DECARBONIZZARE I TRASPORTI

PIÙ SOLUZIONI PER UN OBIETTIVO COMUNE

RICERCHE INDUSTRIALI ED ENERGETICHE

UNEM
unione energie per la mobilità

DECARBONIZZARE I TRASPORTI: PIÙ SOLUZIONI PER UN OBIETTIVO COMUNE

Il presente studio è stato condotto da:
Rie – Ricerche Industriali ed Energetiche e Unem – Unione Energie per la Mobilità

Luglio 2022

SOMMARIO

Capitolo 1

DALLA PANDEMIA ALLA GUERRA: L'EVOLUZIONE DEL CONTESTO ENERGETICO E GEOPOLITICO 5
Dove eravamo rimasti 8
Da dove ripartiamo 10
Più scenari per un obiettivo comune 15
Il nuovo studio Rie-Unem 17

Capitolo 2

PER DECARBONIZZARE SERVE CHIAREZZA: L'IMPATTO DEL FIT FOR 55 SUI TRASPORTI 19
Origine, composizione e aspetti critici generali del Pacchetto Fit for 55 21
Le proposte impattanti sui Trasporti 23
Gli step del FIT for 55 38

Capitolo 3

I LOW CARBON FUELS: UN POTENZIALE DA VALORIZZARE 43
LCF di origine biogenica 48
Biocarburanti liquidi avanzati e da FORSU 57
Biometano e Bio-GNL 62
I LCF non derivati da biomassa 62
I recycled carbon fuels-RCF 62
I carburanti rinnovabili di origine non biologica: gli e-fuels 67
L'idrogeno 73
Sicurezza energetica e razionalità richiedono più scenari 82

Capitolo 4

PIÙ SCENARI PER UN OBIETTIVO COMUNE 85
Il Fit for 55 e lo scenario energetico nazionale di RSE 88
Uno Scenario Alternativo per i trasporti 92
Il confronto tra gli scenari RSE e SA 94
Una stima degli investimenti necessari per lo SA FF55 98

Capitolo 5

CONCLUSIONI E MESSAGGI DI SINTESI 103

CAPITOLO 1

DALLA PANDEMIA ALLA GUERRA: L'EVOLUZIONE DEL CONTESTO ENERGETICO E GEOPOLITICO

Nella seconda decade del ventunesimo secolo, l'economia globale ha beneficiato quasi costantemente di capitali a prezzi convenienti e di abbondante offerta di energia. Le misure monetarie espansionistiche adottate pressoché universalmente a seguito della crisi del 2008, unite al *breakthrough* tecnologico del petrolio e gas di scisto (shale), hanno inaugurato una stagione di bonanza nei mercati energetici globali. Parallelamente, la questione climatica ha assunto sempre più peso, uscendo dalla nicchia scientifica, diffondendosi nelle agende politiche internazionali, così come nelle strategie e nei bilanci d'impresa, fino a penetrare le coscienze. Progressivamente, sempre più denaro è stato indirizzato a favore di investimenti che, oltre a rispondere ai classici indicatori finanziari, fossero anche *ESG-friendly*[1] ossia allineati ai tre criteri centrali per le analisi di sostenibilità.

In questo quadro apparentemente corretto e lineare, si mescolano però poche luci e tante ombre. Una su tutte: la posizione dominante sul clima e sulla collegata decarbonizzazione delle economie mondiali non ha considerato la necessità di accompagnare la transizione verso fonti a minor impatto ambientale anche **supportando l'industria energetica esistente** che, invece, nella sua evoluzione verso forme di energia più sostenibili sotto il profilo emissivo, può fornire un contributo determinante.

L'idea che si possa realizzare un taglio netto e veloce rispetto al passato presenta quindi un grave vizio di origine, ignorando una molteplicità di questioni tutt'altro che marginali: i tempi necessari per la sostituzione tra fonti; l'adattamento della domanda; il principio della neutralità tecno-

1 ESG: Environment, Social e corporate Governance.

logica; il tema centrale della sicurezza energetica in tutte le sue dimensioni; la piena consapevolezza del significato di sostenibilità, che concilia l'attenzione verso l'ambiente con lo sviluppo sociale ed economico delle comunità. A livello europeo, questa **narrazione climatica sbilanciata si è riflessa nella definizione di una normativa incardinata di fatto sull'estromissione delle fonti fossili**, corroborando l'errato assunto secondo cui lo sviluppo di queste ultime vada giocoforza a detrimento delle fonti rinnovabili.

L'industria fossile, ormai da tempo, sta cambiando pelle: evolvendo verso un modello di business più diversificato e proiettato ad una forte riduzione dell'impronta carbonica dei suoi prodotti finali. Al contempo, poggia su conoscenze, competenze, infrastrutture e tecnologie indispensabili per supportarne l'evoluzione e accompagnare l'ineludibile processo di transizione.

Se tutte queste lacune che hanno connotato e ancora permeano il dibattito sul futuro dei sistemi energetici erano già visibili in assenza di uno stato di crisi, diventano vie più chiare in un contesto di guerra come quello in cui ci troviamo. In sostanza, cosa rappresenta la guerra Russia-Ucraina per il mondo dell'energia?[1] Un drammatico ed imprevisto test per la transizione energetica.

Da una parte, quest'ultima, così come il cambiamento climatico, è questione di lungo periodo. Dall'altra, la crisi ucraina introduce nel percorso un senso di urgenza che potrebbe arrecare alla transizione – se sfruttato opportunamente – grande beneficio. Tuttavia, l'equazione "+ sicurezza energetica = + rinnovabili = transizione più veloce", che ha senz'altro un senso logico, si è dimostrata in parte non realizzabile e quindi debole sul piano della sicurezza nonché della sostenibilità economica e sociale.

Piani irrealizzabili o irrealistici nella loro temporalità minano la sicurezza energetica e ci allontanano dagli obiettivi ambientali. A riprova di ciò il fatto che **l'escalation dei prezzi dell'energia stava già abbondantemente avvenendo prima dell'avvio del conflitto** (tra gennaio e dicembre 2021 il prezzo del gas agli hubs europei è aumentato di circa il 450%) solo a causa della più che prevedibile ripresa

1 Per approfondire, Crisi ucraina: un test per la transizione energetica, Enzo Di Giulio, aprile 2022.

della domanda conseguente all'attenuazione degli effetti della pandemia sull'economia, a fronte di un'offerta di gas resa più rigida dalla riduzione degli investimenti in E&P negli ultimi dieci anni. Una situazione che, paradossalmente, ha richiesto l'attuazione di interventi straordinari quali la ripresa della produzione di energia elettrica da carbone con centrali ormai tecnologicamente obsolete.

Lo stesso ragionamento coinvolge il settore trasporti, dove la definizione di un percorso incentrato sulla mobilità elettrica a discapito di altre forme ugualmente sostenibili sotto il profilo emissivo non può essere considerata l'unica soluzione possibile. La mancata diversificazione degli strumenti per la decarbonizzazione dei trasporti e l'assenza di una chiara strategia volta a garantire un sistema di raffinazione efficiente e in grado, attraverso la sua progressiva trasformazione, di continuare ad approvvigionare il mercato con prodotti sempre più decarbonizzati, rischia di pregiudicare non solo gli obiettivi ambientali ma anche di determinare gravi impatti sotto il profilo economico, sociale e di sicurezza degli approvvigionamenti.

Ed è proprio su questo punto che si articola il presente studio. Senza modificare l'obiettivo ultimo verso cui è necessario tendere, ossia la decarbonizzazione dei sistemi energetici ed economici, il contesto attuale induce a formulare una riflessione più ampia sulle scelte del passato e soprattutto su quelle a venire, adottando un **approccio più equilibrato e lungimirante che contempli una molteplicità di sviluppi ugualmente percorribili e compliant rispetto alla normativa vigente e alle sue evoluzioni future**.

Per comprendere appieno il punto da cui si parte, riavvolgiamo brevemente il nastro ricordando "dove eravamo rimasti" con lo studio realizzato per Unem nel 2020 e "da dove ripartiamo". Nel mezzo, un quadro globale che, dopo aver conosciuto una crisi sanitaria senza precedenti, si trova ora ad affrontare un contesto di guerra, con gravi implicazioni energetiche (e non solo) per l'intera Europa.

DOVE ERAVAMO RIMASTI

Il 2020 verrà di certo ricordato come l'anno più buio della storia dell'industria petrolifera. Le misure di restrizione della libera circolazione adottate in tutto il mondo per appiattire la curva dei contagi da coronavirus hanno colpito il cuore della domanda di petrolio: il settore trasporti. Chiusura delle attività produttive non essenziali, obblighi di quarantena e limitazioni alla movimentazione delle persone si sono tradotte in una drastica contrazione della domanda di mobilità che ha depresso i consumi petroliferi come mai in passato. È così che il barile si è avviato lungo una spirale ribassista che ha toccato il suo minimo di 13 $/bbl nel mese di aprile.

Era questo il contesto di assoluta incertezza entro cui ci si muoveva quando, due anni fa, abbiamo condotto lo studio sulle prospettive del settore trasporti. L'analisi si proponeva di delineare la possibile **evoluzione del mix di carburanti/sistemi di propulsione che avrebbe potuto caratterizzare il sistema dei trasporti nelle sue tre principali declinazioni** – marittimo, aereo e stradale – agli orizzonti 2030 e 2050.

Avevamo quindi tenuto in opportuna considerazione lo stato dell'arte e il quadro normativo di riferimento, aspetti in grado di influenzare – seppur in modo differente – i futuri sviluppi del settore: da un lato per la sua intrinseca inerzia, tale da rallentare la migrazione verso opzioni alternative specie in un orizzonte ravvicinato quale il 2030; dall'altro, per la necessità di ottemperare alle richieste normative, fortemente improntate alla progressiva decarbonizzazione del sistema.

