabilmente fare affidamento sui biocarburanti, e probabilmente anche sugli e-fuel (ICCT, 2021b). Ciò è particolarmente vero per i voli a medio e lungo raggio che

Figura 4 – Produzione e domanda di carburante sostenibile per aviazione



Fonte: IATA

generano due terzi delle emissioni del trasporto aereo. Gli obiettivi a lungo termine individuati dalle aziende del settore di ridurre le emissioni di gas serra (GHG) del 50% entro il 2050 -senza frenare la crescita del traffico o utilizzare compensazioni di carbonio fuori settore - prevedono un ruolo importante per i carburanti sostenibili per l'aviazione (SAF).

Nel 2022, la produzione di carburante SAF è rimasta molto bassa, pari a soli 0,24 Mt, appena lo 0,1% del volume complessivo di carburante per aerei (vedi figura 4). Ciononostante, la produzione del bio-kerosene ha registrato una crescita di cinque volte negli ultimi tre anni, indice di una domanda robusta. Nel 2022, le compagnie aeree hanno acquistato tutta la fornitura di SAF disponibile a livello globale, nonostante la differenza di prezzo rispetto al carburante per aerei convenzionale.

Il mercato del SAF è ancora nelle sue fasi iniziali di sviluppo, il che rende impegnativo il compito di stimare un prezzo globale. Nel corso del 2022, la stima del prezzo medio è stata di circa 2.400 dollari/t, anche se con differenze significative tra le regioni. Questo valore è circa due volte e mezzo superiore al prezzo del carburante per aerei convenzionale, che però gode ancora dell'esenzione dall'accisa sui prodotti energetici (MASE, 2022).

In un contesto di mercato competitivo, l'aumento dei livelli di produzione e l'espansione del mix di materie prime dovrebbero esercitare una pressione al ribasso sui prezzi dei SAF, colmando progressivamente il divario rispetto al carburante per aerei a base fossile e alleggerendo l'onere finanziario sulle compagnie aeree. Per ottenere un sostanziale aumento della produzione di SAF, è necessaria la collaborazione tra i governi e i principali attori del settore.

Il quadro del Green New Deal recentemente annunciato dall'Unione Europea richiede una chiara tabella di marcia normativa per la decarbonizzazione del trasporto aereo, da raggiungere utilizzando una combinazione di nuove tecnologie, SAF, trasferimento modale e maggiore efficienza. Nell'ambito di questo impegno, la Commissione europea ha annunciato l'iniziativa ReFuelEU per l'impiego di SAF per decarbonizzare l'aviazione dell'UE. La proposta di regolamento ReFuelEU introduce l'obbligo per i fornitori di carburante per aerei di miscelare una quota crescente di SAF (biocarburanti avanzati ed e-kerosene) nel carburante fornito agli aeroporti in Europa. Tale obbligo, che copre entrambi i tipi di combustibili, inizierà al 2% nel 2025 e aumenterà fino al 5% nel 2030 e oltre.

Sebbene la riduzione del consumo di petrolio nel settore dell'aviazione sia un obiettivo importante per la decarbonizzazione, i tipi di combustibili alternativi utilizzati per sostituire il petrolio determineranno l'impatto netto sul clima di qualsiasi politica basata su di essi, in relazione alla materia prima scelta per la produzione di un carburante e al relativo processo di conversione.

In particolare, i combustibili a base di esteri idroprocessati e acidi grassi (HEFA) sono spesso prodotti da materie prime con elevate emissioni indirette nel ciclo di vita, che compromettono il loro presunto risparmio di gas serra. Al contrario, molti combustibili ottenuti da sottoprodotti, rifiuti e residui possono offrire notevoli risparmi di carbonio ma possono essere più difficili da produrre (ICCT, 2021b).

Per garantire la sostenibilità dei carburanti per l'aviazione, è necessaria un'attenta progettazione della struttura degli incentivi: ad esempio, si potrebbe limitare l'ammissibilità a quei carburanti che offrono almeno il 70% di ri-

sparmio di gas serra rispetto allo scenario di riferimento, una soglia simile alla RED II. Questo potrebbe aiutare a garantire che ricevano sostegno i soli combustibili con un'elevata certezza di ottenere riduzioni reali di gas serra.

4.2 Trasporto marittimo

Nel 2020 il trasporto marittimo è stato responsabile di circa 830 Mt di emissioni di CO₂ in tutto il mondo (880 Mt di CO₂ nel 2019), ovvero circa il 2,5% delle emissioni totali del settore energetico (IEA, 2021b). Nonostante le promesse e gli impegni da parte dei politici e degli stakeholder del settore (IMO, 2023), il trasporto marittimo globale non riuscirà a raggiungere l'obiettivo di emissioni zero entro il 2050, a causa della scarsa disponibilità di opzioni a basse emissioni di carbonio e della lunga vita utile delle navi, in genere 25-35 anni (IEA, 2021b).

Nel breve termine, esiste un notevole potenziale di riduzione del consumo di carburante nel trasporto marittimo attraverso misure volte a ottimizzare l'efficienza operativa e migliorare l'efficienza energetica. Nel medio e lungo termine, l'IEA prevede che possa diffondersi l'uso di carburanti a basse emissioni di carbonio come i biocarburanti, l'idrogeno e l'ammoniaca. Quest'ultima, in particolare, è caratterizzata da un'elevata densità di energia che la rende particolarmente adatta ai viaggi transoceanici a lungo raggio (IEA, 2021b).

I biocarburanti – metano, metanolo o oli combustibili – sono stati pubblicizzati come un modo conveniente per raggiungere questi obiettivi da parte del settore marittimo, dal momento che possono essere utilizzati come carburanti drop-in, miscelati con le analoghe versioni fossili dei combustibili. L'IEA prevede che possano fornire all'incirca il 20% dei consumi energetici del settore (IEA, 2023b). Si tratta di un'opzione interessante per gli armatori, in quanto non richiede particolari investimenti di capitale nell'adeguamento dei motori e delle infrastrutture (DNV, 2023). Esiste comunque un problema di compatibilità dei biodiesel e dei bioliquidi con i macchinari esistenti, che richiede che i biocarburanti siano valutati caso per caso per assicurarsi che le specifiche e la qualità del carburante siano compatibili con le applicazioni previste a bordo della nave.

Nell'ambito del pacchetto legislativo Fit for 55 della Commissione per ridurre le emissioni di gas serra dell'UE di almeno il 55% entro il 2030, il regolamento FuelEU Maritime (regolamento UE 2023/1805), approvato nel settembre del 2023, promuove l'uso di combustibili rinnovabili a basse emissioni di carbonio e tecnologie energetiche pulite per le navi, essenziali per sostenere la decarbonizzazione del settore.

FuelEU Maritime stabilisce limiti massimi per l'intensità media annua di gas serra (GHG) dell'energia utilizzata

dalle navi di stazza lorda superiore a 5.000 tonnellate che attraccano nei porti europei, indipendentemente dalla loro bandiera. Gli obiettivi garantiranno che l'intensità di gas serra dei combustibili utilizzati nel settore diminuisca gradualmente nel tempo, iniziando con una riduzione del 2% entro il 2025 e raggiungendo una riduzione fino all'80% entro il 2050. Tali obiettivi diventeranno più ambiziosi nel tempo per stimolare e riflettere gli sviluppi necessari nella tecnologia e l'adozione della produzione di combustibili rinnovabili e a basse emissioni di carbonio.

Non tutti i biocarburanti immessi sul mercato sembrano però in grado di assicurare delle reali riduzioni delle emissioni, se esaminati attraverso un'analisi delle emissioni dall'intero ciclo di vita; in particolare, i biocarburanti avanzati prodotti a partire da biomasse lignocellulosiche o di scarto sono quelli caratterizzati da minori emissioni di gas-serra (riferite all'intero ciclo di vita), mentre i biocarburanti convenzionali prodotti da biomasse agricole non presentano riduzioni significative rispetto ai carburanti di origine fossile (ICCT, 2020). Dal momento che la filiera tecnologica con il potenziale più elevato per ottenere profonde riduzioni dei gas serra è anche quella tecnologicamente più complessa e attualmente con i costi più elevati, i decisori politici dovrebbero promuovere misure incentrate sulla rimozione degli ostacoli all'uso di questi combustibili sostenibili.

L'attuale capacità di produzione globale di biocarburanti sostenibili è di circa 11 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep) all'anno, e potrebbe crescere fino a 23 Mtep all'anno entro il 2026 (DNV, 2023). Se i biocarburanti saranno chiamati a coprire nel 2050 il 20% circa del consumo energetico del trasporto marittimo, stimato all'incirca in 250 Mtep, la domanda di biocarburanti sostenibili per il trasporto marittimo si attesterà intorno a 50 Mtep. I residui agricoli, i rifiuti industriali e le colture energetiche non alimentari sono le maggiori fonti di biomassa sostenibile. Nel lungo termine, la crescita della domanda di biocarburanti per il trasporto marittimo richiederà una raccolta più capillare ed incisiva dei rifiuti organici, un ulteriore sviluppo dell'approvvigionamento di biomassa (ad esempio, migliori rendimenti), una maggiore disponibilità di terreno e una migliore gestione delle foreste e dei loro residui.

4.3 Trasporto pesante su strada

Sebbene rappresentino meno dell'8% dei veicoli (esclusi quelli a due e tre ruote), camion e autobus sono responsabili di oltre il 35% delle emissioni dirette di CO₂ derivanti dal trasporto su strada e circa il 4% di quelle globali (IEA, 2022). Le emissioni in questo settore continuano a crescere e nel 2022 sono tornate intorno ai livelli del 2019.

La decarbonizzazione del trasporto merci su strada è basata sull'elettrificazione dei camion pesanti, ma comprende anche altre opzioni come quelle che prevedono la

miscelazione dei carburanti con altri a basse emissioni di carbonio, quelle che utilizzano l'idrogeno, incluse le celle a combustibile e quelle che prevedono il miglioramento dell'efficienza dei motori, come l'iniezione diretta ad alta pressione (HDPI) (Deloitte, 2023). Rispetto all'elettrificazione dei veicoli leggeri, quella dei camion pesanti procede più lentamente a causa del peso delle batterie, dell'elevata energia e potenza e dei requisiti richiesti per la ricarica e per l'autonomia sulle lunghe distanze.

In particolare, i camion elettrici a batteria rappresentano già il percorso di decarbonizzazione più conveniente in Europa per i veicoli utilizzati su scala urbana e regionale, mentre per i veicoli pesanti utilizzati sulle lunghe distanze dovrebbero diventarlo entro il 2030; questa tecnologia dovrebbe quindi dominare le nuove registrazioni di veicoli pesanti, garantendo una transizione economicamente fattibile dagli attuali camion diesel (ICCT, 2023). I camion a celle a combustibile a idrogeno potrebbero raggiungere la parità di TCO (total cost of ownership) con i camion diesel entro la metà degli anni '30 (ICCT, 2023; CEC, 2020), e potrebbero avere un ruolo nella decarbonizzazione del settore per le lunghe distanze, ma per una valutazione più precisa è necessario che la tecnologia raggiunga lo stadio della produzione di massa (Deloitte, 2023).

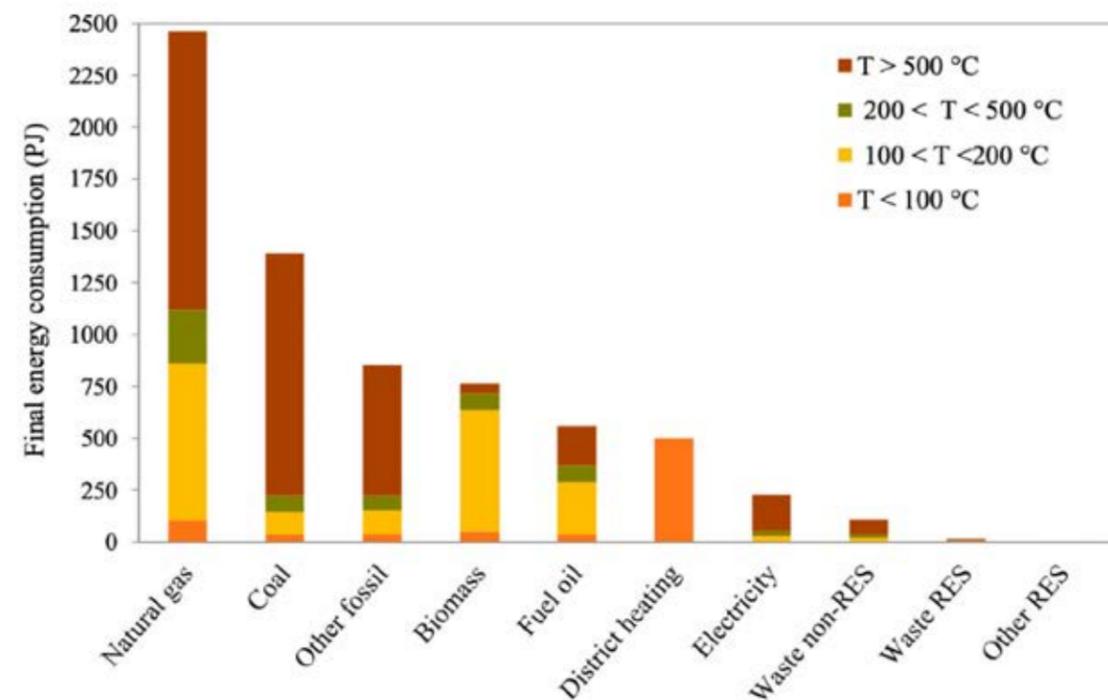
In questo contesto, l'IEA vede un possibile ruolo dei biocarburanti come opzione tecnologica per la decarbonizza-

zione sul breve periodo; la domanda potrebbe arrivare al 12% di quella totale del settore nel 2035, per calare poi rapidamente (IEA, 2023b). Le massicce riduzioni nette delle emissioni richieste entro il 2050 possono essere raggiunte solo con l'elettrificazione del trasporto stradale, accompagnata da misure per migliorare l'efficienza dei motori a combustione interna, un maggiore utilizzo dei trasporti pubblici e scelte personali più rispettose del clima come la riduzione della proprietà e dell'utilizzo dei veicoli. Una corretta considerazione di questi problemi, combinata con una valutazione globale degli aspetti ambientali delle diverse tecnologie disponibili, può aiutare a progettare politiche più efficienti per supportare uno sviluppo complementare di biocarburanti maggiormente sostenibili e veicoli elettrici nel settore dei trasporti.

4.4 Processi industriali

Come indicato nella Figura 5, la maggior parte del calore dei processi industriali è attualmente fornito da energia fossile. Questo è un modello che è ulteriormente rafforzato per temperature più elevate, superiori a 500°C, dove i combustibili fossili dominano completamente, con una eccezione rilevante per l'elettricità utilizzata per produrre acciaio (prevalentemente a base di rottami) nei forni elettrici ad arco.

Figura 5 – Vettori energetici usati per il calore industriale nell'EU-28, classificati per livelli di temperatura



Fonte: Malico et al., 2019

Come nel caso del calore di processo fornito dall'elettricità, il calore di processo basato sulla biomassa può presentarsi in molte forme. Non solo esiste una grande eterogeneità quando si tratta delle diverse forme di materia prima della biomassa, ma a seconda del pretrattamento, la biomassa può essere trasformata in diversi combustibili, che possono essere solidi, liquidi o gassosi. Questi possono variare sostanzialmente in termini di densità energetica, proprietà di combustione e caratteristiche logistiche.

Ciò significa che le opzioni basate sulla biomassa possono in linea di principio soddisfare le esigenze di calore del processo della maggior parte dei casi di utilizzo industriale, ma la natura specifica del processo e del settore in questione determineranno quale tipo di processo basato sulla biomassa è applicabile. Ad esempio, i settori del vetro e della ceramica richiedono temperature superiori a 500°C e un combustibile gassoso per avere una combustione pulita.

Nonostante la sua potenziale ampia utilizzabilità in diversi settori e temperature, la biomassa è attualmente utilizzata prevalentemente per la fornitura di calore di processo a temperature intorno o inferiori a 200°C (vedi Figura 5). I volumi maggiori sono concentrati in pochi settori selezionati, in particolare le industrie forestali sotto forma di segherie e cartiere. All'incirca il 90% della biomassa utilizzata per il calore dei processi industriali nell'UE-28 nel 2017 è stata consumata nelle industrie legate all'uso della biomassa forestale (legno e prodotti forestali; carta, pasta di legno e stampa) (Malico et al., 2019).

Il motivo per cui l'uso della biomassa per il calore di processo è così diffuso nelle attività dell'industria forestale è che grandi quantità di biomassa diventano disponibili in loco come parte degli stessi processi industriali chiave. Per decenni il settore del cemento ha utilizzato diverse forme di materiali di scarto solidi, una parte dei quali di origine biogenica, per sostituire i combustibili fossili sotto forma, ad esempio, di carbone e coke di petrolio.

Gli elevati costi di investimento, la disponibilità di ma-

terie prime e la sicurezza dell'approvvigionamento sono stati identificati come i principali ostacoli all'assorbimento del calore di processo basato sulla biomassa nei settori dell'industria non forestale (Malico et al., 2019).

L'uso della biomassa nella produzione di cemento è un esempio pratico di eccezione al modello altrimenti dominante secondo cui la biomassa viene utilizzata per temperature relativamente basse e nei settori dell'industria forestale. Gli scenari net-zero dell'IEA prevedono che, a livello globale, la biomassa e i rifiuti rinnovabili possano arrivare a coprire, nel 2050, il 35% dell'energia richiesta dall'industria del cemento (rispetto al 5% attuale), in vista dell'eliminazione dell'uso del carbone (IEA, 2021).

Per quanto riguarda l'industria siderurgica, l'utilizzo più rilevante delle biomasse è attualmente quello del carbone di legna usato in alcune acciaierie brasiliane per sostituire una parte del carbone utilizzato negli altiforni. In Australia si sta sperimentando l'iniezione diretta del biochar negli altoforni in sostituzione del polverino di carbone, mentre presso l'impianto ArcelorMittal di Ghent, in Belgio il progetto Torero sta testando la sostituzione del carbone con rifiuti legnosi torrefatti.

Per gli impianti basati sull'uso di forni ad arco elettrici (EAF, electric arc furnace) e sulla riduzione diretta del minerale di ferro preridotto (DRI, direct reduced iron), gli sforzi di decarbonizzazione si stanno attualmente concentrando sulla produzione dell'idrogeno (ottenuto come syngas, una miscela di CO₂ e H₂ prodotta in un impianto detto reformer a partire da carbone o gas naturale, dotato di un impianto CCS per la rimozione e lo stoccaggio della CO₂, o in alternativa come idrogeno verde prodotto a partire da fonti rinnovabili).

L'utilizzo del biometano è comunque un'opzione oggetto di crescente attenzione, soprattutto se si tiene conto che il 70,1% degli impianti DRI esistenti è alimentato da gas naturale (Midrex, 2023), che potrebbe essere sostituito, parzialmente o totalmente, dal biometano.

5. IL QUADRO CONOSCITIVO E PROGRAMMATICO DELLE BIOENERGIE IN ITALIA

Il quadro conoscitivo relativo alla produzione e all'uso delle biomasse in Italia presenta ancora molte carenze, soprattutto per quel che riguarda gli utilizzi delle biomasse legnose e di biogas, ma anche per la disponibilità di dati sulle materie prime utilizzate nella produzione di biogas. Queste carenze fanno sì che le informazioni disponibili siano spesso ricalcolate tra un anno e l'altro per effetto di modifiche nelle metodologie di rilevamento e di elaborazione dei dati e che, per questa ragione, non si riesca a disporre di serie storiche coerenti.

Ai fini della definizione di politiche di settore credibili, è necessario partire da dati di base esaurienti e sufficientemente dettagliati. E' necessario inoltre che i documenti programmatici del settore non si limitino a definire obiettivi, ma presentino una correlazione tra le politiche de-

scritte e l'idoneità delle stesse ad incidere sulle emissioni di settore secondo dati verificabili.

5.1 Produzione e consumi attuali di biogas e biocombustibili in Italia

I dati sulla produzione e sul consumo annuali delle energie rinnovabili sono pubblicati annualmente dal GSE, che è responsabile (insieme con TERN) della loro rilevazione, oltre che del confronto dei dati rilevati con gli obiettivi previsti dalla legislazione europea in materia di energie rinnovabili. I dati più recenti a disposizione sono quelli presentati dal Rapporto Statistico 2021, che sono riassunti nella tabella seguente (GSE, 2023).

Tabella 3 – Consumi finali lordi di bioenergie nel 2021 (ktep)

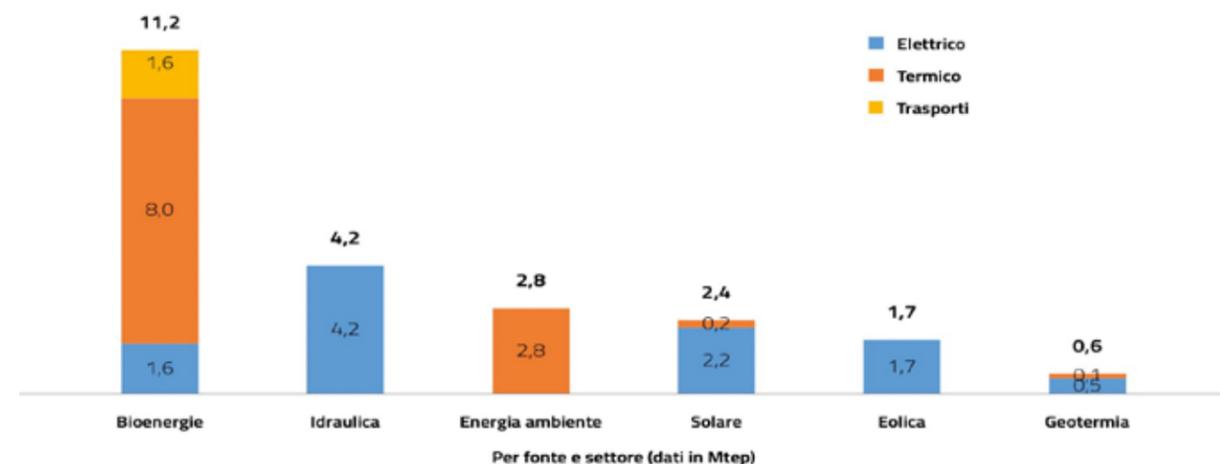
SETTORE ELETTRICO	Produzione lorda effettiva	Variazione % 2021/2020	da direttiva 2018/2001/CE	Variazione % 2021/2020
- Biomasse solide	588	0,60%	588	0,60%
- Biogas	699	-0,50%	699	-0,50%
- Bioliquidi	353	-12,00%	343	-13,10%
Totale	1640	-2,58%	1630	-2,75%
SETTORE TERMICO	Produzione lorda di calore derivato	Variazione % 2021/2020	da direttiva 2018/2001/CE	Variazione % 2021/2020
- Frazione biodegradabile dei rifiuti	482	6,00%	482	6,00%
- Biomassa solida	7161	6,80%	7161	6,80%
- Bioliquidi	41	-28,60%	37	-30,90%
- Biogas	326	5,10%	326	5,10%
Totale	8010	6,50%	8006	6,51%
SETTORE TRASPORTI	Energia	Variazione % 2021/2020	di cui biocarburanti sostenibili	Variazione % 2021/2020
- Biodiesel	1388,4	11,50%	1388,3	11,60%
- Bioetanolo	0	-	0	-
- Bio-ETBE	27	35,20%	27	35,20%
- Biometano	136,5	66,50%	136,5	66,50%
Totale	1551,9	16,75%	1551,8	16,84%
TOTALE BIOENERGIE	11201,9	6,59%	11187,8	6,59%

Fonte: elaborazione di dati GSE

I dati sono articolati tra i settori elettrico, termico e trasporti; al fine poter effettuare un confronto con gli obiettivi europei relativi alle fonti di energia rinnovabili, si tiene conto con una contabilità separata del fatto che le direttive 2009/28/CE o RED I e 2018/2001 o RED II pongono dei limiti alla contabilizzazione delle biomasse solide, del biogas, dei bioliquidi e dei biocarburanti, attraverso l'applicazione di criteri di sostenibilità.

Nel 2021 i consumi finali lordi di energia da biomassa sono stati pari a 11.201,9 ktep, con un incremento del 6,59% rispetto all'anno precedente; il settore elettrico ha contribuito per 1.640 ktep, quello termico per 8.010 ktep e i trasporti per 1.551,9 ktep. Rispetto al totale da fonti rinnovabili, il contributo delle bioenergie è stato pari al 48,8%.

Figura 6 – Contributo delle diverse fonti rinnovabili ai consumi finali lordi di energia da FER nel 2021 (dati ricostruiti applicando i criteri di contabilizzazione fissati dalla direttiva RED II)



5.2 Le azioni per la promozione di biogas/ biometano e biocombustibili nel PNRR

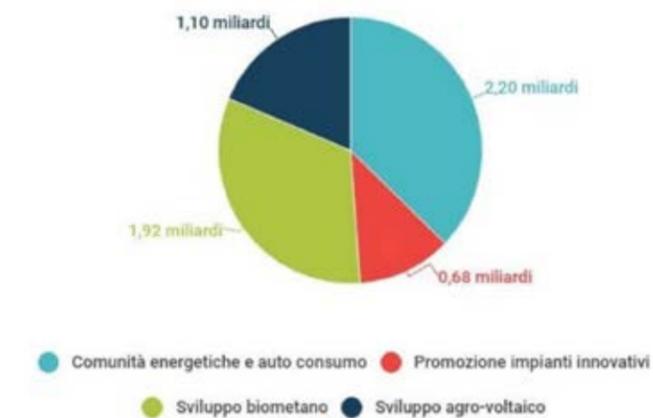
Il PNRR italiano, approvato dal Consiglio europeo con decisione esecutiva del 13 luglio 2021, si occupa del biogas all'interno della missione "Rivoluzione verde e Transizione ecologica": quella dedicata all'ambiente, per la quale sono previsti in totale 69,96 miliardi di investimenti.

Questa somma è suddivisa in quattro parti, che vengono definite "Componenti": economia circolare e agricoltura sostenibile (5,7 miliardi di euro); energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile (23,78 miliardi); efficienza energetica e riqualificazione degli edifici (15,22 miliardi) e tutela del territorio e della risorsa idrica (15,06 miliardi).

Nella seconda componente sono previsti interventi per incrementare decisamente la diffusione delle fonti rinnovabili tramite soluzioni decentralizzate e rafforzamento delle reti per adattare le fonti rinnovabili ad essere utilizzate maggiormente soprattutto nella mobilità e nell'industria. Particolare rilievo è dato alle filiere produttive: l'obiettivo è sviluppare una leadership internazionale industriale e di conoscenza nelle principali filiere della transizione, promuovendo lo sviluppo in Italia di supply chain competitive nei settori a maggior crescita.

Dei 23,78 miliardi di euro per la componente "Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile" 5,90 miliardi serviranno per "Incrementare la quota di energia prodotta da fonti di energia rinnovabili"; di questi, 1,92 miliardi saranno destinati allo sviluppo del biometano.

Figura 7 – Misure per incrementare la quota di energia prodotta da fonti di energia rinnovabile



Fonte: PNRR

Per il PNRR lo sviluppo del biometano, ottenuto massimizzando il recupero energetico dei residui organici, è

strategico per il potenziamento di un'economia circolare basata sul riutilizzo ed è un elemento rilevante per il raggiungimento dei target di decarbonizzazione europei. Tra le opzioni disponibili per l'utilizzazione del biometano, il PNRR dà la priorità al *blending* con il gas naturale nella rete gas: se veicolato nella rete gas, il biometano potrebbe contribuire al raggiungimento dei target al 2030 con un risparmio complessivo di gas serra rispetto al ciclo di vita del metano fossile tra l'80 e l'85 per cento. Il *blending*, che è indubbiamente la scelta che richiede il minore impegno dal punto di vista della realizzazione delle infrastrutture, privilegia però gli utilizzi nei settori dei trasporti e dei consumi residenziali, a fronte di quelli da parte delle attività *hard-to-abate*.