L'esercizio svolto ci ha permesso di arrivare ad ordinare, attraverso uno strumento obiettivo quale l'analisi multi-criteri, diverse opzioni energetiche in base alla loro capacità di soddisfare un insieme di criteri-obiettivo afferenti a diverse dimensioni: sociale-lavorativa, economica, energetica, ambientale, di sicurezza e disponibilità delle materie prime, personale (libertà e flessibilità di spostamento). Dimensioni ugualmente importanti per un'equa valutazione comparativa delle alternative considerate, che spaziavano da quelle tradizionali e consolidate a quelle più nuove e rinnovabili già presenti sul mercato, fino a soluzioni ancora in fase di ricerca e sviluppo.

Il messaggio che ne era derivato era netto: **al 2030, il fuel-mix più rispondente al set di obiettivi definiti dall'analisi può dirsi predeterminato** e strettamente legato allo stato dell'arte della flotta esistente (navale, aerea o stradale che sia), pur lasciando intravedere qualche elemento di novità in alcuni segmenti (ad esempio il ricorso crescente al GNL nel trasporto navale o nel trasporto stradale pesante).

Rispetto a questo esito, la sfida del decennio in corso consiste, dunque, nel creare le basi per una diversificazione delle fonti energetiche rispetto al petrolio, facendo tuttavia attenzione anche al rischio di perdere i benefici connessi alle economie di scala che il quasi-monopolio di questa fonte ha nel tempo (un secolo) generato.

Al 2050, invece, il ragionamento si sposta sulle nuove costruzioni che – in ragione della progressiva decarbonizzazione del settore trasporti, motivata e regolamentata su scala europea e internazionale – **tenderanno a ricorrere in misura crescente a combustibili/ vettori energetici low carbon**.

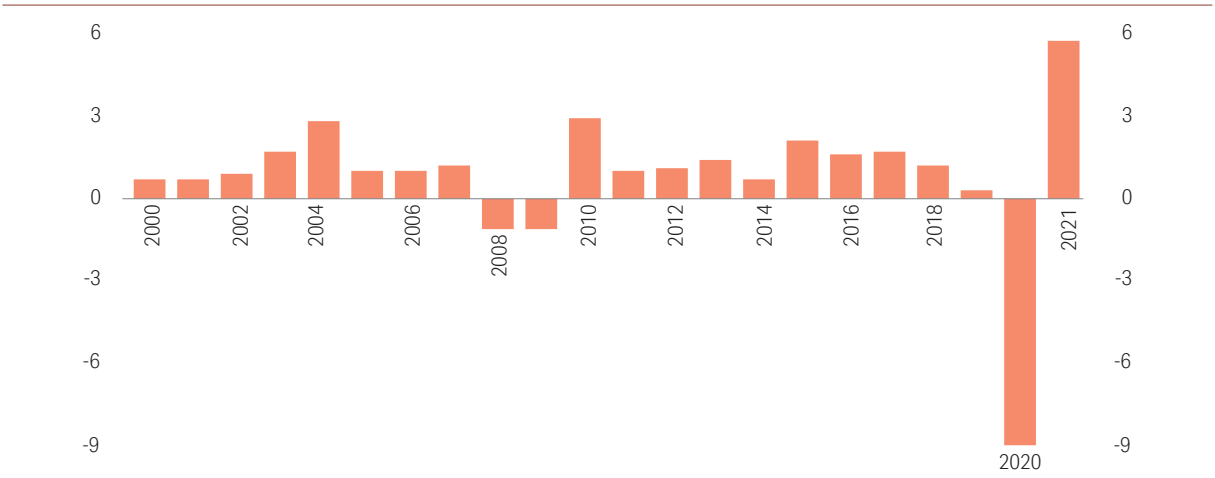
Tre decenni sono infatti un arco di tempo durante il quale anche soluzioni ad oggi scarsamente sperimentate o del tutto inesplorate possono ritagliarsi un ruolo di rilievo, conseguendo gradualmente quelle economie di scala (di produzione e manutenzione) e di apprendimento che permetterebbero un progressivo contenimento dei costi relativi all'intera catena del valore.

L'esito a cui eravamo pervenuti indicava, pertanto, **un futuro multi-fuel, in cui si spezza il dominio di una singola fonte e si affermano più opzioni low carbon** in grado di meglio rispondere all'insieme di obiettivi definiti dall'analisi multi-criteri rispetto alle alternative tradizionali, qualora ancora presenti.

L'analisi non è arrivata, in sostanza, all'individuazione di un'unica valida alternativa ma ad **un mix composito di soluzioni percorribili**; parallelamente lo studio ha evidenziato l'esistenza di diverse leve che consentono di orientare le scelte verso un'opzione rispetto ad un'altra.

Erano questi, in estrema sintesi, i messaggi a cui eravamo pervenuti nel 2020, in pieno *lockdown*. Un momento di grande incertezza, in cui ci si chiedeva se e come la frenata

Variazione annuale domanda petrolifera
(Milioni bbl/g)



Fonte: elaborazioni Rie su dati IEA, Oil Market Report (anni vari), e BP Statistical Review 2022

dell'economia mondiale e la più grande crisi che l'industria petrolifera avesse mai conosciuto potessero incidere sul processo di transizione energetica in atto e, con esso, sulla decarbonizzazione del settore trasporti.

DA DOVE RIPARTIAMO

A distanza di due anni, **il quadro è drasticamente mutato,** complicandosi. Nel 2021, con la fine del periodo più buio della pandemia e la conseguente ripresa delle attività economiche, i consumi di greggio e carburanti hanno esibito un trend di crescita superiore alle aspettative sia su scala globale che a livello europeo e nazionale. Tuttavia, a fronte della ripartenza della domanda, l'offerta ha faticato a tenere il passo. Pertanto, se il 2020 era stato connotato da uno shock di domanda senza precedenti, in ragione delle severe limitazioni alla libertà di circolazione che avevano colpito il settore trasporti, il 2021 è stato caratterizzato da molteplici criticità lato offerta.

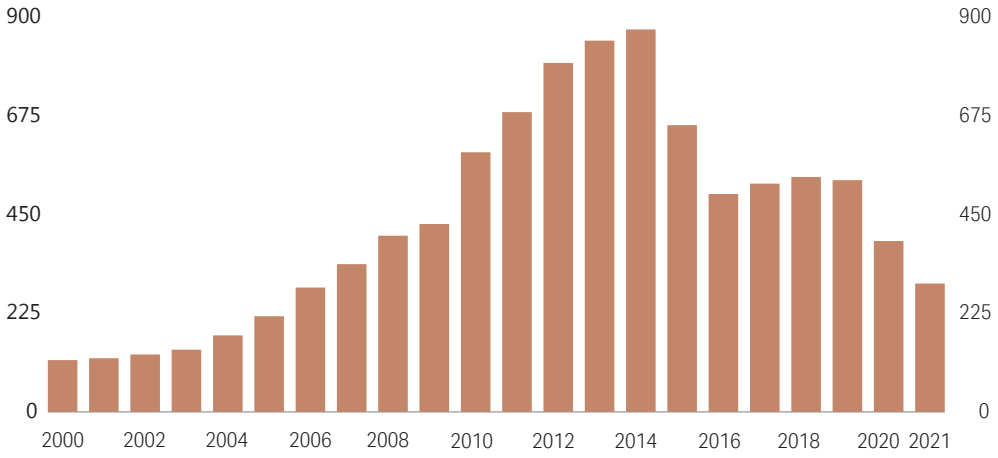
La frenata degli investimenti nell'upstream petrolifero dal 2014 in avanti ha seriamente compromesso la creazione di nuova capacità produttiva, elemento che è andato sommandosi a tensioni in diversi paesi in seno all'OPEC Plus, all'assottigliamento progressivo della *spare capacity* e delle scorte, alla diminuzione – per la prima volta da 30 anni a questa parte – della capacità di raffinazione mondiale.

Un quadro dei fondamentali reali così diverso rispetto a quello dell'anno precedente è stato il primo *driver* delle quotazioni del Brent, greggio di riferimento per l'Europa, che nel 2021 è cresciuto del 70% rispetto al 2020, portandosi a 71 $/bbl in media annua e toccando punte prossime a 90$/bbl in autunno.

La fine del 2021 presentava, in sostanza, i connotati strutturali tipici di un mercato fragile, poco flessibile e di conseguenza estremamente vulnerabile a qualsivoglia shock lato offerta, potenziale o reale. Non può quindi sorprendere, dato il contesto in cui si innesta, l'impatto della crisi russo-ucraina sui prezzi del greggio. Il *war premium* si è riaffacciato prepotentemente sul mercato portando il barile a superare stabilmente, dal 1° marzo, quota 100. Anche in condizioni di mercato più rilassate, un'"operazione militare" di simile portata avrebbe determinato oscillazioni violente e repentine dei prezzi, in quanto coinvolge un attore primario del sistema energetico mondiale (la Russia), dalle cui forniture dipende la sicurezza energetica di numerosi stati, europei e asiatici.