Sono cinque le linee di investimento sulle quali il piano di investimenti si impegna sul biometano. Per prima cosa si punta alla riconversione e al miglioramento dell'efficienza degli impianti biogas agricoli esistenti per produrre biometano per il riscaldamento e il raffrescamento industriale e residenziale e nei settori terziario e dei trasporti. La seconda linea, invece, è quella della realizzazione di nuovi impianti per la produzione di biometano (attraverso un contributo del 40 per cento dell'investimento). La terza linea ha l'obiettivo di promuovere la diffusione di pratiche ecologiche nella fase di produzione del biogas (ad esempio siti di lavorazione minima del suolo, sistemi innovativi a basse emissioni per la distribuzione del digestato) per ridurre l'uso di fertilizzanti sintetici e aumentare l'approvvigionamento di materia organica nei suoli. La quarta linea ha l'obiettivo di favorire la sostituzione di veicoli meccanici obsoleti e a bassa efficienza con veicoli alimentati, appunto, a metano o biometano. Infine, l'ultima linea punta a migliorare l'efficienza in termini di utilizzo di calore e riduzione delle emissioni di impianti agricoli di piccola scala esistenti per i quali non è possibile accedere alle misure di riconversione.

Attraverso l'insieme di questi interventi, il PNRR si propone di incrementare la produzione di biometano da destinare al *greening* della rete gas di 0,6 mld mc entro fine 2023 e di almeno 2,3 mld annui mc entro giugno 2026.

Per favorire il buon uso di queste risorse, il PNRR individua la necessità di riforme della governance del sistema. La prima prevede la semplificazione delle procedure di autorizzazione per gli impianti rinnovabili *onshore* e *offshore*. La seconda, che inciderà maggiormente sul biometano, riguarda l'introduzione di una nuova normativa per la promozione della produzione e del consumo di gas rinnovabile.

Ai fini della semplificazione delle procedure di autorizzazione a costruire strutture per le energie rinnovabili *onshore* e *offshore* è stato emanato il decreto legislativo 8 novembre 2021 n. 199. Al Titolo III, Capo I il decreto disciplina le procedure autorizzative e al Titolo II disciplina i regimi di sostegno e gli strumenti di promozione per gli impianti a FER. L'articolo 9, comma 4 estende poi il periodo di svolgimento delle pro-

cedure competitive per il "FER 1". È stato avviato il processo normativo e regolatorio per l'individuazione delle aree idonee di cui al punto ii) della riforma, nonché – con il D.lgs. 8 novembre 2021, n. 210, di recepimento della direttiva (UE) 2019/944 (cosiddetta direttiva mercati) – il processo per lo sviluppo della capacità di stoccaggio di cui alla lettera vi) della riforma.

Le disposizioni del d.lgs. 199/21 relative all'individuazione delle aree idonee per la realizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili sono state quindi modificate dall'art. 47 del decreto legge n. 13/2023 (Decreto PNRR 3) e dal più recente decreto aree idonee del 21 giugno 2024.

Per quanto riguarda invece la promozione della produzione e del consumo di gas rinnovabile, il DM n. 340 del 15 settembre 2022 ha introdotto una revisione dei meccanismi incentivanti, applicabile: a) agli impianti di nuova realizzazione alimentati da matrici agricole o da rifiuti organici; b) a quelli per la produzione di elettricità da biogas agricolo oggetto di riconversione. In particolare, è prevista l'incentivazione del biometano attraverso un sostegno in conto capitale (pari al massimo al 40% delle spese sostenute) e un incentivo in Conto Energia per 15 anni (tariffa applicata alla produzione netta di biometano). Possono beneficiare degli incentivi gli impianti la cui realizzazione/conversione viene terminata entro il 30 giugno 2026. L'accesso agli incentivi è concesso agli impianti risultati in posizione utile nelle graduatorie di aste organizzate dal GSE, sulla base di specifici requisiti di accesso e criteri di priorità. Sono previsti 5 bandi fino al 2024, per l'assegnazione di un contingente di capacità produttiva complessiva di 257.000 m^{3/h}, circa 2,2 md m³ annui.

Tra il 2023 e il 2024, il GSE ha pubblicato i primi quattro bandi. La capacità incentivabile è stata di 67.000 m³ l'ora (circa 520 milioni m³ l'anno) per il primo bando, di 108.272,3 m³ l'ora (circa 840 milioni m³ l'anno) per il secondo, di 131.892,89 m³ l'ora (circa 1.024 milioni m³ l'anno) per il terzo e di 162.499,26 m³ l'ora (circa 1.261 milioni m³ l'anno) per il quarto. La capacità produttiva ammessa dall'insieme dei bandi 1, 2 e 3 è stata di soli 113.978,39 m³ l'ora (circa 885 milioni m³ l'anno) per effetto della ridotta partecipazione alle procedure competitive e delle esclusioni operate dal GSE (GSE, 2023a).

Per "una più agevole fruizione delle risorse a disposizione" e per migliorare i risultati dei bandi, il MASE è al lavoro su diversi punti, tra cui: dialogo con ARERA per equilibrare i meccanismi incentivanti di biometano e biogas in linea con gli obiettivi perseguiti; semplificazione delle procedure per un maggior coordinamento tra tempistiche di allacciamento e di accesso al sistema di incentivazione; riforma dei costi di connessione alla rete spostandoli dal singolo progetto ai costi generali di sistema (per il più lungo termine) (RIE, 2023).

Come si è visto, l'obiettivo del PNRR è quello di incrementare la produzione di biometano da destinare al *greening* della rete gas di 0,6 mld mc entro fine 2023 e di almeno

2,3 mld annui mc entro giugno 2026. In realtà, il basso livello della produzione attuale e i risultati piuttosto deludenti delle prime due aste per l'assegnazione delle capacità produttive di biometano lasciano immaginare che, in realtà, il livello della produzione al 2026 si attesterà su livelli molto più bassi di quelli previsti. A questo punto, viene da chiedersi se, a fronte di capacità produttive così limitate, abbia senso la priorità individuata dal PNRR di destinare la produzione di biometano incentivata – peraltro limitata anche dalla disponibilità delle risorse utilizzate nel processo - al *blending* con il gas naturale fornito attraverso le reti di trasmissione e di distribuzione.

A fronte dei limitati benefici per i settori economici (trasporti e residenziale) che utilizzerebbero il biometano prodotto, potrebbe non essere più disponibile il quantitativo necessario per l'alimentazione dei settori economici *hard-to-abate*, che non dispongono, soprattutto nel breve periodo, di risorse alternative per l'avvio dei processi di decarbonizzazione (vedi § 6.2).

5.3 Biogas e biocombustibili nel PNIEC 2024

Nel giugno 2024 l'Italia ha presentato la versione definitiva del primo Piano Nazionale per l'Energia ed il Clima (PNIEC, 2024), secondo quanto previsto dal regolamento (UE) 2018/1999 per la governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima. Il nuovo PNIEC tiene conto dei mutamenti avvenuti nel contesto economico ed energetico e dei nuovi provvedimenti legislativi introdotti a livello europeo, in particolare del pacchetto "Fit for 55".

Nel maggio 2022 la Commissione aveva inoltre pubblicato il Piano **REPowerEU**, che si inserisce nel complesso delle misure per raggiungere l'indipendenza dal gas russo e spingere sull'acceleratore della transizione. Il Piano ha innalzato gli obiettivi europei per il 2030 di produzione annua di biometano contenuti nel pacchetto "FIT for 55", portandoli da 18 a 35 mld mc. Si tratterebbe di decuplicare l'attuale produzione dell'Unione. Per cercare di perseguire questi obiettivi occorrerà l'*upgrading* in biometano di buona parte degli impianti di biogas esistenti e la realizzazione diretta di nuova capacità produttiva a biometano, per la quale si stimano necessari circa 5.000 nuovi impianti. Sarà necessaria, inoltre, la raccolta di grandi quantità di biomasse sostenibili, basate sui rifiuti e scarti delle lavorazioni agricole e agroalimentari; un ruolo importante dovrebbe essere svolto dalla raccolta separata dei rifiuti organici in relazione agli obblighi UE dal 2024. Il REPowerEU prevede alcune linee di azione: sviluppare specifiche strategie nazionali integrandole nei Piani nazionali per l'energia e il clima; promuovere un coinvolgimento partecipativo *multi-stakeholder* nel settore; ridurre la burocrazia e velocizzare le autorizzazioni; incentivare la

trasformazione del biogas in biometano; adattare la rete gas esistente; facilitare l'accesso ai finanziamenti.

L'Investment Outlook dell'European Biogas Association, pubblicato nel giugno 2023, stima che per garantire una crescita importante della produzione di biometano dovrà essere impiegata una tranche iniziale di investimenti di 18 miliardi di euro, che a loro volta possono stimolarne ulteriori fino a 7,9 miliardi l'anno. Gli interventi saranno maggiormente localizzati in Francia (1,4 miliardi di euro), Italia (1,1 miliardi di euro), Paesi Bassi (951 milioni di euro), Spagna (948 milioni di euro), Germania (658 milioni di euro). Saranno destinati a territori extra UE, tra cui Regno Unito e Ucraina, circa 3,3 miliardi.

Il trend ipotizzato dal PNIEC per il complesso delle bioenergie corrisponde ai seguenti andamenti settoriali:

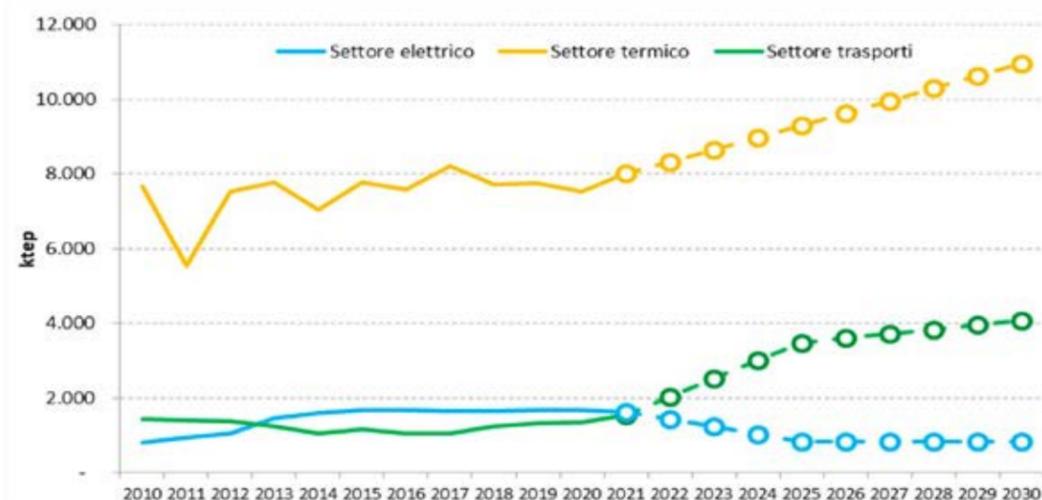
- per il settore elettrico una probabile diminuzione della potenza totale di impianti alimentati da bioenergie, coerente con un quadro di ampia conversione a biometano degli impianti a biogas, e di utilizzo dei soli impianti alimentati a bioliquidi che rispettano i requisiti di sostenibilità;
- per il settore termico, un andamento sostanzialmente stabile dei consumi di biomassa solida e una crescita molto sostenuta del biometano (di provenienza esclusivamente nazionale);
- per il settore trasporti, una crescita decisa dell'immissione al consumo delle varie tipologie di biocarburanti (incluso il biometano), in relazione all'aumento del target al 2030 della quota dei consumi del settore dei trasporti coperta da fonti rinnovabili, ad oggi fissato al 14% dalla RED II, al 29% della REDIII.

Gli scenari del PNIEC sono costruiti sulla base dei meccanismi di sostegno già esistenti, quello per i biocarburanti introdotto dal decreto 2 marzo 2018 e quelli per l'integrazione delle rinnovabili termiche negli edifici, ai quali dovrebbero affiancarsi altre misure, come i finanziamenti previsti dal PNRR per la riconversione a biometano degli impianti a biogas, l'incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale e l'integrazione dei ricavi conseguenti alla partecipazione al mercato elettrico, a favore di impianti eserciti a biogas e biometano.

Il PNIEC non prevede l'adozione di misure specifiche per favorire l'utilizzo del biometano da parte dei settori industriali *hard-to-abate*, ma solo indicazioni generiche sulla sperimentazione dell'idrogeno e del biometano in questi settori.

Sulla base dei meccanismi di sostegno elencati, il piano arriva a definire per la produzione di biometano un obiettivo all'orizzonte 2030 di 5,7 miliardi di metri cubi, pari a circa 4,69 Mtep. Ciò corrisponde a ben il 9% degli attuali

Figura 8 - Traiettorie evolutive del contributo delle bioenergie nei diversi settori, per il raggiungimento del target FER al 2030 [Fonte: GSE e RSE]



consumi di gas naturale e a quasi al doppio della produzione nazionale di gas naturale da fonte fossile del 2022 (3,3 mld m³).

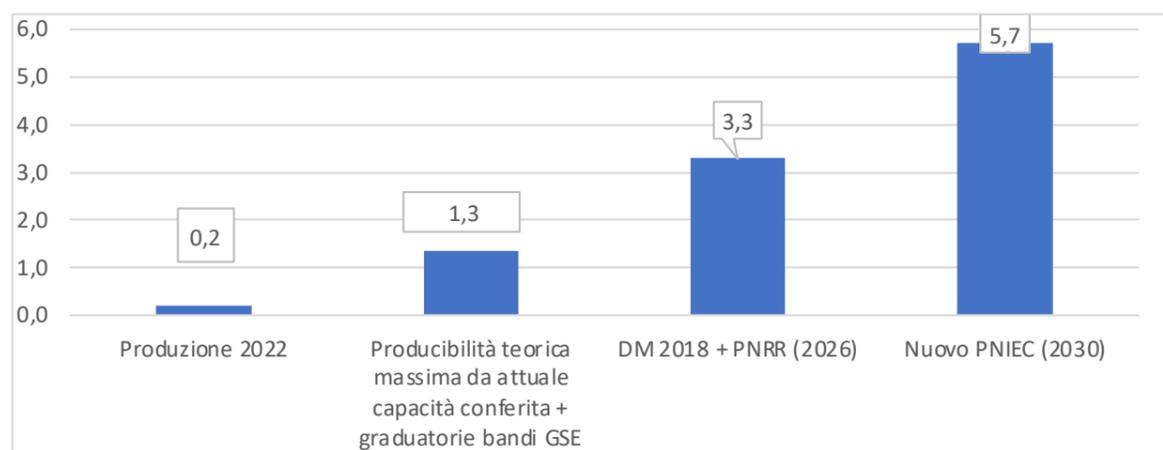
Considerando la producibilità massima “nominale”, derivante dalla capacità conferita degli impianti attualmente allacciati alla rete SNAM e di quelli che hanno presentato richiesta di allacciamento accettata, si giungerebbe a circa 1,3 mld m³. Questa cifra, del tutto teorica, è comunque **ancora fuori traiettoria** sia rispetto agli obiettivi 2030 del PNIEC 2024 che a quelli intermedi per giugno 2026 (RIE, 2023) basati sulle stime del PNRR.

A parte gli aspetti relativi alla disponibilità delle risorse per quest’ultima produzione e sulla sua sostenibilità, che saranno discussi nel § 6.1, il piano non fornisce elementi a supporto della possibilità di raggiungere questo obiettivo, che sembra invece abbastanza lontano tenendo conto dei livelli attuali di produzione e degli esiti fin qui deludenti delle gare bandite dal GSE per l’assegnazione della capacità produttiva di biometano.

Inoltre, recenti studi dell’Università Bocconi indicano che il potenziale di produzione per il quale sussistono condizioni di effettiva sostenibilità economica è su livelli ben inferiori a quelli fissati dagli obiettivi. In particolare, l’attuale livello degli incentivi consente la realizzazione solo di impianti di grandi dimensioni e/o alimentati con materie prime a basso costo/costo negativo mettendo a rischio lo sviluppo del mercato nell’ambito dei fondi stanziati dal PNRR per via dei relativi vincoli temporali (2026) (Dorigoni, 2023).

Il piano non fa inoltre alcun riferimento, probabilmente a causa della carenza delle informazioni disponibili, all’utilizzo di biomassa legnosa forestale o costituita da residui di lavorazioni del legno per l’alimentazione di reti di teleriscaldamento a livello locale, che può essere promossa come alternativa alla metanizzazione, con indiscutibili benefici a livello economico ed occupazionale, una volta che sia accertata l’origine locale e la sostenibilità della produzione della materia prima.

Figura 9 – Stato e obiettivi di produzione del biometano in Italia (mld mc)



Fonte: revisione dell’autore di elaborazioni RIE



6. PROSPETTIVE DELLA PRODUZIONE E DELL’UTILIZZO DI BIOGAS E BIOCOMBUSTIBILI IN ITALIA

6.1 Produzione potenziale da materie prime di origine nazionale

La produzione di biogas si è sviluppata in Italia a partire dai primi anni ’90, sotto l’impulso del primo meccanismo ufficiale di sostegno, un sistema di certificati verdi. Attualmente, l’Italia si colloca al quarto posto al mondo per la produzione di biogas, dopo Germania, Cina e Stati Uniti, con circa 2.200 impianti operativi (rispetto ai 150 del 2007), di cui circa 1.730 nel settore agricolo e circa 470 nel settore rifiuti e fanghi di depurazione, per un totale di circa 1.450 MWe installati, di cui circa 1.000 nel settore agricolo (fonte GSE). A livello regionale, gli impianti si concentrano nel territorio della Pianura Padana, con una percentuale consistente anche in Puglia, interessando complessivamente quasi 1.300 Comuni. Viene prodotto per il 65% da scarti agricoli, il restante da effluenti zootecnici (20%), FORSU (Frazione Organica del Rifiuto Solido Urbano, 2%) e fanghi di depurazione derivanti dal processo di trattamento delle acque reflue (3%) (Gugliotta e Repetto, 2022).

La produzione di biometano ha avuto invece inizio nel 2012, anno in cui fu completata la prima unità di conversione del biogas in biometano; negli anni successivi, furono

realizzati piccoli impianti dimostrativi (< 50 m³/anno), senza connessione alla rete.

Dal 2017 al 2020, la produzione di biometano è cresciuta costantemente: dai 9 milioni di metri cubi nel 2017 ai 99 milioni di metri cubi nel 2020. Nel 2021 e 2022, mantenendo un tasso di crescita simile, la produzione ha raggiunto rispettivamente 167 e 210 milioni di metri cubi (MASE, 2024). Ad aprile 2022 erano operativi e/o in fase di avvio 30 impianti per circa 284 milioni di Sm³ (fonte CIB). Nel 2023, la produzione di biometano si è attestata sui 260 milioni di metri cubi, con 75 impianti allacciati alla rete Snam Gas (+15 rispetto al 2022) e 29 allacciati su reti di distribuzione (+12 rispetto al 2022).

La crescita attuale è stata incentivata dal decreto 2 marzo 2018, che ha fissato come obiettivo una produzione annuale di 1,1 miliardi di m³/anno; i sussidi garantiti dal decreto sono riservati al biometano utilizzato nel settore dei trasporti.

Le ulteriori possibilità di crescita della filiera biogas/biometano nel breve/medio termine sono consistenti. La comunicazione REPowerEU identifica un obiettivo per

l'Italia, da raggiungere entro il 2030, pari a 3,1 miliardi di metri cubi, di cui 1,48 da deiezioni animali, 0,69 da residui agricoli, 0,27 da scarti alimentari, 0,37 da reflui industriali, 0,28 da colture intercalari.

Altre stime identificano un potenziale di 5,5 miliardi di

metri cubi (Gas for Climate, 2022), mentre le valutazioni del CIB-Consorzio Italiano Biogas ritengono che la produzione nazionale possa arrivare nel 2030 fino a 8,5 miliardi di m³ di biometano, pari a circa 13-14% del consumo attuale di gas naturale in Italia (CIB, 2016). Come si è visto, l'obiettivo fissato per il 2030 dal PNIEC 2024 è di 5,7 miliardi di m³.

Tabella 4 – Confronto tra le stime del potenziale di produzione di biometano pubblicate da Gas for Climate (Gas for Climate, 2022) e dal Consorzio Italiano Biogas (CIB, 2016) (in miliardi di metri cubi)

GAS FOR CLIMATE		CONSORZIO ITALIANO BIOGAS	
Residui agricoli	0,5	Biomasse residuali*	2,66
Deiezioni zootecniche	1,0		
Colture intercalari	3,2	Colture intercalari	2,66
		Colture di primo raccolto	2,69
Rifiuti organici selezionati alla fonte (FORSU)	0,3	Rifiuti organici selezionati alla fonte (FORSU)**	0,50
Reflui industriali	0,3		
Fanghi dagli impianti di depurazione	0,1		
Sfalci erbosi dal ciglio stradale	0,1		
Totale	5,5	Totale	8,51

* Scarti agroindustriali-vegetali (0,10 miliardi di m³ l'anno), scarti agroindustriali-animali (0,18 miliardi di m³ l'anno), sottoprodotti industria molitoria (0,07 miliardi di m³ l'anno) residui colturali (0,36 miliardi di m³ l'anno)

** Le stime del Consorzio Italiano Biogas ipotizzano che l'avvio a digestione anaerobica degli effluenti zootecnici diventi una pratica sempre più diffusa, che nel 2030 arriverebbe a coinvolgere sino al 70% delle deiezioni bovine/bufaline, sino al 50% di quelle suinicole e di quelle avicole, per una produzione totale di 2,22 miliardi di m³ di biometano (CIB, 2016). Per il biogas prodotto dalla frazione organica dei rifiuti solidi urbani, la stima di 0,5-0,8 miliardi di m³ tiene conto del gas prodotto dalla linea di digestione anaerobica degli impianti di compostaggio e da quelli di digestione anaerobica della FORSU.

Come risulta evidente dai dati nella Tabella 4, un contributo elevato alla produzione di biogas/biometano – in entrambe le stime – dovrebbe essere fornito dalle colture intercalari, ossia mais, frumento o loglio coltivati sullo stesso terreno di un'altra coltura agricola, tra due cicli di coltivazione di quest'ultima. Questo schema, sviluppato soprattutto in Italia secondo il modello del "Biogas fatto bene" (CIB, 2016), dovrebbe garantire che la resa delle colture agricole non sia ridotta e permetterebbe un aumento della produttività dei terreni agricoli senza impatti negativi sull'ambiente e sull'uso del suolo, sia diretto che indiretto. La sosteni-

bilità di questo tipo di coltivazioni è comunque ancora da dimostrare, in particolare se si fa riferimento, oltre che alle emissioni in atmosfera, anche alla tutela della biodiversità e del carbonio nei suoli; per quest'ultima valutazione, in particolare, non si dispone ancora di dati sufficienti, dal momento che è necessario disporre di dati relativi al bilancio di carbonio nei suoli per molti anni (Navigant, 2019).

Analizzando i dati relativi ai diversi contributi alla produzione potenziale di biogas/biometano all'orizzonte 2030, si può concludere che:

- la produzione di biometano a partire dalle biomasse residue dell'agricoltura, degli allevamenti, dell'industria agroalimentare e della frazione organica dei rifiuti potrebbe raggiungere all'incirca 3,0 miliardi di m³, senza impatti rilevanti sull'ambiente e sull'uso del suolo;
- un quantitativo di poco inferiore potrebbe essere fornito dalle colture intercalari, ossia mais, frumento o loglio coltivati sullo stesso terreno di un'altra coltura agricola, senza riduzione della resa agricola della coltura principale; la sostenibilità di questa modalità di produzione della biomassa è comunque ancora da dimostrare, e richiederebbe quanto meno un'attività di monitoraggio del contenuto di carbonio nei suoli, attualmente possibile grazie alla disponibilità dei dati relativi da parte di molte Regioni;

- l'obiettivo del Consorzio Italiano Biogas di una produzione di 8,5 miliardi di metri cubi di biometano al 2030 (CIB, 2016) sarebbe raggiungibile solo attraverso l'utilizzo di colture dedicate, destinate all'alimentazione dei digestori; il ricorso a questa opzione è però da escludere in tutta l'Europa meridionale, dove prevalgono sistemi di coltivazione tradizionali, basati principalmente su rotazioni a base di cereali, foraggi e colture orticole (Pulighe et al., 2019). Infatti, l'espansione delle piantagioni di monocoltura nelle zone aride rappresenta una seria minaccia, in particolare per l'uso e la disponibilità di acqua, l'erosione del suolo e il degrado del territorio. L'utilizzo di colture dedicate non dovrebbe quindi essere preso in considerazione, nemmeno se fossero interessati esclusivamente suoli destinati a *set-aside*.

Per quanto riguarda la filiera dei biocarburanti liquidi, si possono distinguere i seguenti due gruppi di prodotti:

- nella categoria "biodiesel" rientrano biocarburanti generalmente miscelati al gasolio (o che lo sostituiscono integralmente): oltre al biodiesel o FAME (Fatty Acid Methyl Ester, risultato del processo di transesterificazione di oli vegetali con alcol), l'olio vegetale idrotreatato, l'olio vegetale puro, il Diesel Fischer Tropsch ed il bio propano;
- nella categoria "benzine bio" rientrano biocarburanti generalmente miscelati alla benzina: ad esempio bioetanolo, bio-ETBE, bio-MTBE, biometanolo, bioTAAE, biobutanolo.

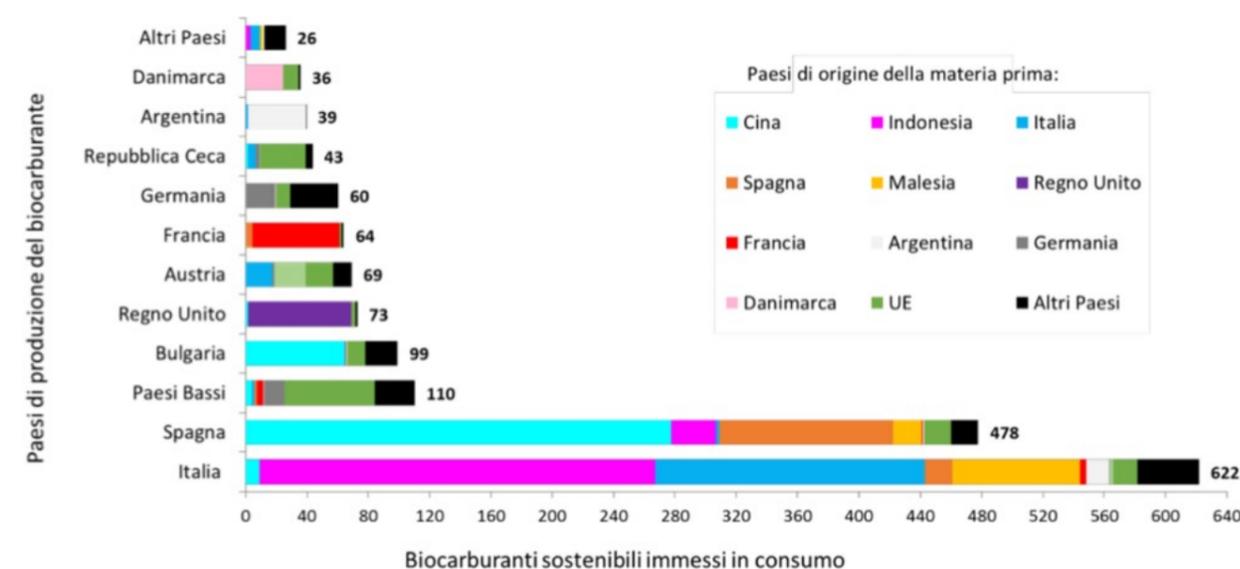
Il consumo di biocarburanti liquidi (di prima generazione) è in rapida crescita nel nostro Paese, grazie ai mec-

anismi pubblici di sostegno che obbligano i soggetti che immettono in consumo benzina e gasolio a rispettare una percentuale minima di miscelazione con biocarburanti, crescente negli anni. La variazione rispetto al 2005, in cui i consumi erano appena apprezzabili, è pari a +701%; è tuttavia con la legge 81/2006 che la diffusione dei biocarburanti ha avviato il suo trend di crescita. In termini assoluti, tuttavia, la quantità di biocarburanti immessi in consumo in Italia rilevata nel 2021 (biodiesel e benzine bio, per un totale di 1.415 ktep) rimane comunque ancora minoritaria rispetto a benzina e gasolio fossili (GSE, 2022). Circa il 98% di questa quantità è costituita da biodiesel; l'incidenza di bio-ETBE è assai più contenuta (1,9%), quella di bioetanolo è appena significativa.