Il momento in cui ci troviamo ci pone quindi di fronte a due principali ordini di considerazioni: 1) il rialzo dei prezzi del petrolio (e del gas) induce a riflettere **sull'adeguatezza della programmata accelerazione dei piani di decarbonizzazione europei** che, escludendo l'evoluzione delle tecnologie esistenti, hanno determinato una carenza

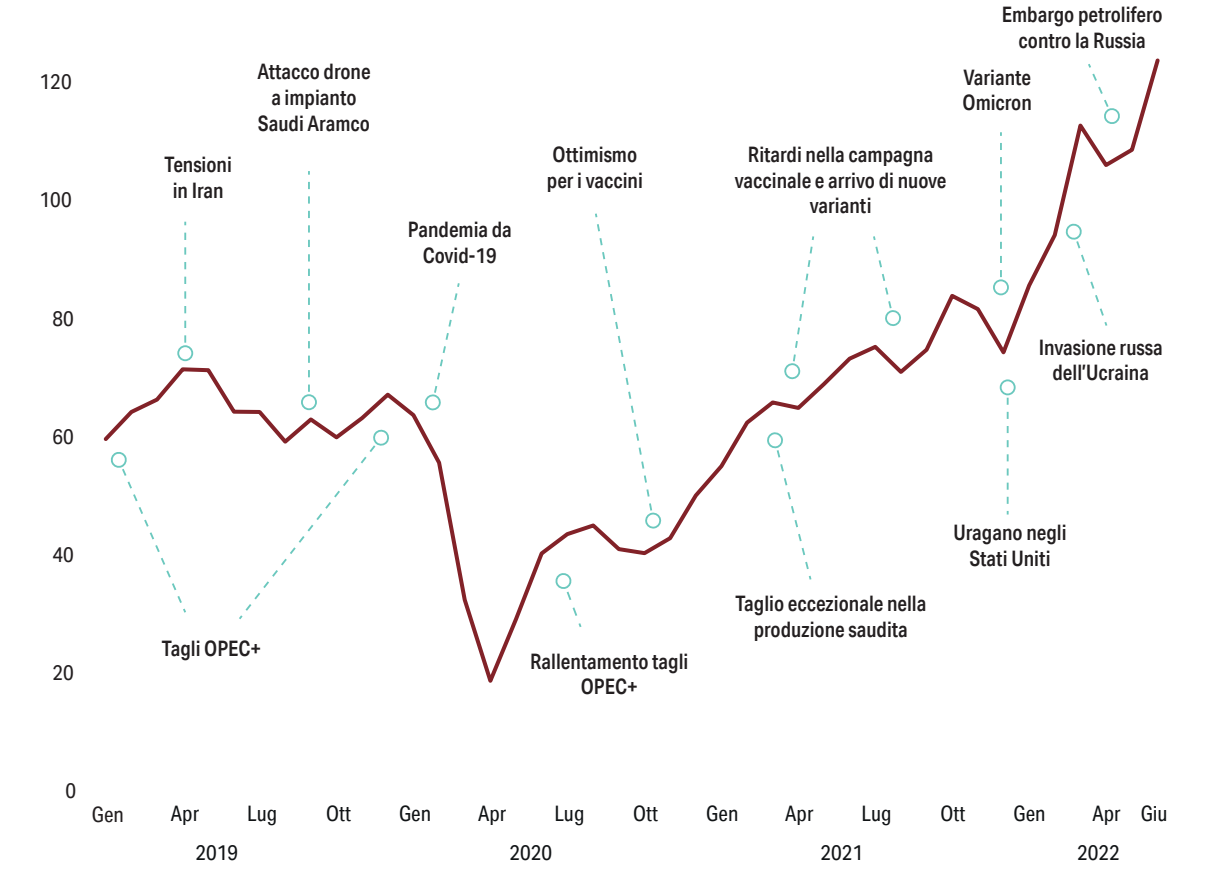
Investimenti mondiali in E&P
(miliardi di dollari)



Fonte: elaborazioni Rie su dati Oil&Gas Journal e Rystad Energy

Andamento del Brent e principali avvenimenti di rilievo internazionale

(doll/bbl)



Fonte: elaborazioni Rie su dati Ice

di investimenti nelle infrastrutture produttive e logistiche di quelle fonti che oggi garantiscono il nostro approvvigionamento energetico. Ciò ha in parte determinato una delle componenti strutturali dei menzionati rialzi, vale a dire la scarsità di investimenti in fonti tradizionali. 2) La **forte dipendenza energetica dalla Russia amplifica i rischi di vulnerabilità** economica e politica degli Stati che ne sono coinvolti, riportando sul tavolo il tema – negli ultimi anni meno dibattuto – della sicurezza energetica nazionale.

L'embargo verso il petrolio russo e i suoi derivati mette ancor di più in evidenza questo aspetto e la sua più ovvia implicazione, ossia la necessaria salvaguardia di **asset strategici quali le raffinerie domestiche:** il loro affossamento comprometterebbe ulteriormente la sicurezza degli approvvigionamenti ed ostacolerebbe il loro riorientamento verso la realizzazione di prodotti a minor impronta carbonica.

La sicurezza energetica: un concetto sempre più ampio

La sicurezza energetica assume significati diversi in relazione a differenti situazioni e differenti categorie di persone. Questa assenza di univocità afferisce alla specifica localizzazione geografica di ogni sistema, quel che a sua volta determina criticità specifiche e non generalizzabili in termini di sicurezza.

Ciò premesso, la terminologia utilizzata in materia ha subito diverse evoluzioni nel tempo. Alle due dimensioni storiche impiegate per definire la sicurezza di un dato sistema energetico – availability (disponibilità di forniture continue) e affordability (a prezzi sostenibili) – sono andate affiancandosi più di recente due nuove prospettive che contemplano i temi rispettivamente della povertà energetica e dei cambiamenti climatici: accessibility (a cui tutti possono accedere), e acceptability (accettate dalla comunità sul piano tecnologico, in connessione al rischio clima).

Ancora più di recente, è stata coniata una nuova definizione di sicurezza energetica, da intendersi come la "bassa vulnerabilità di sistemi energetici vitali" (Jewell et al. 2014).

Un simile approccio, che pur integra le diverse dimensioni menzionate, considera la vulnerabilità come il combinato disposto dell'esposizione al rischio e della resilienza di un dato sistema. Il rischio può essere di diversa natura, infatti si distinguono distruzioni di breve termine (shock) e condizioni di tensione di più lungo termine (stress) che a loro volta si differenziano dai rischi di natura economica (affordability intesa come prezzi che non impediscono il normale svolgersi delle attività economiche e sociali) e fisica (carenza di risorse).

Quanto all'origine del rischio, essa può derivare da: (1) sovranità e potere negoziale (sovereignty): quando il rischio muove da attori sociali esterni al sistema che agiscono intenzionalmente per creare una situazione di rischio; (2) compromissione della solidità (robustness): riconducibile a fenomeni naturali e tecnologici come la scarsità delle risorse, l'età media delle infrastrutture o eventi naturali distruttivi; (3) livello di resilienza (resilience), riferito a fattori sociali, economici e tecnologici quali la capacità di riserva disponibile, il livello delle scorte, l'esistenza di piani di emergenza, la diversificazione dei fornitori e quella tecnologica.

A fronte di diversi tipi di rischio per natura e origine, la resilienza si misura in termini di diversificazione e flessibilità di un dato sistema rispetto a situazioni inattese.

Parallelamente, nel riferirsi a sistemi vitali, questo approccio alla sicurezza energetica prende anche in considerazione il legame tra risorse primarie, tecnologie, infrastrutture e usi energetici finali (ambito settoriale) stabilito dall'andamento dei flussi energetici su scala nazionale, regionale o globale (ambito geografico).

Secondo questa definizione, **il contesto attuale mostra appieno la sua elevata complessità e rischiosità**: i rischi legati a situazioni di stress avviatesi prima dello scoppio del conflitto tra Russia e Ucraina si sommano a quelli di natura economica, dati gli elevati prezzi di greggio, derivati e gas che si riverberano sensibilmente sui singoli e sulle attività economiche.

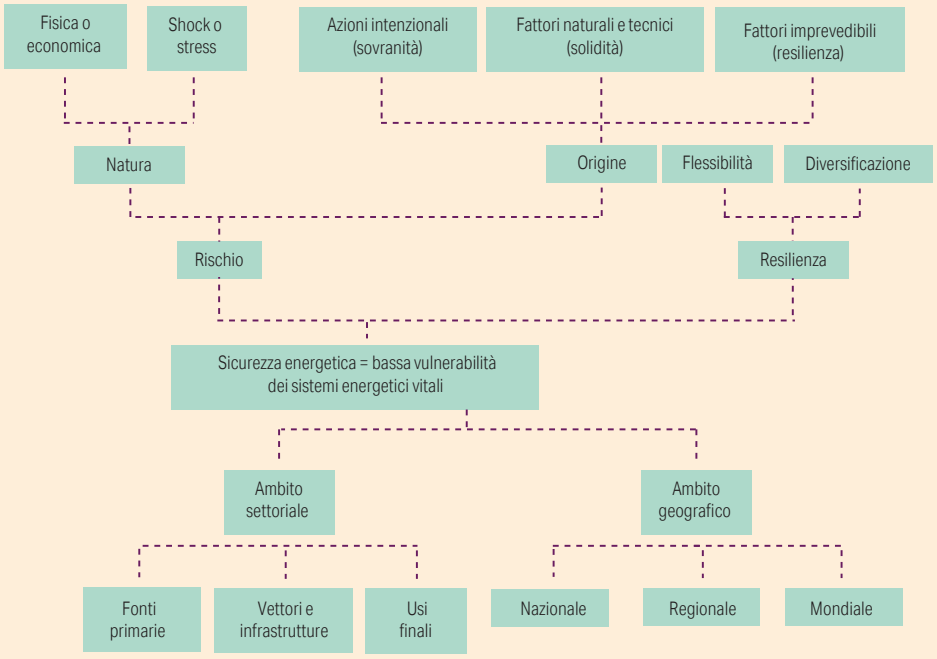
Al contempo, misure sanzionatorie come l'embargo UE verso il petrolio russo o la riduzione dei flussi di gas verso alcuni paesi europei (tra cui l'Italia) per decisione unilaterale di Mosca potrebbero determinare una situazione contingente di shock tale da esasperare ulteriormente un quadro già di per sé molto critico.