Per quanto riguarda l'origine dei biocarburanti immessi al consumo in Italia, la figura 10 riporta i dati del GSE relativi ai biocarburanti cosiddetti "sostenibili" (ossia in linea con le condizioni introdotte dalle direttive 2009/28/CE e 2009/30/CE, e quindi in condizione di poter accedere agli incentivi, nonché essere conteggiati per il raggiungimento dei targets nazionali obbligatori previsti dalle direttive stesse). I quantitativi immessi al consumo in Italia sono ripartiti per Paese di produzione e Paese di origine della materia prima.

Il 31,5% dei biocarburanti liquidi "sostenibili" complessivamente immessi in consumo in Italia nel 2021 è stato prodotto in Italia. Il primo Paese di importazione di biocarburanti è la Spagna (29,8%) seguita da Paesi Bassi (6,9%), Bulgaria (6,2%) e Regno Unito (4,6%). Complessivamente, il 91,4% dei biocarburanti utilizzati in Italia nel 2021 è stato prodotto in Europa (EU27). Se si tiene però conto del Paese di origine della materia prima risulta che solo il 5,8% dei biocarburanti liquidi "sostenibili" immessi in consumo in Italia nel 2021 è stato prodotto con materie

Figura 10 - Biocarburanti "sostenibili" immessi in consumo in Italia nel 2021 per Paese di produzione e di origine della materia prima (tonnellate)



Fonte: rielaborazione da dati GSE

Tabella 5 – Emissioni CO2 settori industriali hard-to-abate nel 2022

	COMBUSTIONE	PROCESSO	TOTALE
Cemento e minerali non metallici	11,4	10,2	21,6
Raffinazione e petrolchimico	19,0	0,8	19,9
Acciaio e altri metalli	13,9	1,6	15,5
Chimica e fertilizzanti	10,1	0,5	10,6
	54,4	13,1	67,5

prime di origine nazionale; tra i Paesi fornitori, la Cina è il principale Paese con il 22,4% dei carburanti prodotti; seguono l'Indonesia (18,2% dei biocarburanti prodotti), Spagna (8,6%) e Malesia (6,5%). In particolare, le bioraffinerie spagnole importano oli di cottura usati (UCO) dalla Cina (esattamente 280 ktons) e olio di palma da Indonesia e Malesia. Spagna e Bulgaria importano gran parte degli UCO dalla Cina. Complessivamente, solo il 34,6% delle materie prime utilizzate proviene da Paesi europei (EU27).

Questi dati mettono in evidenza che, già nella situazione attuale, l'Italia è fortemente dipendente da fornitori extra-UE per quanto riguarda la disponibilità di biocarburanti liquidi. Questa condizione è destinata ad aggravarsi, se si tiene conto che, entro il 2030, sulla base della direttiva RED III, la quota di energie rinnovabili nei consumi finali del settore dei trasporti dovrà arrivare al 29%. La strategia di ENI che prevede di aumentare complessivamente la propria capacità di produzione di biocarburanti idrogenati HVO dagli attuali 1,1 milioni di tonnellate a 2 milioni al 2025 e a 6 milioni al 2035 potrebbe garantire una maggiore disponibilità di prodotti finiti per il mercato italiano, ma a prezzo di una crescente dipendenza da materie prime provenienti da paesi al di fuori dell'UE.

E' opportuno però ribadire che la competizione intrinseca dei biocarburanti di prima generazione con le produzioni agricole a scopo alimentare, le crescenti perplessità in merito all'effettivo bilancio in termini di gas serra quando vengono analizzati gli effetti dei cambiamenti di uso di destinazione dei suoli agricoli per le produzioni delle materie prime, e il largo ricorso a coltivazioni intensive sollevano numerose perplessità sul senso da attribuire alla qualifica "sostenibile" che gli viene assegnata, soprattutto se si tiene conto della provenienza di questi carburanti da Paesi che non garantiscono alcuna tracciabilità rispetto ai parametri di interesse.

I problemi legati alla scarsa disponibilità delle materie prime, alla insostenibilità dei processi produttivi e ai bilanci energetici deludenti, nonché l'insuccesso dei tentativi di controllare la provenienza delle materie prime di importazione, stanno portando la Commissione Europea a frequenti modifiche del quadro normativo. Tutto questo ha un impatto negativo sulle decisioni degli investitori e rende difficile, per gli Stati membri, il rispetto degli obiettivi prefissati (ECA, 2023).

6.2 Consumi di biogas/biometano delle attività hard-to-abate

La decarbonizzazione dell'economia italiana richiederà una serie di interventi strutturali finalizzati al miglioramento dell'efficienza, alla riconversione verso tecnologie di produzione *carbon free*, all'integrazione delle energie rinnovabili nei processi produttivi, all'utilizzo crescente dell'elettricità e dell'idrogeno verde come vettori energetici.

Come si è visto, il ricorso alle bioenergie viene spesso presentato come una possibilità di avviare la decarbonizzazione dei settori *hard-to-abate* senza dover affrontare preventivamente modifiche tecnologiche e di processo. Le analisi presentate per quanto riguarda l'utilizzo dei biocarburanti liquidi nel settore dei trasporti escludono che i benefici presentati siano reali, dal punto di vista ambientale ed energetico, per non parlare dell'impatto della produzione delle materie prime sull'agricoltura e sull'uso del suolo. L'utilizzo del biogas/biometano presenta invece, in via di principio, minori controindicazioni del tipo di quelle citate per i biocarburanti liquidi – anche se la sostenibilità dei processi produttivi va sempre attentamente monitorata -e potrebbe quindi rivestire il ruolo di un'opzione *quick win*, in grado di avviare i processi di decarbonizzazione nel breve-medio periodo, in attesa di interventi strutturali. Sarebbe quindi necessaria la predisposizione di una strategia integrata per la produzione e l'uso delle biomasse nel nostro Paese, in maniera analoga a quanto è stato fatto dal Regno Unito (UK DESNZ, 2023). Questa strategia dovrebbe fornire indicazioni sulla sostenibilità dei processi produttivi, sugli impatti ambientali (inclusi quelli sulla qualità dell'aria), sulla disponibilità a partire da fonti nazionali e internazionali e sugli utilizzi prioritari di una risorsa limitata. Questo tipo di analisi è solo avviata nel PNIEC 2024, nonostante i significativi contributi fin qui forniti da istituti di ricerca e settori industriali. Qui di seguito si fa riferimento ad alcuni dei contributi più interessanti fin qui disponibili, in particolare per quel che riguarda i consumi da parte delle attività *hard-to-abate*.

6.2.1 Consumi nel settore industriale

I settori *hard-to-abate* dell'industria italiana (acciaio, cemento, ceramica, chimica, raffinazione, vetro), che generano il 5% del valore aggiunto lordo nazionale, sono stati responsabili, nel 2022, dell'emissione di 67,5 milioni di tonnellate di CO₂, delle quali circa il 20% di processo. Nel totale delle emissioni sono incluse anche quelle delle industrie energetiche della trasformazione (raffinerie e cokerie) e quelle di alcuni grandi impianti termoelettrici integrati nei poli produttivi. Le emissioni degli altri settori industriali ammontano a 22 MtCO₂ di cui 4,5 nel comparto della carta che, sebbene le produzioni nazionali siano sostanzialmente prive di emissioni di processo, presenta notevoli fabbisogni energetici.

Le Associazioni di questi settori industriali, hanno condotto assieme a Boston Consulting Group (BCG) uno studio per individuare le possibilità di decarbonizzazione al 2030 e al 2050 (IEI-BCG, 2022).

Lo studio considera possibile realizzare entro il 2030 una riduzione media del 35-40%⁵ delle emissioni dirette dei settori *hard-to-abate*, attraverso l'implementazione delle leve *quick win*, cioè efficientamento energetico,

economia circolare e combustibili low carbon, e sulla sperimentazione selettiva di altre leve strategiche (elettrificazione, combustibili green, idrogeno, e CCUS).

Al 2050, lo studio considera possibile abbattere le emissioni oltre il 95%, in base alla disponibilità e sostenibilità delle tecnologie e dei vettori energetici identificati. Il 45% dell'abbattimento potrà essere generato da due leve strategiche:

1. green fuels (biogas/biometano e idrogeno), circa 35% delle emissioni abbattute
2. elettrificazione, può contribuire per circa il 10%.

Lo studio assume che la CCUS possa contribuire per un ulteriore 35% all'abbattimento delle emissioni, ma principalmente per i settori dell'acciaio e del cemento; dovrebbero quindi essere rimossi (per essere riutilizzati o stoccati) all'incirca 4 Mt di CO₂. In assenza di informazioni attendibili (in particolare da parte del PNIEC) su quanto saranno capaci di assorbire gli impianti per l'utilizzo e quelli per lo stoccaggio del carbonio all'orizzonte 2030, si può notare che la domanda dei settori dell'acciaio e del cemento, da sola, andrebbe a saturare la capacità di iniezione prevista dal PNIEC per l'hub di stoccaggio geologico *off-shore* di Ravenna, rendendone impossibile l'utilizzo previsto da parte di altri settori produttivi, *in primis* quello energetico, per non parlare dei programmi di sviluppo che mirano a rendere l'Italia il Paese destinatario delle emissioni di CO₂ di altri Paesi (PNIEC, 2024). Mentre la CCUS è prevalentemente legata alla cattura di emissioni di processo altrimenti non eliminabili, il mix di utilizzo di green fuels ed elettrificazione potrebbe variare in base agli scenari di prezzo dei vettori energetici.

Lo studio assume che l'utilizzo di green fuels corrisponda ad una riduzione delle emissioni pari a 5 MtCO₂eq. nel 2030 e a 19 MtCO₂eq. nel 2050. E' prevista la possibilità di utilizzare alternativamente biocombustibili (biogas/biometano) o idrogeno, per un fabbisogno energetico pari, rispettivamente, a 2,1 Mtep nel 2030 e a 8,1 Mtep nel

2050; in particolare, tra le assunzioni alla base dello studio c'è quella che l'idrogeno verde possa diventare competitivo rispetto al gas naturale a partire dal 2040, mentre lo studio ipotizza l'uso dell'idrogeno blu nel periodo di transizione. Le valutazioni delle emissioni dal ciclo di vita dell'idrogeno blu prodotto con l'utilizzo del gas naturale indicano però che il suo utilizzo non presenta alcun vantaggio ambientale rispetto a quello del gas naturale, e che in nessun modo questa opzione può essere considerata sostenibile (Howarth e Jacobson, 2021). Di conseguenza, l'unica opzione sostenibile che risulta praticabile all'orizzonte 2030 per quanto riguarda i green fuels è quella rappresentata dal biogas/biometano.

Le valutazioni del documento IEI-BCG fanno riferimento a realtà produttive basate sulla tecnologia del forno elettrico, che ha un ruolo preponderante nel nostro paese. Nel caso invece del ciclo Integrato, la decarbonizzazione dipende dalla possibilità di implementare alcune iniziative sul sito produttivo di Taranto, primo impianto produttivo per emissioni in Italia. La parziale conversione della capacità produttiva da ciclo tradizionale (cokeria, altoforno, convertitore) a forni elettrici alimentati da rottame e da impianti per la produzione di preridotto (Direct Reduced Iron - DRI), in prima istanza alimentati a metano e in seconda battuta da un mix metano e idrogeno fino all'80%, costituisce l'elemento chiave della strategia di decarbonizzazione della siderurgia Italiana⁶. I Green Fuels come l'idrogeno ed il biogas trovano anche altre applicazioni quali ad esempio l'utilizzo nei bruciatori dei forni di riscaldamento utilizzati nei processi di laminazione a caldo.

Alcune indicazioni del documento IEI-BCG trovano conferma nello studio realizzato per il WWF-Italia dal Dipartimento di Ingegneria e Architettura dell'Università di Trieste (WWF-UniTS, 2024) con riferimento all'industria siderurgica. Secondo lo studio, le principali strategie di decarbonizzazione a breve termine (2023-2035) per l'industria siderurgica italiana si concentrano sulla diminuzione dei consumi energetici e sull'utilizzo sia di fonti rin-

5 Le percentuali di riduzione sono state calcolate escludendo le emissioni relative al sito siderurgico di Taranto

6 Gli impianti DRI sono ormai diffusi sia nei Paesi industrializzati che in quelli in via di sviluppo, e nel 2023 la loro produzione globale, pari a 136,5 milioni di tonnellate, corrispondeva al 7,2% della produzione globale (Worldsteel, 2024). Dal punto di vista delle emissioni di CO₂, il 31,5% proviene dagli impianti alimentati a carbone e il 68,5% da quelli a gas naturale (Midrex, 2024).

novabili per la produzione di energia elettrica, che di fonti bio-based per la produzione di calore. Nel lungo termine (2035-2050) tutte le azioni mitigatrici messe in atto per il breve termine devono essere accompagnate dallo sviluppo delle tecnologie di produzione *carbon-free*, fra le quali la più promettente appare la tecnologia DRI, in particolare attraverso l'utilizzo come agente riducente di biogas e idrogeno verde.