Sul fronte dell'origine del rischio, la situazione corrente rientra appieno nell'ambito della menzionata sovereignty, pur esercitata da due attori diversi. L'embargo su petrolio e prodotti deciso dall'UE rischia di essere in primis un'auto-sanzione in quanto si scontra con un sistema poco resiliente: l'ammanco di diesel russo – che conta per il 50% delle importazioni UE di questo prodotto - può essere rimpiazzato dal sistema di raffinazione esistente, da anni bersaglio di normative sempre più severe che ne hanno fortemente minato la competitività e ridotto la capacità di lavorazione, o da tecnologie alternative? In altre parole, siamo in posses-

so di quella flessibilità e diversificazione che consentirebbe di essere resilienti a un simile shock di offerta? Le stesse domande valgono a fronte della riduzione dei flussi di gas decisa dalla Russia verso alcuni paesi europei, tra cui il nostro che, lo ricordiamo, dipende da questa fonte per il 41% dei suoi consumi energetici.

È in queste risposte, o meglio nella loro assenza, che le preoccupazioni legate alla sicurezza energetica europea, e quindi anche italiana, emergono con pienezza, evidenziando come sia importante mantenere un sistema competitivo e resiliente, accompagnandolo nella sua fase evolutiva.

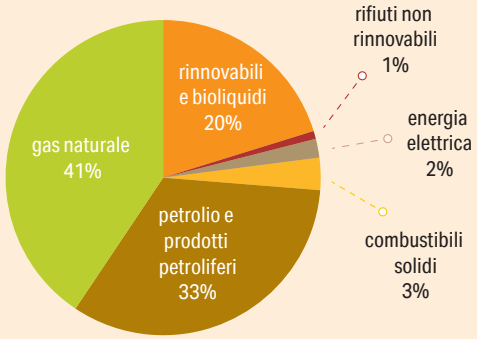
Le componenti della sicurezza energetica



Fonte: elaborazioni Rie su dati Ice

Mix energetico nazionale 2020

(%)



Fonte: Ministero della Transizione Ecologica

In aggiunta, lo spettro dell'eventuale ammanco di una fonte ancora centrale nei trasporti su strada, quale il diesel, sottolinea quanto siamo lontani dal poterne fare a meno e quanto sarebbe importante – in luogo di una sua demonizzazione – affiancarne la transizione verso la sua forma evoluta e decarbonizzata: sia essa di natura biologica (biodiesel) o sintetica (e-diesel).

Ma servono chiarezza, consapevolezza e lungimiranza.

PIÙ SCENARI PER UN OBIETTIVO COMUNE

Anche oggi, la domanda che ci eravamo posti due anni fa torna sul tavolo: **la transizione subirà una frenata o un'accelerazione?** Ciò che colpisce è che, nonostante la profonda diversità degli elementi al contorno nei due contesti delineati (*lockdown* nel 2020 e guerra nel 2022), l'interrogativo ultimo sia rimasto lo stesso. Due anni fa, con prezzi del petrolio (e del gas) ai minimi storici, ci si chiedeva se le rinnovabili sarebbero state competitive sul versante dei costi e se gli elevati investimenti necessari per poter arrivare ad una diffusione su larga scala delle nuove tecnologie *low carbon* avrebbero trovato adeguato supporto in un'economia mondiale in recessione profonda.

Due anni dopo, con prezzi superiori a quelli di allora di 100 $/bbl per via di un'offerta che arranca a tenere il passo dei consumi, ci interroghiamo sugli errori del passato e sul fatto che scelte votate ad un accompagnamento più graduale della transizione avrebbero forse evitato l'estrema vulnerabilità del mercato attuale. Non potendo retroagire, **l'obiettivo che qui si vuole perseguire è quello di guidare il percorso futuro eliminando alcuni colli di bottiglia che impediscono la definizione di più traiettorie, tutte rivolte a traguardare il medesimo risultato: la decarbonizzazione del sistema energetico**.

Certamente, occorre integrare il nuovo contesto in tutte le analisi volte a delineare gli scenari verso cui si orienterà il settore trasporti. La pandemia e la guerra tra Russia e Ucraina rappresentano due grandi punti di rottura rispetto ad un passato molto vicino in cui si pensava che la transizione fosse rapida e poco costosa. **Due eventi che dimostrano la fragilità del percorso delineato e che portano giocoforza a ripensare pragmaticamente gli strumenti previsti nel**

percorso di decarbonizzazione, almeno in relazione all'orizzonte 2030.

Gli avvenimenti dell'ultimo biennio hanno dimostrato quanto la politica energetica di un Paese sia, nella sostanza, anche la politica sociale ed economica di quel Paese. Dalla capacità di avere un sistema energetico sicuro, resiliente ed economicamente efficiente dipende la capacità di sviluppo del Paese stesso, nonché quella del sistema produttivo di evolversi e garantire occupazione, crescita, benessere economico e sociale. Hanno anche sottolineato come sia stato un errore immaginare in tempi troppo brevi di poter fare a meno di alcune fonti energetiche arrivando, dietro questa convinzione, a non occuparci più delle loro esigenze di sviluppo e trasformazione.

Tuttavia, **la sfida ai cambiamenti climatici resta prioritaria** e non può venir meno il nostro impegno nell'affrontarla. Siamo però richiamati al **pragmatismo e alla concretezza**, elementi essenziali per individuare un percorso che sappia accompagnare l'evoluzione del sistema energetico e che sappia affiancare la trasformazione del nostro sistema produttivo verso modelli più sostenibili, garantendo - oltre alla sicurezza delle forniture - anche una sostenibilità economica e sociale.

Riportando il discorso entro il perimetro del **settore trasporti**, il momento attuale ci porta inevitabilmente a tenere in considerazione più scenari. Seguirne uno solo, focalizzato sul dominio di una tecnologia a discapito delle altre, non si prefigura come una scelta ottimale né razionale. Se dovessimo ragionare in modo grafico, **il futuro del settore non dovrebbe essere rappresentato da una linea retta, definita da un'unica soluzione verso cui tendere; è molto più ragionevole (e probabile) che trovi la sua adeguata rappresentazione in un grafico ad area**, nell'ambito del quale vengono prese in considerazione più opzioni, il cui peso potrà variare a seconda degli sviluppi tecnologici, economici e di filiera. Sicurezza energetica e sostenibilità significano anche poter contare su soluzioni che poggiano su catene del valore presenti e/o realizzabili sul territorio nazionale. Si tratta di una sfida molto complessa ma che non possiamo perdere per non compromettere la competitività della nostra industria e lo sviluppo dell'economia nazionale.

IL NUOVO STUDIO RIE-UNEM

È in questo quadro complesso ed incerto che si inserisce il nuovo studio realizzato da Rie e Unem volto a fornire una panoramica aggiornata e contestualizzata del settore trasporti italiano, con focus sul segmento stradale leggero. Dopo aver delineato i tratti principali della normativa vigente in materia e le sue previste evoluzioni, verranno passate in rassegna le **opzioni percorribili per la decarbonizzazione del settore. In particolare, i diversi Low Carbon Fuels (LCF)** che le imprese associate possono mettere in campo verranno analizzati sotto il profilo tecnologico, di disponibilità delle materie prime, economico (investimenti necessari) e ambientale (emissioni di CO_2 lungo il ciclo di vita). Si evidenzierà, altresì, il fatto che **alcuni LCF possano risultare valide alternative per il trasporto stradale e cruciali negli altri segmenti di trasporto**, come quelli aereo e marittimo.

Il loro sviluppo sarà quindi necessario per poter realizzare quelle economie di scala e di apprendimento che rappresentano un importante driver di successo nel cammino di penetrazione di una nuova fonte, a sua volta impiegabile in diversi usi finali.

A tale proposito e con finalità dimostrativa, verranno esaminati – con riferimento alla scala nazionale - **due diversi e possibili scenari di penetrazione dei LCF nel trasporto stradale leggero**, entrambi *compliant* rispetto agli obiettivi ambientali 2030 del Pacchetto Fit For 55 (FF55). Nella fattispecie, lo scenario energetico al 2030 di RSE viene confrontato con uno Scenario Alternativo il cui punto di arrivo è identico in termini di emissioni di CO_2 calcolate seguendo un approccio *well to wheel*; **ciò che, invece, differisce in modo evidente sono le ipotesi formulate** in termini di penetrazione delle auto elettriche e, di conseguenza, circa il ruolo dei LCF impiegabili con il motore a combustione interna (ICE).

A tale riguardo, si cercheranno di stimare le risorse economiche da impiegare per l'implementazione dei suddetti scenari, indicando il range di investimenti necessari per l'attuazione di quello alternativo e il costo degli incentivi indispensabili per supportare la penetrazione delle auto elettriche prevista da RSE. L'esercizio di confronto ci porterà anche ad identificare i **fattori abilitanti la realizzazio-**

ne dello scenario alternativo e, per contro, quelli che ne impedirebbero pregiudizialmente il conseguimento.