Negli scenari dello studio WWF-UniTS, Inizialmente la tecnologia DRI sarebbe basata sul gas naturale e verrebbe accoppiata ad un processo di cattura e riutilizzo della CO₂ in uscita. La quota di gas naturale sarebbe progressivamente accoppiata da biogas (o syngas proveniente da carbone biogenico) e idrogeno, fino alla sostituzione totale della fonte fossile. Ovviamente, la necessità di disporre di idrogeno prodotto da fonti rinnovabili fa sì che l'adozione della tecnologia DRI con questi tipo di alimentazione sia praticabile solamente nel lungo termine, a meno che non si prenda in considerazione l'utilizzo di biometano per l'alimentazione del processo.

Per quanto riguarda le previsioni di consumo del biometano nei processi DRI, il documento "Scenari di riferimento per i piani di sviluppo delle reti di trasporto del gas 2023-2032 e 2024-2033", pubblicato da SNAM nel 2023, che contiene un aggiornamento delle previsioni della domanda di gas naturale e di gas verdi (biometano e idrogeno) per l'Italia agli orizzonti 2030 e 2040 per l'Italia, prende in considerazione, per lo sviluppo annunciato di un nuovo impianto DRI presso il complesso siderurgico di Taranto un consumo aggiuntivo di gas naturale dal 2030 di 1,1 miliardi di metri cubi e di 1,6 al 2040 (SNAM, 2023). Dal momento che la produzione di acciaio a ciclo integrato rientra nella definizione di settore *hard-to-abate*, la riconversione dovrebbe prevedere, già all'orizzonte 2030, l'utilizzo di biometano al posto del gas naturale; il PNIEC

non fornisce però indicazioni chiare né sulla riconversione al processo DRI, né sull'utilizzo del biometano al posto del gas naturale.

6.2.2 Consumi nel settore dei trasporti

Per quanto riguarda il settore dei trasporti, si è fatto riferimento agli scenari di emissione predisposti dall'ISPRA nell'ambito della predisposizione del PNIEC 2024.

Nello scenario WAM (WAM = With Additional Measures) elaborato dall'ISPRA e considerando le politiche e gli obiettivi fissati nel PNIEC al 2030, è previsto che nel settore dei trasporti i biocarburanti copriranno soprattutto il settore dell'aviazione e della navigazione, perché queste sono essenzialmente le due modalità per le quali non è praticabile l'elettrificazione, se non per tratte brevi.

In particolare, per quanto riguarda i consumi di biocarburanti nell'aviazione, si può fare riferimento alla bozza del regolamento REFuel EU, in base al quale nel 2030 il 5% del carburante per aviazione immesso sul mercato dovrà essere costituito da carburante sostenibile (incluso uno 0,7% di carburante sintetico). Per l'Italia, questo obiettivo corrisponde a 0,04 Mtep per i voli nazionali e 0,16 Mtep per i voli internazionali, per un totale di 0,2 Mtep. Per i bunkeraggi navali, gli scenari di emissione ISPRA forniscono un dato di 0,02 Mtep per la navigazione nazionale e uno di 0,03 Mtep per la navigazione internazionale. I consumi previsti per il trasporto pesante sono di 0,38 Mtep di bio-GNL e di 0,58 Mtep di biometano.

Le stime di consumo di biocarburanti relative al 2050 sono molto più incerte di quelle per il 2030, perché devono tenere conto di una maggiore penetrazione sul mercato di e-fuels e di idrogeno, e quindi non si ritiene opportuno

prenderle in considerazione.

6.3 Identificazione delle priorità di intervento

Come si è visto nei §§ 5.3 e 6.1, la quantità di biometano disponibile nel nostro Paese è limitata non solo dalla disponibilità delle materie prime utilizzate nei processi produttivi, ma anche dalla scarsa efficacia dei meccanismi di sostegno che sono stati fin qui introdotti. Entrambi gli elementi (disponibilità di materie prime su basi sostenibili / impatto dei meccanismi di sostegno sulla capacità produttiva di biometano) indicano che, all'orizzonte 2030, sarebbe possibile garantire una produzione sostenibile di biometano intorno ai 3 miliardi di metri cubi (corrispondenti all'incirca a 2,46 Mtep).

La produzione di biometano potrebbe essere aumentata, di un quantitativo pressoché identico, attraverso l'utilizzo di mais, frumento, loglio coltivati come colture intercalari; la sostenibilità di questa filiera produttiva è però ancora da dimostrare, in particolare per quanto riguarda la tutela della biodiversità e del carbonio nei suoli. Peraltro, i meccanismi di sostegno introdotti dal PNRR per la realizzazione di impianti di produzione di biometano non garantiscono, in questo momento, che l'obiettivo di produzione del PNIEC possa essere raggiunto entro il 2030.

Come abbiamo visto, la filiera produttiva basata sull'utilizzo di colture dedicate non dovrebbe invece essere presa in considerazione, dal momento che essa presenta, per i sistemi colturali caratteristici dell'Europa meridionale, rischi non trascurabili per quanto riguarda la disponibilità di acqua, l'erosione del suolo e il degrado del territorio.

Dal momento che il totale dei consumi dei settori energetici *hard to abate* dovrebbe attestarsi nel 2030 intorno ad un livello di 4,21 Mtep, corrispondenti a 5,13 miliardi di metri cubi di biometano, sarebbe ragionevole che – a fronte di una capacità di produzione ancora insufficiente - l'utilizzo della produzione nazionale di biometano fosse riservato, in via prioritaria, al soddisfacimento del fabbisogno energetico di questi settori (per i quali è probabile che non siano ancora convenienti altre opzioni di decarbonizzazione).

La scelta del PNRR di finalizzare la concessione dei contributi per il biometano al *blending* del gas naturale nella rete di distribuzione fino a 2,3 miliardi di metri cubi nel 2026, da utilizzare nel settore dei trasporti e del residen-

ziale, va ovviamente in un'altra direzione, sottrae biometano all'utilizzo da parte dei settori *hard-to-abate* e incentiva indirettamente l'utilizzo del biometano nell'autotrazione, in controtendenza rispetto alla scelta della Commissione Europea di favorire la diffusione dei veicoli elettrici. A titolo di esempio, gli scenari di riferimento predisposti dalla Snam per la valutazione dei piani di sviluppo delle reti di trasporto del gas forniscono, per il biometano, una previsione di consumo di 1,6 miliardi di metri cubi per il civile e di 1,5 miliardi di metri cubi per i trasporti (Snam, 2023).

La possibilità di fare ricorso all'uso del biometano è comunque un'esigenza prioritaria per la decarbonizzazione dei settori industriali *energy-intensive*, come dimostra il supporto fornito da Assocarta e Federacciai, nonché dal Consorzio Italiano Biogas, alla presentazione e all'approvazione di un emendamento all'art. 5 del DL Agricoltura del 15.05.2024 (convertito nella legge. n. 101 del 12 luglio 2024) che prevede la possibilità di stipulare contratti di compra-vendita di biometano tra i soggetti produttori di biometano stesso e le imprese dei settori *hard-to-abate*.

All'orizzonte 2030, è comunque verosimile che gran parte del biometano prodotto vada a soddisfare le utenze del settore residenziale e dei trasporti. Solo una parte delle utenze di questi settori sarà sottoposta a vincoli di riduzione delle emissioni attraverso la Fase 4 dell'ETS, e sarà quindi disponibile a investire risorse per l'acquisto di biometano attraverso il sistema della Garanzia di Origine (G.O.)⁷, e questo porterà ad una riduzione del finanziamento privato disponibile per la realizzazione di nuovi impianti. Le utenze dei settori industriali *hard-to-abate*, che invece avranno bisogno di biometano per rispettare i propri vincoli di emissione (in particolare quelli nell'ambito dell'ETS), e sarebbero quindi disponibili ad investire risorse per questo acquisto, dovranno ricorrere, per soddisfare le proprie necessità, all'acquisto di combustibile rinnovabile con origine certificata attraverso il sistema delle Garanzie di Origine; è però verosimile che l'offerta nazionale non sia sufficiente a soddisfare la domanda, e quindi i certificati dovranno essere acquistati sul mercato internazionale. Non sarebbe peraltro la prima volta che, per il nostro Paese, il rispetto degli obiettivi climatici viene garantito attraverso un trasferimento all'estero di risorse nazionali, quando invece il sistema produttivo italiano sarebbe pronto a fornire il proprio contributo. Questo per non parlare della difficoltà di certificare l'origine dei combustibili rinnovabili, e di garantire quindi la sostenibilità del loro ciclo di produzione.

Tabella 6 – Consumi di biometano all'orizzonte 2030 nei settori prioritari di utilizzo (Mtep)

INDUSTRIA		TRASPORTI				
Settori energy-intensive		Aviazione		Bunkeraggi navali		Trasporto pesante
Con acciaio da forno elettrico	Solo acciaio da DRI	Voli nazionali	Voli internazionali	Navigazione nazionale	Navigazione internazionale	
2,1	0,9	0,04	0,16	0,02	0,03	0,38 (bioGNL) 0,58 (biometano)

⁷ La Garanzia di Origine –GO è il meccanismo italiano per certificare l'origine rinnovabile dell'energia. Il GO è un dispositivo elettronico certificato rilasciato dal Gestore dei Servizi Energetici – GSE in conformità all'art. 19 della Direttiva Europea 2018/2001/CE. I certificati GO possono essere commercializzati tra gli operatori qualificati e attualmente sono addirittura presi in considerazione nel piano industriale dei progetti di mercato di rete su larga scala a causa dell'aumento del loro valore.

CONCLUSIONI

L'utilizzo delle bioenergie non rappresenta una novità per il nostro Paese. L'uso energetico di biomasse, biogas e bioliquidi e della frazione organica dei rifiuti solidi urbani è andato però aumentando costantemente a partire dal 1998, fino ad arrivare a 11,2 Mtep nel 2021, sotto la spinta delle direttive europee sulle energie rinnovabili (RED, Renewable Energy Directives), con le quali l'UE ha fissato obiettivi specifici vincolanti di energia rinnovabile nel settore trasporti, pari al 10% entro il 2020 con la RED I (2009/28/CE), al 14% entro il 2030 con la RED II (2018/2001/CE) e al 29% entro il 2030 con la RED III (2023/2413/CE).

Alla crescita degli utilizzi energetici delle biomasse non si è però accompagnato un adeguamento delle informazioni statistiche ad esse relative e un quadro di riferimento coerente sulla sostenibilità delle diverse filiere produttive. Per poter promuovere la produzione delle biomasse energetiche sostenibili, e garantire il loro corretto utilizzo ai fini del contenimento delle emissioni di gas-serra, è invece necessario uno sforzo per la messa a punto di un quadro conoscitivo coerente e completo, in particolare per quanto riguarda l'utilizzo da parte dei settori *hard-to-abate*. Questo sforzo dovrebbe coinvolgere, con risorse adeguate, tutti gli organismi interessati, dal MASE al MASAF, all'ISPRA, al CREA e all'ISTAT. I dati relativi agli usi energetici delle biomasse sono inoltre cruciali per l'attuazione della direttiva ETS e del regolamento Effort Sharing, così come per la predisposizione dei Piani integrati per l'energia ed il clima richiesti dal regolamento sulla governance energetica. La credibilità di questi documenti non può essere garantita in una situazione nella quale le informazioni disponibili sono spesso ricalcolate tra un anno e l'altro per effetto di modifiche nelle metodologie di rilevamento e di elaborazione dei dati e, per questa ragione, non si riesce a disporre di serie storiche coerenti.

Ai fini della definizione di politiche di settore credibili, è necessario inoltre che i documenti programmatici del settore non si limitino a definire obiettivi, ma presentino una correlazione tra le politiche descritte e l'idoneità delle stesse ad incidere sulle emissioni di settore secondo dati verificabili.

Il rapido incremento degli usi energetici delle biomasse è oggetto di crescenti preoccupazioni di natura ambientale, che arrivano a mettere in discussione la stessa esistenza di un beneficio dal punto di vista climatico, se si tiene conto dell'intero ciclo di vita delle biomasse, così come la sostenibilità, dal punto di vista sia economico che etico, della sostituzione di colture ad uso alimentare con colture energetiche. In particolare, l'analisi del ciclo di vita dei biocarburanti liquidi mette in evidenza che la stragrande maggioranza di questi biocarburanti oggi sul mercato europeo, proveniente da colture agricole, offre pochi, o addirittura nessun miglioramento del bilancio complessivo delle emissioni di gas serra rispetto alla benzina fossile o al diesel (ICCT, 2021a).

Peraltro, l'incremento dei consumi di biocarburanti liquidi previsto sulla base delle direttive RED è destinato ad aumentare la dipendenza dell'UE, e in particolare dell'Italia, dalle economie extra-UE, e in particolare dalla Cina. Nel 2021, solo il 5,8% dei biocarburanti liquidi sostenibili immessi in consumo in Italia è stato prodotto con materie prime di origine nazionale; tra i Paesi fornitori, la Cina è il principale con il 22,4% dei carburanti prodotti; seguono l'Indonesia (18,2% dei biocarburanti prodotti), Spagna (8,6%) e Malesia (6,5%). Complessivamente, solo il 34,6% delle materie prime utilizzate proviene da Paesi europei (EU27). Questa dipendenza dai Paesi extra-UE è destinata ad accentuarsi, se si tiene conto che, entro il 2030, sulla base della direttiva RED III, la quota di energie rinnovabili nei consumi finali del settore dei trasporti dovrà arrivare al 29%. Alle preoccupazioni per il ruolo crescente delle importazioni dai paesi extra-UE si aggiunge quella per la scarsa tracciabilità dei prodotti importati; si prenda ad esempio la denuncia da parte della organizzazione ambientalista europea Transport & Environment (T&E), dell'uso da parte di Eni di un sottoprodotto dell'olio di palma nella produzione di biocarburanti.

Le valutazioni della sostenibilità dei diversi tipi di carburanti basate sull'analisi del ciclo di vita mostrano inoltre che, anche facendo riferimento ai veicoli registrati nel 2021, le emissioni di gas-serra durante il ciclo di vita dei veicoli elettrici a batteria sono di gran lunga inferiori a quelle di tutte le altre tecnologie, e lo saranno ancora di più a mano a mano che l'elettricità sarà prodotta con emissioni di CO₂ sempre minori. Le emissioni di gas-serra durante il ciclo di vita dei biocarburanti sono decisamente più elevate di quelle provenienti dai veicoli elettrici a batteria; inoltre, il potenziale di crescita dei biocarburanti è limitato, a causa della scarsa disponibilità delle materie prime. Nemmeno l'utilizzo delle celle a combustibile alimentate a idrogeno prodotto a partire da fonti rinnovabili (il cosiddetto idrogeno "verde") ha il potenziale per definire percorsi di trasporto passeggeri a bassissime emissioni di gas serra, dal momento che nel relativo ciclo di vita si consuma molta più energia rispetto al ciclo di vita delle batterie, e questo fa aumentare le emissioni complessive. Non esiste quindi un percorso realistico verso una profonda decarbonizzazione del trasporto leggero su strada entro i tempi previsti dagli obiettivi di Parigi al di fuori di quello che prevede l'uso dei veicoli elettrici a batteria.

Diversa, almeno in via di principio, è la situazione per quanto riguarda l'utilizzo energetico del biogas, in particolare di quello generato dai rifiuti animali e dai rifiuti solidi urbani nei digestori anaerobici: bruciare biogas per produrre elettricità emette certo anidride carbonica nell'atmosfera, ma nella combustione si elimina il metano presente nel biogas che ha un potere di riscaldamento globale ben maggiore di quello dell'anidride carbonica. Il biogas, in questi casi, viene prodotto a partire dagli scarti di un processo produttivo, senza competizioni relative all'uso

del suolo che è alla base dei diversi processi produttivi.

La quantità di biometano disponibile nel nostro Paese è limitata non solo dalla disponibilità delle materie prime utilizzate nei processi produttivi, ma anche dalla scarsa efficacia dei meccanismi di sostegno che sono in fase di introduzione. Entrambi gli elementi (disponibilità di materie prime su basi sostenibili / impatto dei meccanismi di sostegno sulla capacità produttiva di biometano) indicano che, all'orizzonte 2030, sarebbe possibile garantire una produzione sostenibile di biometano intorno ai 3 miliardi di metri cubi (corrispondenti all'incirca a 2,46 Mtep).

Un quantitativo di biometano di entità analoga potrebbe essere reso disponibile, attraverso l'utilizzo di mais, frumento, loglio coltivati come colture intercalari; la sostenibilità di questa filiera produttiva è però ancora da dimostrare, in particolare per quanto riguarda la tutela della biodiversità e del carbonio nei suoli. Peraltro, i meccanismi di sostegno introdotti dal PNRR per la realizzazione di impianti di produzione di biometano non garantiscono, in questo momento, che l'obiettivo di produzione del PNIEC (5,7 miliardi di m³) possa essere raggiunto entro il 2030.

Come abbiamo visto, la filiera produttiva basata sull'utilizzo di colture dedicate non dovrebbe invece essere presa in considerazione, dal momento che essa presenta, per i sistemi colturali caratteristici dell'Europa meridionale, rischi non trascurabili per quanto riguarda la disponibilità di acqua, l'erosione del suolo e il degrado del territorio.

Dal momento che il totale dei consumi dei settori energetici *hard to abate* (chimica, cemento, acciaio a ciclo integrato, acciaio da forno elettrico, carta, ceramica, vetro e fonderie, trasporti aerei e marittimi) dovrebbe attestarsi nel 2030 intorno ad un livello di 4,21 Mtep, sarebbe ragionevole che l'utilizzo della produzione nazionale di biometano fosse riservato, in via prioritaria, al soddisfacimento del fabbisogno energetico di questi settori (per i quali è probabile che non siano ancora convenienti altre opzioni di decarbonizzazione).

La scelta del PNRR di finalizzare la concessione dei contributi per il biometano al *blending* del gas naturale nella rete di distribuzione fino a 2,3 miliardi di metri cubi nel 2026, da utilizzare prioritariamente nel settore residenziale e in quello dei trasporti, sottrae biometano all'utilizzo da parte dei settori *hard to abate* e incentiva indirettamente l'utilizzo del biometano nell'autotrazione, in controtendenza rispetto alle priorità individuate dalla Commissione Europea di favorire la diffusione dei veicoli elettrici.

Per raggiungere gli obiettivi di produzione del PNIEC, occorrerebbe però introdurre meccanismi di sostegno efficaci alla realizzazione di impianti di produzione di biometano, soprattutto tenendo conto del fatto che i settori

produttivi (trasporti e residenziale) ai quali è garantita la fornitura di biometano attraverso la rete di distribuzione del gas naturale non sono quelli in grado di contribuire con le proprie risorse alla realizzazione degli impianti. In questa situazione, è concreto il rischio che le necessità di biometano dei settori *hard-to-abate* debbano essere soddisfatte tramite il ricorso all'acquisto di certificati di garanzia di origine sul mercato internazionale. Non sarebbe peraltro la prima volta che, per il nostro Paese, il rispetto degli obiettivi climatici viene garantito attraverso un trasferimento all'estero di risorse nazionali, quando invece il sistema produttivo italiano sarebbe pronto a fornire il proprio contributo. Questo per non parlare della difficoltà di certificare l'origine dei combustibili rinnovabili, e di garantire quindi la sostenibilità del loro ciclo di produzione.

Sarebbe però opportuno che ogni progetto di espansione della produzione nazionale di biometano, a partire dalla revisione dei dati relativi contenuti nel PNIEC, fosse subordinato ad una chiara individuazione delle priorità per quanto riguarda l'utilizzo del biometano prodotto, e a una stima affidabile del quantitativo richiesto da ciascun settore produttivo (con particolare attenzione alle necessità dei settori *hard-to-abate*). Al momento, invece, i meccanismi di sostegno alla produzione nazionale sono tutti finalizzati all'utilizzo del biometano nei motori a combustione interna, in particolare nel trasporto leggero, a discapito di altri usi più razionali dal punto di vista energetico; senza contare che solo una rapida diffusione dei veicoli elettrici a batteria è in grado di avvicinare il nostro Paese agli obiettivi di decarbonizzazione entro i tempi previsti dall'Accordo di Parigi.

BIBLIOGRAFIA

Bardi, 2005. Ugo Bardi, Il conto in banca dell'energia – Il ritorno energetico sull'investimento energetico (EROEI), febbraio 2005, <http://www.aspoitalia.net>

Brandão et al., 2021. Miguel Brandão, Elias Azzi, Renan M.L. Novaes, Annette Cowie, The modelling approach determines the carbon footprint of biofuels: The role of LCA in informing decision makers in government and industry, Cleaner Environmental System, Volume 2, June 2021, <https://doi.org/10.1016/j.cesys.2021.100027>

Burkhardt et al., 2011. John J. Burkhardt, III, Garvin A. Heath, and Craig S. Turchi, Life Cycle Assessment of a Parabolic Trough Concentrating Solar Power Plant and the Impacts of Key Design Alternatives, Environ. Sci. Technol. 2011, 45, 6, 2457–2464, February 23, 2011, <https://doi.org/10.1021/es1033266su> pubs.acs.org.

CEC, 2020. Renewable Hydrogen Transportation Final Project Report - Roadmap for the Deployment and Buildout of Renewable Hydrogen Production Plants in California, California Energy Commission, 17-HYD-01, March 2020, <https://h2fcp.org/sites/default/files/Roadmap-for-Deployment-and-Buildout-of-RH2-UCI-CEC-June-2020.pdf>

CIB, 2016. Considerazioni sul potenziale del “biogas fatto bene” italiano ottenuto dalla digestione anaerobica di matrici agricole - Metodologia di stima e analisi dei dati del Position Paper del Consorzio Italiano Biogas, luglio 2016, rev. 01

CIB, 2024. DL Agricoltura, Assocarta, CIB e Federacciai: approvato emendamento per la promozione del biometano nei settori *hard-to-abate*, 5 luglio 2024, <https://www.consorziobiogas.it/dl-agricoltura-assocarta-cib-e-federacciai-approvato-emendamento-per-la-promozione-del-biometano-nei-settori-hard-to-abat>

Cleveland et al., 1984. Cutler J. Cleveland, Robert Costanza, Charles A. S. Hall, Robert Kaufmann, Energy and the U.S. Economy: A Biophysical Perspective, Science, Vol.225, No. 4665 (Aug. 31, 1984), pp. 890-897

Deloitte, 2021. Getting from *hard-to-abate* to a low carbon future – Ecosystem approaches for the toughest climate challenges, Deloitte Insights, A report from the Deloitte Center for Integrated Research, 2021, <https://www.deloitte.com/global/en/our-thinking/insights/topics/business-strategy-growth/industrial-decarbonization-hard-to-abate-sectors.html>

Deloitte, 2023. Pathways to decarbonization, 2023, <https://www.deloitte.com/global/en/issues/climate/pathways-to-decarbonization-heavy-road-transport.html>

DNV, 2023. Biofuels in shipping, White Paper by DNV, June 2023, <https://www.dnv.com/maritime/publications/biofuels-in-shipping-white-paper-download.html>

Dorigoni, 2023. Prospettive e ruolo del biometano nella transizione energetica – Presentazione delle attività dell'Osservatorio Gas Rinnovabili – OGR, presentazione di Susanna Dorigoni (GREEN, Università Bocconi) al Convegno svoltosi a Roma presso l'Auditorium GSE il 12 settembre 2023, https://green.unibocconi.eu/sites/default/files/media/attach/Biometano-presentaz-Dorigoni-12-sett-2023_o.pdf

ECA, 2023. Il sostegno dell'UE ai carburanti sostenibili nei trasporti. Relazione speciale n. 29, a cura della Corte dei Conti Europea, 2023, https://www.eca.europa.eu/ECAPublications/SR-2023-29/SR-2023-29_IT.pdf

Elliott, 2003. David Elliott, A sustainable future? The limits of renewables, Before the wells run dry, Feasta 2003.

European Commission, Joint Research Centre, 2021. Camia, A., Giuntoli, J., Jonsson, R. et al., The use of woody biomass for energy production in the EU, Publications Office, 2021, <https://data.europa.eu/doi/10.2760/831621>

Elettricità Futura, 2019. PROPOSTA DI PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - Sintesi dei contenuti, osservazioni Elettricità Futura, raccomandazioni Commissione Europea, Elettricità Futura, Ottobre 2019, https://www.elettricitafutura.it/public/editor/Position_Paper/2019/PNIEC_contributo_EF_rev10ott_altri.pdf

European Commission. (2023c). Reducing CO2 emissions from heavy-duty vehicles. https://climate.ec.europa.eu/eu-action/transport-emissions/road-transport-reducing-co2-emissions-vehicles/reducing-co2-emissions-heavy-duty-vehicles_en

Gas for Climate, 2022. Biomethane production potentials in the EU - Feasibility of REPowerEU 2030 targets, production potentials in the Member States and outlook to 2050, a Gas for Climate report July 2022, https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2023/12/Guidehouse_GfC_report_design_final_v3.pdf

GSE, 2022. Energia nel settore dei trasporti, a cura del Gestore dei Servizi Energetici, ottobre 2022, https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%2ostatistici/Energia%20nel%20settore%20Trasporti%202005-2021.pdf

GSE, 2023. Rapporto Statistico 2021 – Energia da fonti rinnovabili in Italia, a cura del GSE – Gestore dei Servizi Energetici, marzo 2023, https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%2ostatistici/Rapporto%20Statistico%20GSE%20-%20FER%202021.pdf

GSE, 2023a. Biometano D.M. 15/09/2022 – Presentazione webinar GSE 18/12/2023 – Biometano: esiti prime procedure D.M. 16/9/2022, 20 dicembre 2023, https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/Attuazione%20misure%20PNRR/PRODUZIONE%20DI%20BIOMETANO/Graduatorie/Bando%202/Webinar_DM2022_Biometano_18.12.2023.pdf

Gugliotta e Repetto, 2023. Biogas e biometano: cosa, come, dove. Energia, 2 febbraio 2022, <https://www.rivistaenergia.it/2022/02/biogas-e-biometano-cosa-come-dove/>

Henry, R. C., K. Engström, S. Olin, P. Alexander, A. Arneth, and M. D. A. Rounsevell, 2018: Food supply and bioenergy production within the global cropland planetary boundary. PLoS One, 13, e0194695, <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0194695>.

Hore-Lacy, 2003. Ian Hore-Lacy, Renewable Energy and Nuclear Power, Before the wells run dry, Feasta 2003.

Howarth and Jacobson, 2021. R. W. Howarth, M. Z. Jacobson, How green is blue hydrogen?, Energy Science & Engineering, 12 August 2021, <https://doi.org/10.1002/ese3.956>Citations: 223

IATA, 2023. Sustainable aviation fuel output increases, but volumes still low, IATA Sustainability and Economics, 1 September 2023, <https://www.iata.org/en/iata-repository/publications/economic-reports/sustainable-aviation-fuel-output-increases-but-volumes-still-low/#:~:text=During%202022%2C%20the%20average%20SAF,with%20significant%20differences%20across%20regions.>

ICCT, 2020. The potential of liquid biofuels in reducing ship emissions, Working Paper, by Yuanrong Zhou, Nikita Pavlenko, Dan Rutherford, Liudmila Osipova, and Bryan Comer, International Council on Clean Transportation, September 2020, <https://theicct.org/publication/the-potential-of-liquid-biofuels-in-reducing-ship-emissions/>

ICCT, 2021. A global comparison of the life-cycle greenhouse gas emissions of combustion engine and electric passenger cars, White Paper, by Georg Bieker, International Council on Clean Transportation, July 2021, <https://theicct.org/publication/a-global-comparison-of-the-life-cycle-greenhouse-gas-emissions-of-combustion-engine-and-electric-passenger-cars/>

ICCT, 2021a. Why are electric vehicles the only way to quickly and substantially decarbonize transport? Blog, by Rachel Muncrief, International Council on Clean Transportation, 21 July 2021, <https://theicct.org/why-are-electric-vehicles-the-only-way-to-quickly-and-substantially-decarbonize-transport/#:~:text=Only%20battery%20electric%20and%20hydrogen,frame%20of%20the%20Paris%20targets.>

ICCT, 2021b. Assessing the sustainability implications of alternative aviation fuels. Working Paper, by Nikita Pavlenko and Stephanie Searle, International Council on Clean Transportation, March 2021, <https://theicct.org/publication/assessing-the-sustainability-implications-of-alternative-aviation-fuels/>

ICCT, 2023. A total cost of ownership comparison of truck decarbonization pathways in Europe. Working Paper, by Hussein Basma and Felipe Rodríguez, International Council on Clean Transportation, 13 November 2023, <https://theicct.org/publication/total-cost-ownership-trucks-europe-nov23/>

IEA, 2017: Energy Access Outlook 2017. <https://www.iea.org/reports/energy-access-outlook-2017>.