Un quadro normativo che preservi la profittabilità degli investimenti in LCF, così come il superamento della proposta di *phase-out* dei motori termici al 2035 e la revisione dell'approccio di calcolo delle emissioni di tipo *tank to wheel* sono alcuni fattori dirimenti per la realizzabilità dello scenario alternativo a quello di RSE. La mancata revisione della nuova proposta di Regolamento sugli standard di CO_2 per auto e van, in discussione nell'ambito del Fit for 55, porrebbe, invece, fortissime resistenze alla programmazione degli investimenti necessari eliminando le prospettive di sviluppo degli stessi LCF. In una simile ipotesi, la traiettoria futura del trasporto leggero sarebbe definita solo dal driver normativo e non anche da quello di mercato, a scapito del conseguimento dell'accezione più ampia di sostenibilità che non contempla la sola dimensione ambientale; a scapito del beneficio in termini di economie di scala che ne deriverebbe anche per gli altri segmenti di trasporto, soprattutto per quelli meno adatti all'impiego del motore elettrico (aereo, navale ma anche trasporto pesante su lunghe distanze); a scapito, infine, della ritrovata ed innegabile centralità della sicurezza energetica che, per principio, si basa sulla diversificazione delle fonti impiegabili e sulla possibilità di costruire una filiera di produzione nazionale.

La compresenza di più scenari in grado di conseguire lo stesso obiettivo ambientale è, oggi, il pezzo mancante del puzzle energetico; è, infatti, l'unico modo per conferire **flessibilità** ad un percorso difficile e costoso ma, al contempo, ineludibile e che non può quindi rischiare di dipendere in modo sbilanciato da una sola fonte.

CAPITOLO 2

PER DECARBONIZZARE SERVE CHIAREZZA: L'IMPATTO DEL FIT FOR 55 SUI TRASPORTI

Il nuovo contesto energetico delineatosi nel 2021, complicato dallo stato di guerra che sta affliggendo l'Europa, ha evidenziato la necessità di **ripensare gli strumenti previsti per sostenere il percorso di decarbonizzazione del sistema energetico europeo** e, in particolare, del sistema trasporti.

Negli anni l'attenzione di legislatori e regolatori si è fortemente concentrata su questo settore, data la sua natura tipicamente *energy intensive* e la forte dipendenza dal consumo di petrolio.

Nel Libro bianco dell'Unione Europea, "Roadmap to a Single European Transport Area – Towards a competitive and resource efficient transport system" (Brussels 28.03.2011) è espressamente indicata la frase «The challenge is to break the transport system's dependence on oil without sacrificing its efficiency and compromising mobility»: il problema essenziale è, **dunque, creare una diversificazione di fonti energetiche rispetto al petrolio**, facendo tuttavia attenzione anche al rischio di perdere i benefici connessi alle economie di scala che gli indubbi vantaggi tecnico-economici di questa fonte hanno nel tempo generato.

Una sfida che, almeno nelle intenzioni iniziali, era stata definita in modo realistico, **conciliando l'urgenza della trasformazione con la necessità di non compromettere quell'efficienza, flessibilità e disponibilità** assicurata dai carburanti tradizionali.

Le politiche pubbliche si sono principalmente focalizzate sul **segmento del trasporto stradale**, sia per la presenza di alternative concrete al petrolio (già sul mercato o in fase sperimentale), sia per i minori tempi e investimenti relativi al ricambio del parco auto rispetto ai segmenti aereo e marittimo che, peraltro, presentano un perimetro di azione a

scala globale. Da qui, la fissazione, a livello europeo e a cascata nazionale, di obiettivi e normative sempre più ambiziosi e stringenti volti a favorire la riduzione delle emissioni associate ad agenti inquinanti e climalteranti dei veicoli leggeri e pesanti.

Tuttavia, quella sana conciliazione di esigenze, ugualmente importanti, indicata nella Roadmap del 2011 è andata perdendosi, lasciando il posto ad un ginepraio di norme, target, politiche e proposte che – nel loro assieme – restituiscono **un quadro complesso, incoerente e lacunoso** che punta in modo sbilanciato, quasi esclusivo, sulla penetrazione del motore elettrico, a scapito di altre opzioni altrettanto valide nel perseguimento del comune ed imprescindibile obiettivo di decarbonizzazione del settore.

Una linea, quella adottata dall'UE e culminata nel pacchetto di iniziative noto come Fit for 55, del tutto disancorata dalle logiche di mercato e dal **principio della neutralità tecnologica** secondo il quale le politiche non dovrebbero sostenere pregiudizialmente la tecnologia x, quando lo stesso obiettivo ambientale potrebbe essere raggiunto in modo altrettanto efficace attraverso la tecnologia y o z.

In pratica, invece di sostenere la competizione tra le diverse tecnologie, gli Stati membri si sono dotati di una congerie di politiche, la cui interazione genera risultati controintuitivi e a volte difficili da comprendere, **in quanto le stesse soluzioni che vengono incentivate con una mano sono scoraggiate con l'altra**.

È in questo quadro farraginoso e contraddittorio che due intere filiere produttive – quella energetica e quella dell'automotive – sono chiamate a orientarsi, programmare e investire.

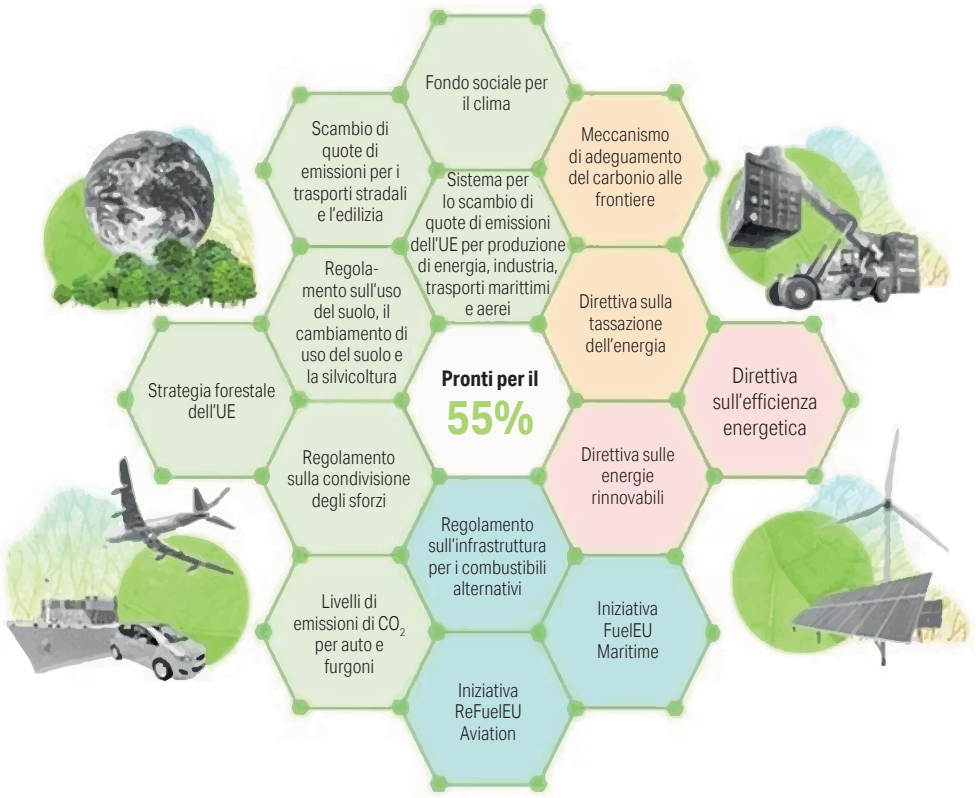
Nel seguito, vengono analizzati i principali contenuti e aspetti critici delle proposte avanzate nel Fit for 55 che più direttamente impattano sul settore dei trasporti, cercando di evidenziare – laddove possibile – le incoerenze che emergono al loro interno e rispetto alla normativa vigente.

ORIGINE, COMPOSIZIONE E ASPETTI CRITICI GENERALI DEL PACCHETTO FIT FOR 55

Il pacchetto di iniziative presentato il 14 luglio 2021 dalla Commissione Europea sotto il nome di Fit for 55 contiene un'articolata serie di proposte legislative (14 tra direttive e regolamenti) per raggiungere entro il 2030 gli obiettivi del "Green Deal", attraverso l'allineamento della normativa vigente in materia di clima ed energia ai nuovi target, in particolare alla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra del 55% rispetto ai livelli del 1990, nella prospettiva della "carbon neutrality" entro il 2050. L'obiettivo del 55%, reso vincolante dalla Legge europea sul clima[1], rappresenta il contributo a livello nazionale (*National Determined Contribution* - NDC) dell'UE e dei suoi Stati membri trasmesso alla Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC) nell'ambito degli obiettivi dell'Accordo di Parigi (12 dicembre 2015).

1 Regolamento CEE/UE 30 giugno 2021, n. 1119, entrato in vigore il 29 luglio 2021.

Articolazione delle proposte Fit for 55



Fonte: Commissione Europea

La rilevanza del pacchetto Fit for 55, quale strumento per il mantenimento degli impegni presi con l'Accordo del 2015, è stata ribadita anche nelle conclusioni con cui il 6 ottobre 2021 il Consiglio dei ministri dell'ambiente dell'UE ha definito la posizione negoziale dell'Unione alla COP26. Le 14 proposte facenti parte del pacchetto, strettamente interconnesse, trasversali e, nelle intenzioni, complementari, intervengono su diversi settori e ambiti: clima, energia e combustibili, **trasporti,** edilizia, uso del suolo.