IEA, 2021a: Global energy review 2021: Assessing the effects of economic recoveries on global energy demand and CO₂ emissions in 2021. 1–36 pp. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/d0031107-401d-4a2f-a48b-9eed19457335/GlobalEnergyReview2021.pdf>.

IEA, 2021b. Net Zero by 2050. International Energy Agency, Paris, May 2021, <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>.

IEA, 2022. Achieving Net Zero Heavy Industry Sectors in G7 Members, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/achieving-net-zero-heavy-industry-sectors-in-g7-members>

IEA, 2022a. Energy system/ Transport / Trucks and Buses, <https://www.iea.org/energy-system/transport/trucks-and-buses>

IEA, 2023. Renewable Energy Market Update – Outlook for 2023 and 2024. International Energy Agency, Paris, June 2023, <https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update-june-2023>

IEA, 2023a. Bioenergy - Net Zero Emission Guide, September 2023, <https://www.iea.org/reports/bioenergy-2>

IEA, 2023b. NetZero Roadmap – A Global Pathway to Keep the 1,5°C Goal in Reach – 2023 Update. International Energy Agency, Paris, September 2023, <https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-0c-goal-in-reach>

IEA, 2023c. Tracking transport, in Tracking Clean Energy Progress 2023 - Assessing critical energy technologies for global clean energy transitions, <https://www.iea.org/energy-system/transport#tracking>

IEA Bioenergy, 2021. Decarbonizing industrial process heat: the role of biomass, A report for the IEA Bioenergy Inter-task project on industrial process heat, by Olle Olsson & Fabian Schipfer, IEA Bioenergy Task 40, December 2021, <https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2022/02/Role-of-biomass-in-industrial-heat.pdf>

IEI-BCG, 2022. Industrial Decarbonization Pact: un'alleanza per la piena decarbonizzazione dei settori *hard-to-abate*, a cura di Interconnector Energy Italia in collaborazione con Boston Consulting Group, febbraio 2022, <https://web-assets.bcg.com/2b/79/89d157b44d9090a549bec316bcf4/working-paper-industrial-decarbonization-pact.pdf>

IFEU, 2023. The Carbon and Food Opportunity Costs of Biofuels in the EU27 plus the UK, by Horst Fehrenbach, Silvana Bürck, Annika Wehrle, Institut für Energie- und Umweltforschung – ifeu, Heidelberg, 2023, https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2023/03/ifeu-study-COC-biofuels-EU_for-TE-2023-03-02_clean.pdf

IMO, 2023. 2023 IMO Strategy on Reduction of GHG Emissions from Ships, July 2023, <https://www.imo.org/en/Our-Work/Environment/Pages/2023-IMO-Strategy-on-Reduction-of-GHG-Emissions-from-Ships.aspx>

IPCC, 2005. Bert Metz, Ogunlade Davidson, Heleen de Coninck, Manuela Loos and Leo Meyer (Eds.). Carbon Dioxide Capture and Storage, Cambridge University Press, UK. pp 431.

IPCC, 2023. Clarke, L., Y.-M. Wei, A. De La Vega Navarro, A. Garg, A.N. Hahmann, S. Khennas, I.M.L. Azevedo, A. Löschel, A.K. Singh, L. Steg, G. Strbac, K. Wada, 2022: Energy Systems. In IPCC, 2022: Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [P.R. Shukla, J. Skea, R. Slade, A. Al Khouradajie, R. van Diemen, D. McCollum, M. Pathak, S. Some, P. Vyas, R. Fradera, M. Belkacemi, A. Hasija, G. Lisboa, S. Luz, J. Malley, (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA. https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/downloads/report/IPCC_AR6_WGIII_FullReport.pdf

IRENA, 2023. Bioenergy and biofuels, <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Bioenergy-and-biofuels>

IUCN, 2008. Fact sheet on Biofuels, by the International Union for the Conservation of Nature - World Conservation Congress, 2008, https://iucn.org/sites/default/files/import/downloads/biofuels_fact_sheet_wcc_30_sep_web.pdf

King and van den Bergh, 2018. Lewis C. King & Jeroen C. J. M. van den Bergh, Implications of net energy-return-on-investment for a low-carbon energy transition, Nature Energy volume 3, pages 334–340 (2018).

Malico et al., 2019. Malico, I., Pereira, R. N., Gonçalves, A. C. and Sousa, A. M. Current status and future perspectives for energy production from solid biomass in the European industry. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 112. 960–77, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.06.022>

MASE, 2022. Catalogo dei sussidi ambientalmente dannosi e dei sussidi ambientalmente favorevoli, 2022 (Dati 2021). Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, 2022, https://www.mase.gov.it/sites/default/files/archivio/allegati/sviluppo_sostenibile/Catalogo_sussidi_ambientali_2022.pdf

MASE, 2024. La situazione energetica nazionale nel 2023. Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica – Dipartimento Energia – Direzione Generale Fonti Energetiche e Titoli Abilitativi, 4 settembre 2024, https://www.mase.gov.it/sites/default/files/Relazione%20Situazione%20Energetica%20Nazionale_%202023.pdf

Midrex, 2024. 2023 World Direct Reduction Statistics, <https://www.midrex.com/wp-content/uploads/MidrexSTATS-Book2023.pdf>

Navigant, 2019. Gas for Climate. The optimal role for gas in a net-zero emissions energy system. Prepared for Gas for Climate – A path to 2050, 18 March 2019, <https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2020/03/Navigant-Gas-for-Climate-The-optimal-role-for-gas-in-a-net-zero-emissions-energy-system-March-2019.pdf>

Odum, 1996. Howard T. Odum, ENVIRONMENTAL ACCOUNTING: Energy and Environmental Decision Making; Wiley, 1996.

PNIEC, 2024. Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, Giugno 2024, https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC_2024_revfin_01072024.pdf

Pulighe et al., 2019. Pulighe G., Bonati G., Colangeli M., Morese M.M., Traverso L., Lupia F., Khawaja C., Janssen R., Fava F., Ongoing and emerging issues for sustainable bioenergy production on marginal lands in the Mediterranean regions, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 103, April 2019, Pages 58-70, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.043>

Pulles et al., 2022. Tinus Pulles, Michael Gillenwater & Klaus Radunsky, CO2 emissions from biomass combustion Accounting of CO2 emissions from biomass under the UNFCCC, Carbon Management, 13:1, 181-189, DOI: [10.1080/17583004.2022.2067456](https://doi.org/10.1080/17583004.2022.2067456)

RIE, 2023. Policy e obiettivi per il biometano in Europa e in Italia, a cura di Gian Paolo Repetto, RIE. Staffetta Quotidiana, 21 settembre 2023, <https://rienergia.staffettaonline.com/articolo/35324/Policy+e+obiettivi+per+il+biometano+in+Europa+e+in+Italia/Repetto>

SNAM, 2023. Scenari di riferimento per i piani di sviluppo delle reti di trasporto del gas 2023-2032 e 2024-2033

Tran et al., 2023. Huy Tran, Edie Juno, Saravanan Arunachalam, Emissions of wood pelletization and bioenergy use in the United States, Renewable Energy, Volume 219, Part 2, December 2023, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.119536>

T&E/Oxfam, 2023. Biofuels: An obstacle to real climate solutions. The EU wastes land the size of Ireland on biofuels, missing enormous opportunities to fight climate change, biodiversity loss and the global food crisis. A briefing by Transport & Environment for Oxfam, March 2023, <https://www.transportenvironment.org/discover/biofuels-an-obstacle-to-real-climate-solutions/#:~:text=In%20reality%2C%20biofuels%20have%20harmed,than%20the%20island%20of%20Ireland.>

UK DESNZ, 2023. Biomass Strategy, UK Department for Energy Security and Net Zero, 2023 <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/64dc8d3960d123000d32c602/biomass-strategy-2023.pdf>

WBA, 2020. Global Bioenergy Statistics 2020, World Bioenergy Association, 2020, <https://www.worldbioenergy.org/uploads/201210%20WBA%20GBS%202020.pdf>

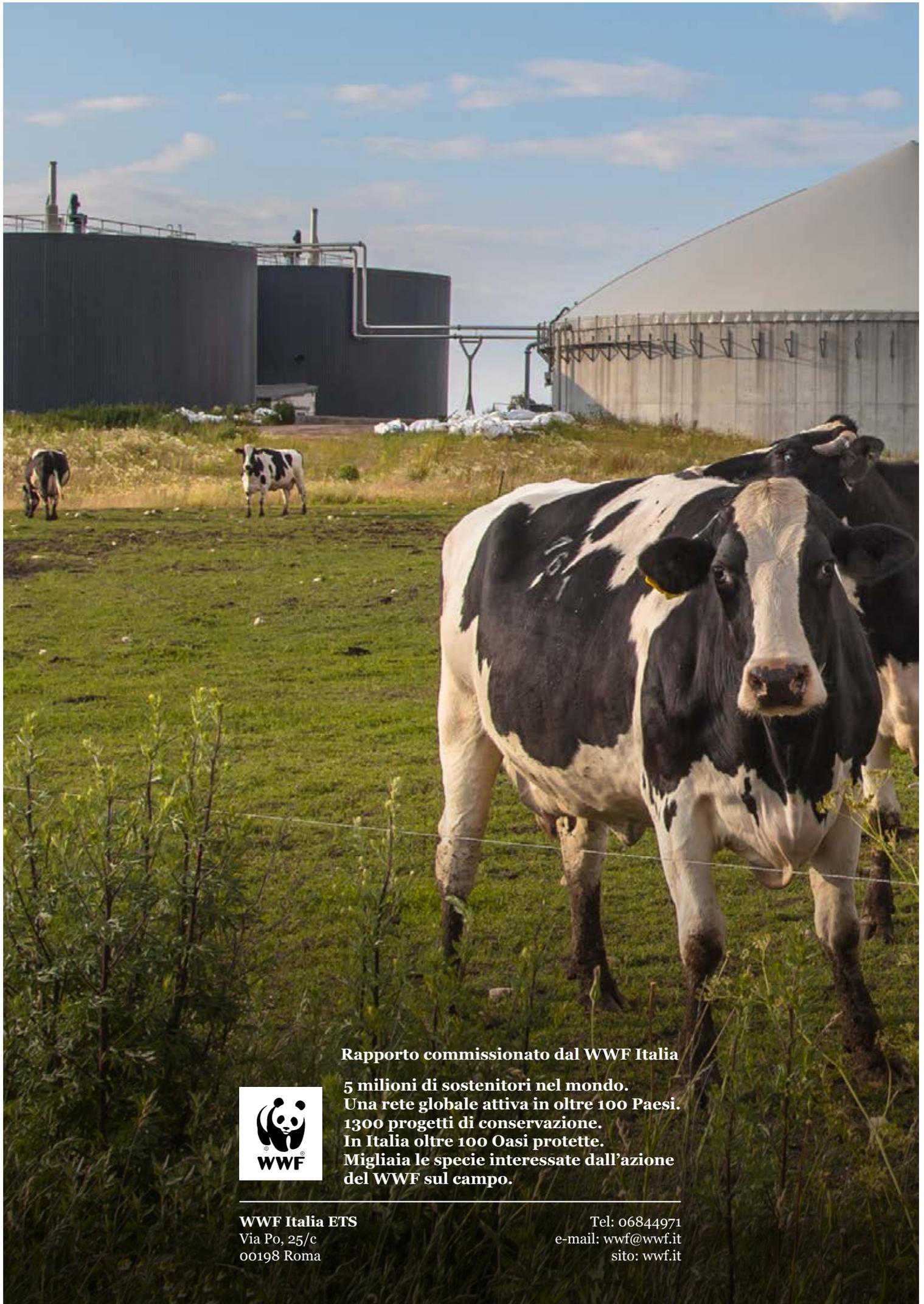
World Bank, 2023. “Falling Long-Term Growth Prospects: Trends, Expectations, and Policies”, World Bank, March 2023.

WNA, 2012. Energy Analysis of Power Systems, su world-nuclear.org, updated August 2012.

Worldsteel 2024. World Steel in Figures 2024. <https://worldsteel.org/data/world-steel-in-figures-2024/>

WWF-EPO, 2017. WWF EPO | EU Bioenergy Policy Briefing Paper | June 2017, https://wwfeu.awsassets.panda.org/downloads/eu_bioenergy_policy_wwf_briefing_paper_final_4.pdf

WWF-UniTS, 2024. Il settore dell'acciaio in Italia: criticità ed opportunità, rapporto predisposto dall'Università degli Studi di Trieste per il WWF-Italia, https://www.wwf.it/pandanews/ambiente/la-via-da-seguire-per-lacciaio-sostenibile/?fbclid=IwZXhobgNhZWwCMTEAAR129unNPG2VoZvCOp5TcFBISEKdLLA6AwhsXalsUGE7_zJLW3A4uoDMhIM_aem_4f01cFJN7DyHz7rr1aInhA



Rapporto commissionato dal WWF Italia



**5 milioni di sostenitori nel mondo.
Una rete globale attiva in oltre 100 Paesi.
1300 progetti di conservazione.
In Italia oltre 100 Oasi protette.
Migliaia le specie interessate dall'azione
del WWF sul campo.**

WWF Italia ETS
Via Po, 25/c
00198 Roma

Tel: 06844971
e-mail: wwf@wwf.it
sito: wwf.it