Dato il focus del presente studio, la disamina che segue si concentra sul settore trasporti le cui emissioni di gas serra rappresentano attualmente il 28% circa di quelle totali dell'UE, di cui il 20,4% attribuibili al segmento stradale, il 3,8% a quello aereo e il 4% a quello marittimo[1]. L'obiettivo indicato dall'UE è di ridurre le emissioni del settore del 90% entro il 2050. Secondo la Commissione, la transizione verso un sistema di mobilità "green" è già iniziata, ma deve essere accelerata per perseguire soluzioni atte a ridurre l'impatto emissivo, garantire sostenibilità, convenienza e accesso per tutti i cittadini alle diverse tipologie di trasporto e logistica.

Il pacchetto, pur dettando obiettivi condivisibili, pone l'asticella a livelli molto elevati e ambiziosi, in tempi difficilmente realizzabili per i sistemi energetici ed industriali. Emergono, inoltre, molti dubbi e criticità: sulla effettiva **sostenibilità economica e sociale** degli interventi proposti in termini di costi e di **impatto sulla competitività industriale** delle imprese dell'Unione; sulla **reale possibilità di realizzare in breve tempo profonde riconversioni industriali**, ad iniziare da quella nell'intera filiera automobilistica che mette a rischio il futuro di molte imprese; sul **fattore occupazionale** e, infine sulla, **sicurezza energetica**. Fattore, quest'ultimo, di fondamentale importanza, come sta emergendo in modo sem*pre* più preoccupante a seguito dell'invasione russa dell'Ucraina. Inoltre, nelle varie proposte sono presenti **diverse incoerenze** in relazione ad alcuni aspetti cruciali: in primis, la differente considerazione che emerge dalle iniziative riguardanti i **Low Carbon Fuels (LCF), esclusi dal futuro dei trasporti leggeri su strada a favore della penetrazione elettrica, ma considerati cruciali nelle proposte relative alla decarbonizzazione dei segmenti aereo e marittimo**: una distonia che non tiene conto di quanto la

1 Fonte: Commissione Europea.

creazione di economie di scala e di apprendimento rappresenti un driver di successo nel cammino di penetrazione di una nuova fonte, a sua volta impiegabile in diversi usi finali.

LE PROPOSTE IMPATTANTI SUI TRASPORTI

PROPOSTA DI REGOLAMENTO COM (2021)556 - MODIFICA DEL REGOLAMENTO SUGLI STANDARD EMISSIVI DI CO_2 PER AUTO E VEICOLI COMMERCIALI LEGGERI

Contenuti

La proposta mira ad accelerare la produzione e vendita di veicoli a basse o zero emissioni (allo scarico) sulla base del percorso net *zero emission* al 2050. Gli standard emissivi di CO_2 sono considerati dalla Commissione come fattori chiave per la riduzione delle emissioni nel settore trasporti su strada. Da qui la proposta di rafforzare ulteriormente gli standard attuali: il limite di 95 g/km per le auto e i veicoli commerciali leggeri dovrà essere ridotto rispettivamente del 55% e del 50% (oggi 37,5% e 31%) e) a partire dal 2030 e del 100% dal 2035. L'intento sarebbe di fornire un segnale per guidare gli investimenti del settore automobilistico verso tecnologie definite arbitrariamente a zero emissioni in quanto misurate solo allo scarico, nonché stimolare le infrastrutture per la ricarica elettrica[1].

Riduzione limiti emissivi CO_2

Anno	Auto		Van	
	Vecchio	Nuovo	Vecchio	Nuovo
2025	15%	15%	15%	15%
2030	37,5%	55,%	31%	50%
2035	—	100%	—	100%

Fonte: Commissione Europea.

Secondo la Commissione, l'innovazione nella mobilità a emissioni zero è fondamentale per mantenere la leadership dell'industria UE nella tecnologia automobilistica, nonché

1 La proposta della Commissione prevede la soppressione dal 2030 del meccanismo di incentivazione previsto per i produttori di veicoli a basse e a zero emissioni (zero or low emissions, ZLEV). La Commissione ritiene che, dati gli obiettivi più rigorosi in materia di emissioni a partire dal 2030, i costruttori dovranno immettere sul mercato dell'Unione un numero significativamente maggiore di veicoli a emissioni zero e che, in tale contesto, il meccanismo di incentivazione "ZLEV" non sarebbe più funzionale alla sua finalità originaria. In conseguenza della soppressione degli incentivi dal 2030, pertanto, il meccanismo ZLEV si applicherà, dal 2025 al 2029, adeguando l'obiettivo specifico per le emissioni di un costruttore sulla base della citata quota del 15% di veicoli a zero e a basse emissioni all'interno del proprio parco veicoli.

per stimolare l'occupazione nelle nuove tecnologie, omettendo però di calcolare le emissioni sull'intero ciclo di vita con il rischio di ottenere risultati contrari e fortemente penalizzanti per l'industria continentale, senza reali benefici in termini di riduzione delle emissioni climalteranti.

Criticità

Si tratta di una delle proposte a maggior criticità del pacchetto. **Le emissioni continueranno ad essere misurate solo allo scarico (*tank-to-wheel*), mentre più correttamente dovrebbero essere calcolate sull'intero ciclo di vita** del prodotto/vettore energetico (*Life Cycle Assessments*). L'attuale metodo di calcolo punta, di fatto, alla completa elettrificazione dei trasporti leggeri su strada a livello UE, escludendo differenti modalità come, ad esempio, i motori endotermici alimentati da *Low Carbon Fuels* (LCF). In breve, **non si considera il principio di neutralità tecnologica**.

D'altra parte, è molto probabile che al 2035 le fonti elettriche rinnovabili non saranno in grado di coprire tutto il fabbisogno, soprattutto quello incrementale derivante dall'elettrificazione dei trasporti; di conseguenza, non sarebbe raggiunto l'obiettivo di decarbonizzare il trasporto leggero.

Inoltre, un approccio basato unicamente sulle emissioni allo scarico non tiene conto di altri aspetti ugualmente importanti nel valutare la bontà di un'opzione rispetto ad un'altra e dunque non si può considerare corretto. Lo studio condotto nel 2020 da Rie proponeva l'adozione di un'analisi multi-criteri al fine di confrontare in modo razionale ed esaustivo un dato set di alternative. Oltre alla dimensione prettamente ambientale, erano quindi state considerate anche quella economica, sociale-lavorativa, energetica, territoriale e di sicurezza energetica. Attraverso un opportuno sistema di pesi e misure, si arrivava a delineare un ordine di preferenza tra le diverse opzioni considerate agli orizzonti 2030 e 2050.

L'analisi base e le relative sensibilità avevano dimostrato come, per il trasporto stradale leggero, le alternative preferibili al 2030 fossero quelle caratterizzate dalla combinazione di motori endotermici ed elettrici, vale a dire i veicoli ibridi (*Hybrid Electric Vehicle*- HEV). In presenza di una sensibile riduzione dei relativi costi di acquisto, la preferenza si spostava verso le vetture plug-in (*Plug-in Hybrid Electric*

Vehicle -PHEV), in grado di superare almeno in parte i condizionamenti propri della trazione elettrica pura in termini di *range anxiety* e *recharge anxiety*. L'eliminazione dei powertrain endotermici va in direzione opposta a questo ordine di preferibilità, forzando una dinamica che – al di là della sua concreta fattibilità – non trova supporto in una valutazione esaustiva e razionale delle opzioni disponibili.

La proposta COM (2021) 556 non considera il fondato rischio di determinare la **delocalizzazione delle filiere interne della mobilità**. Poiché a partire dal 2036 nell'UE non si venderebbero più auto e furgoni dotati di motore endotermico (inclusi i veicoli elettrificati quali ibridi e plug-in), la proposta avrebbe un forte impatto sui settori dell'*automotive*, della raffinazione petrolifera e delle materie prime rinnovabili. Prospettiva confermata dalla incomprensibile e persistente assenza di una politica di sostegno (anche nel PNRR) alla loro riconversione produttiva, già prevista dai precedenti obiettivi di decarbonizzazione.

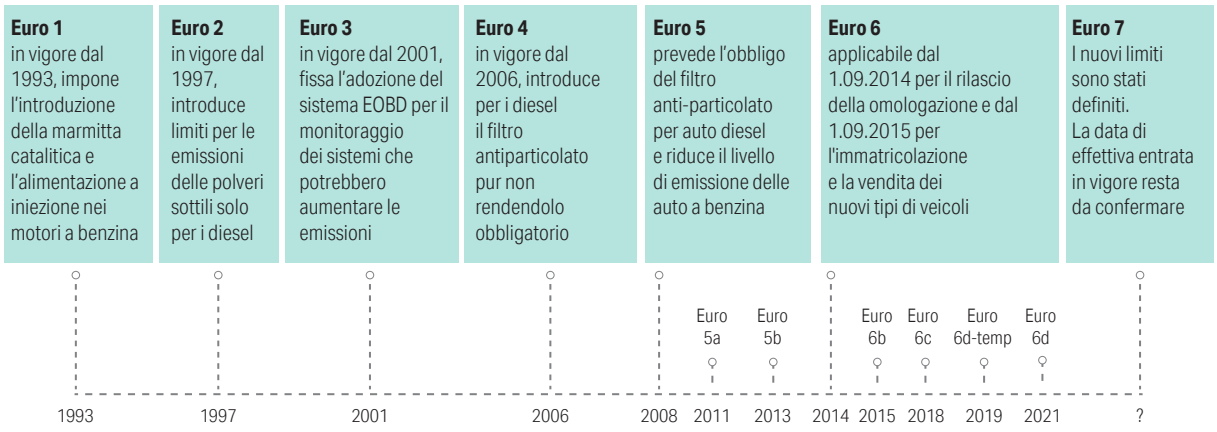
L'Europa è tra i maggiori produttori mondiali di veicoli a motore e gode di una leadership tecnologica. Ad oggi, l'industria automobilistica europea rappresenta oltre il 7% del PIL europeo e garantisce 14,6 milioni posti di lavoro. Vengono quindi messi a rischio il suo vantaggio competitivo industriale e il suo peso politico nei confronti di altri attori. Vale infatti rammentare che la Cina è il più grande produttore di batterie al litio per veicoli elettrici e controlla circa la metà del mercato mondiale, seguita da Giappone e Corea del Sud; è altresì leader mondiale nella produzione di inverter e di motori elettrici che costituiscono i componenti principali di un'auto elettrica. I più grandi produttori di litio, essenziale per la costruzione delle batterie, sono invece Australia, Cile e Argentina che, congiuntamente, coprono il 90% circa della produzione mondiale.

Altro elemento fondamentale è il cobalto, il cui mercato rischia di finire in deficit di offerta a seguito della crescita della domanda di batterie e la cui produzione è concentrata per il 60% nella Repubblica Democratica del Congo, un paese altamente instabile. In questo quadro, la competitività dell'industria europea è chiaramente a rischio e l'Italia non rappresenta un'eccezione: è ad oggi assente una filiera nazionale dedicata alla produzione di batterie, con i benefici che ne deriverebbero in termini di minori costi, maggiore

indipendenza e sviluppo di tutte quelle competenze necessarie che gravitano attorno alla fase progettuale - produttiva - manutentiva.

Ancora, l'esclusione nel giro di poco più di un decennio dei motori endotermici come si concilia con la definizione dal nuovo **standard emissivo Euro 7** per le autovetture? Applicati a tutti i mezzi immatricolati a partire dal 1992[1], gli standard Euro hanno definito, nel corso degli anni, limiti sempre più severi per le emissioni di inquinanti atmosferici. La messa a punto di veicoli in grado di rispondere ai suddetti limiti richiede programmazione e investimenti da parte dei costruttori che, tuttavia, devono poter operare in condizioni di certezza. Da questo punto di vista, rinviare al 2025 la decisione sulla messa al bando dei motori endotermici per tenere conto dell'evoluzione tecnologica delle singole fonti, come ha proposto Anfia, potrebbe rappresentare una soluzione.

Evoluzione degli standard europei per veicoli leggeri (Euro 1-7)



Il Commissario europeo per il mercato interno, Thierry Breton, ha annunciato la finalizzazione a breve dello standard Euro 7, inizialmente atteso per lo scorso 5 aprile. Secondo il programma, il nuovo standard[2] dovrebbe teoricamente entrare in vigore nel corso del 2025, lasciando così alle case automobilistiche solo 2 anni e mezzo per uniformarsi (sarebbe

1 I veicoli immatricolati prima del 1992 vengono definiti Euro 0.

2 L'ultimo standard di omologazione Euro 7 dovrebbe prevedere livelli massimi di emissioni molto restrittivi per le vetture con motore a combustione, spingendo al limite l'innovazione tecnologica dell'industria automobilistica. I nuovi limiti però non sono stati ancora definiti.

a questo punto da attendersi un rinvio al 2026). Lo stesso Commissario ha ammesso che gli MCI "avranno ancora molto da dire" e che è importante restare presenti sul mercato mondiale e pensare alle esportazioni.

L'atteggiamento dell'UE appare quindi assai contraddittorio, portando da un lato l'industria di settore ad impegnarsi per raggiungere limiti emissivi degli inquinanti sempre più stringenti nei MCI, ma allo stesso tempo programmando la loro uscita dal mercato dal 2036. Su questo aspetto sembra ripetersi quanto già visto per il settore del gas naturale, ossia una fonte energetica che nel lungo termine si vorrebbe abbandonare, ma che ci si rende conto risultare ancora non sostituibile per un tempo indeterminato.

Infine, come già rilevato e come verrà evidenziato anche più avanti, **quanto proposto non è coerente con le iniziative riguardanti lo sviluppo di combustili sostenibili (REFuels) presenti nelle proposte di regolamento per il trasporto avio e marittimo**, con la proposta di revisione della direttiva RED II e con la proposta di riforma della fiscalità energetica. Infatti, non considerare la possibilità di applicazione dei LCF nel trasporto leggero su strada *ostacola il* raggiungimento delle necessarie economie di scala per la diffusione di questi prodotti, rischiando anche di rendere sterili le misure che li prevedono per altre possibili applicazioni.

Si consideri, in ultimo, che le misure adottate a livello europeo a seguito degli eventi bellici hanno portato ad un ulteriore innalzamento dei livelli di ambizione nel settore energetico, ed in particolare in quello dei trasporti. La RED II (2018) aveva previsto un target al 2030 del 32% di rinnovabili sui consumi finali lordi di energia; la proposta di RED III del luglio 2021 ha poi innalzato tale obiettivo al 40%, sempre da conseguire entro il 2030; in ultimo, le misure di risparmio e sicurezza energetica adottate con il RePower EU hanno ulteriormente incrementato il target al 45%. Nel settore dei trasporti, questi incrementi si sono tradotti nel passaggio dal target del 14% entro il 2030 a quello del 29% previsto nella RED III.

Gli sforzi che saranno richiesti nei prossimi anni per raggiungere tali obiettivi, e l'accelerazione dei processi di transizione energetica, rendono improbabile che anche con riferimento alle modalità elettrificabili si disponga di una capacità pro-

duttiva di energia da rinnovabili tale da consentire la completa decarbonizzazione entro il 2035. In questo quadro, il mantenimento di un ruolo, controllato e verificato, dei LCF nella complessiva strategia di decarbonizzazione del trasporto appare opportuno e necessario.

PROPOSTA DI DIRETTIVA PER LA REVISIONE DEL REGOLAMENTO SUL SISTEMA DI SCAMBIO DELLE QUOTE DI EMISSIONE (ETS) – COM (2021)551 E COM (2021)552

Contenuti

Uno dei pilastri del pacchetto è rappresentato dalla revisione, rafforzamento e ampliamento del sistema di scambio di quote di emissioni di gas effetto serra (sistema ETS). La proposta si basa sui seguenti interventi principali:

- nuovo obiettivo di riduzione delle emissioni nei settori già interessati dall'ETS, pari al 61% (rispetto ai livelli del 2005) entro il 2030 in confronto all'attuale 43%[1];
- per il **trasporto aereo**, riduzione del numero di permessi di emissione rispetto al livello attuale per voli intra-UE (dal 2,2% al 4,2% annuale); eliminazione delle assegnazioni gratuite dal 2026 e corrispondente allineamento al regime di compensazione e riduzione del carbonio per l'aviazione internazionale (CORSIA)[2];
- applicazione dal 2023 dell'ETS al **trasporto marittimo** e segnatamente alle navi superiori alle 5.000 tonnellate, che determinano il 90% delle emissioni del settore;
- introduzione di un sistema ETS, separato da quello per

1 Dal quale deriva un abbassamento del massimale annuo delle emissioni e una corrispondente diminuzione delle quote assegnate nell'ambito del sistema stesso.

2 CORSIA (*Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation*) è un programma internazionale approvato dall'ICAO (Organizzazione Internazionale per l'Aviazione Civile) che mira a stabilizzare le emissioni di CO_2 ai livelli del 2020 richiedendo alle compagnie aeree di compensare la crescita delle loro emissioni dopo il 2020. Questa iniziativa è stata concepita in abbinamento alle misure di riduzione delle emissioni per il settore aereo apportate dai miglioramenti tecnologici, organizzativi e dall'iniziativa "*sustainable aviation fuels*". Le emissioni che si devono compensare nell'ambito del CORSIA sono quelle contemplate dall'Accordo di Parigi, ovvero i voli internazionali, in quanto quelli nazionali sono inclusi nelle azioni dei *National Determined Contributions* (NDC). Come l'Accordo di Parigi, il CORSIA è inizialmente un programma volontario: nelle prime due fasi triennali (dal 2021 al 2026) i paesi potranno decidere volontariamente se partecipare o meno al sistema, mentre nell'ultima fase (dal 2027 al 2035) la partecipazione sarà obbligatoria e si stima che potranno essere compensate l'80% delle emissioni al di sopra dei livelli 2020.

gli altri settori, al **trasporto su strada** e agli edifici dal 2026; riguardo il trasporto, si tratta di un sistema non diretto agli utenti, ma mirato ad incentivare i produttori di carburante a fornire fuels a minor impatto carbonico per auto e camion, comprese auto con motore a combustione interna.

Criticità

Le nuove regole dovranno trovare opportuni contrappesi per non comportare impatti negativi sulla competitività del sistema industriale UE: l'aumento degli obiettivi ambientali richiede un rafforzamento delle misure di protezione dal Carbon Leakage per evitare fenomeni di delocalizzazione nel settore industriale.

Proposta di Regolamento ReFuel Aviation COM (2021)561

Contenuti

Gli aeromobili a emissioni zero non sono ancora disponibili sul mercato e una loro diffusione su larga scala sarà possibile solo in tempi molto lunghi. Le opzioni per ridurre le emissioni di carbonio dell'aviazione sono, quindi, limitate. La Commissione europea ha, così, proposto di decarbonizzare i carburanti impiegati, in quanto rimarranno la norma per alimentare i velivoli per molti anni a venire.

La proposta contiene ambiziosi obiettivi obbligatori e si concentra in particolare sui carburanti più innovativi e sostenibili (*Sustainable Aviation Fuel* - SAF), in particolare sugli e-fuels, che possono consentire un risparmio di emissioni fino all'80% o al 100% rispetto a combustibili fossili. L'iniziativa ReFuelEU Aviation obbligherà il **jet fuel caricato sugli aerei negli aeroporti comunitari ad essere in misura crescente di origine biologica o a utilizzare e-fuel**. I target proposti sono:

- 2% entro il 2025
- 5% entro il 2030, di cui 0,7 e-fuels
- 20% entro il 2035, di cui 5% e-fuels
- 32% entro il 2040, di cui 8% e-fuels
- 38% entro il 2045, di cui 11% e-fuels
- 63% entro il 2050, di cui 28% e-fuels

Nelle intenzioni, ciò fornirà segnali di lungo termine al mercato. Secondo i piani della Commissione, ulteriori contributi alla riduzione delle emissioni nel settore proverranno dalle misure complementari relative alla riforma dell'ETS, alla revisione della tassazione energetica, al regolamento sull'infrastruttura per i combustibili alternativi.

Criticità

La proposta della Commissione di optare per carburanti via via a minor impatto carbonico (LCF) si concilia con l'esito dell'analisi multi-criteri condotta sul segmento aereo due anni fa. Dalle nostre valutazioni, non emergevano leve attivabili per modificare sensibilmente il ruolo del jet fuel ad un orizzonte ravvicinato quale il 2030; tuttavia si intravedeva una crescita interessante del contributo dei SAF, prima di tipo HVO (*Hydrotreated Vegetable Oil*) e poi sintetici; questi ultimi presentano un ottimo potenziale di riduzione delle emissioni rispetto al jet fuel fossile, al contempo utilizzando feedstock che non pongono vincoli di disponibilità.

Tuttavia, poggiano su processi produttivi ancora costosi: la creazione di economie di scala, insieme allo sviluppo tecnologico, risultano quindi fattori centrali per una loro significativa penetrazione.

Un quadro legislativo che escluda i LCF per il trasporto stradale potrebbe pregiudicare gli investimenti per il loro sviluppo e il raggiungimento delle necessarie economie di scala nella loro produzione, ostacolando quindi anche la decarbonizzazione del trasporto aereo.

PROPOSTA DI REGOLAMENTO REFUEL MARITIME COM (2021)562

Contenuti

Questa proposta afferisce all'uso dei combustibili alternativi nei trasporti marittimi, in cui sono presi in esame tutti i *fuels* rinnovabili e *low-carbon* compreso l'idrogeno "decarbonizzato" e i suoi derivati, come metanolo e ammoniaca.

Il settore marittimo si basa oggi quasi interamente su idrocarburi liquidi considerati dall'UE altamente inquinanti e

ad alta intensità di carbonio (oli combustibili pesanti, oli a basso tenore di zolfo, gasolio marino).

La proposta mira ad accelerare la decarbonizzazione del settore attraverso incentivi all'utilizzo di carburanti marittimi sostenibili e di tecnologie a zero emissioni e l'introduzione di una norma che limita l'intensità dei gas serra nell'energia utilizzata sulle navi rispetto al 2020.

Si prevede che vengano fissati target sulla *carbon intensity* dei *fuels* valutati con il sistema *well-to-wake* (criterio simile al *well-to-wheel* per i veicoli stradali).

ReFuel Maritime: obiettivi sui limiti intensità di GHG dell'energia utilizzata a bordo

2025	2030	2035	2040	2045	2050
-2%	-6%	-13%	-26%	-59%	-75%

Fonte: Commissione Europea

La proposta Refuel Maritime è complementare all'ambito di applicazione del sistema ETS e a quella sulla revisione della direttiva sulla tassazione dell'energia, prevedendo aliquote minime di tassazione sui carburanti sostenibili utilizzati per i traghetti intra-UE, la pesca e navi mercantili. Infine, per sostenere l'uso di combustibili puliti all'ormeggio, il nuovo regolamento sulle infrastrutture per i combustibili alternativi richiede ai porti marittimi TEN-T (Trans-European Transport Network) di installare la fornitura di energia elettrica per soddisfare la domanda di almeno il 90% di navi portacontainer e passeggeri che fanno scalo in quel porto.

È previsto l'obbligo per la maggior parte delle navi inquinanti di collegarsi alla rete elettrica a terra o utilizzare tecnologie a emissioni zero all'ormeggio.

Criticità

In analogia con quanto detto prima, un quadro legislativo che escluda i LCF per il trasporto stradale può pregiudicare gli investimenti per il loro sviluppo e il raggiungimento di economie di scala nella produzione, ostacolando conseguentemente anche la decarbonizzazione del trasporto marittimo.

PROPOSTA DI REVISIONE DELLA DIRETTIVA PER LA PROMOZIONE DELLE ENERGIE RINNOVABILI (RED II) - COM (2021)557

Contenuti

Viene previsto l'aumento della quota di fonti rinnovabili nel consumo energetico dell'UE: dal precedente 32% al 40%. All'interno di questo obiettivo sono considerate una serie di misure e limiti molto articolati. Nel settore dei trasporti, viene eliminato il meccanismo delle quote minime di miscelazione di energia rinnovabile nella benzina e nel diesel, lasciando solo l'obbligo basato sulla *carbon intensity* dei carburanti utilizzando una quota minima di *fuels* avanzati. Entro il 2030 si dovrà passare dall'attuale taglio del 6% dell'intensità carbonica ad una riduzione del 13%, aumentando il sotto-obiettivo per i biocarburanti avanzati da almeno lo 0,2 % nel 2022 allo 0,5 % nel 2025 e al 2,2 % nel 2030, nonché introducendo un sotto-obiettivo del 2,6 % per i combustibili rinnovabili di origine non biologica.

La conseguenza è che occorreranno volumi sempre maggiori di biocarburanti per ridurre la *carbon intensity* del 13% richiesto. Ad esempio, utilizzando un biocarburante con un GHG *saving* pari all'80%[1], per rispettare l'obbligo andrebbe miscelato al 20% su tutto il *fuel* immesso in consumo rispetto all'attuale 10%. Viene previsto, inoltre, di estendere il sistema di certificazione europea ai fuels rinnovabili al fine di potervi includere anche l'idrogeno. Vengono fissati target per l'utilizzo di questo vettore allo scopo di decarbonizzare l'industria e i trasporti pesanti[2]. Viene anche proposto un meccanismo di crediti per promuovere la mobilità elettrica, in base al quale gli operatori economici che forniscono energia elettrica rinnovabile ai veicoli elettrici attraverso stazioni di ricarica pubbliche riceveranno crediti che possono vendere ai fornitori di combustibile da usare per soddisfare il loro obbligo.

1 Il risparmio in termini percentuali dipende dal tipo di materia prima da cui deriva il biocarburante. Ad esempio, l'olio di palma dà luogo ai biocarburanti con un GHG *saving* del 60%, un olio usato da cucina può arrivare fino al 90%.

2 Altre misure specifiche comprendono: l'aumento annuo vincolante di 1,1 p.p. di rinnovabili nel riscaldamento e raffrescamento a livello nazionale; l'obiettivo indicativo di 2,1 p.p. di energia rinnovabile e calore e freddo di scarto nel teleriscaldamento e raffreddamento; un nuovo obiettivo indicativo di un aumento annuo di 1,1 p.p. dell'uso di energia rinnovabile nell'industria; un nuovo benchmark per raggiungere almeno il 49% di quota rinnovabile nell'energia utilizzata negli edifici.

La versione della Commissione risulta, peraltro, parzialmente modificata/integrata dal Consiglio e Parlamento europeo, che reintroducono un obiettivo percentuale per il settore trasporti che passa dal 14% al 29%, in termini di peso delle rinnovabili sui consumi energetici complessivi del comparto.

Criticità

È prevista correttamente una valutazione oggettiva del contributo reale dei *fuels* in base alla loro *carbon intensity*, contributo che non è valorizzato in altre proposte del Pacchetto, come nella COM(2021)556 sugli standard emissivi dei veicoli. Risulterà poi importante non limitare l'uso delle materie prime derivanti da rifiuti e residui dell'agricoltura. Sarà anche opportuno chiarire le metodologie per il calcolo del GHG *saving* dei carburanti ottenuti da carbonio riciclato e dei biocarburanti prodotti in *co-processing*. Inoltre, il sistema di crediti andrebbe esteso a tutti i carburanti ottenuti da fonti rinnovabili.

In particolare, risulta importante il metodo di calcolo della riduzione delle emissioni che verrà adottato con atto delegato in riferimento ai RCF (*Recyled Carbon Fuels*), ossia "*combustibili liquidi e gassosi prodotti da flussi di rifiuti liquidi o solidi di origine non rinnovabile*". L'inclusione degli stessi tra i carburanti conteggiabili ai fini dei target della RED III potrebbe essere contraddetta nei fatti da criteri così stringenti da non poter essere praticamente rispettati, o da metodologie di calcolo penalizzanti, come nel caso in cui nell'impatto emissivo non si tenga conto anche delle emissioni indirette risparmiate nell'intero ciclo di vita. È dunque importante che tutto il quadro normativo, non solo primario ma anche attuativo, favorisca una certa coerenza e rispetti il canone della neutralità tecnologica.

PROPOSTA DI DIRETTIVA PER LA RISTRUTTURAZIONE DELLA TASSAZIONE SU PRODOTTI ENERGETICI E ELETTRICITÀ COM (2021)563

Secondo il "Taxation Trends in the European Union 2021", che riporta i dati relativi al 2019, le entrate derivanti dalla tassazione ambientale rappresentano il 5,9% del gettito fiscale riscosso complessivamente nell'UE. La proposta fisca-

le del pacchetto Fit for 55 consiste nella revisione del quadro europeo della tassazione dei prodotti energetici al fine di riallinearla agli obiettivi in materia di clima-energia UE.

Attualmente il sistema è regolato dalla direttiva n. 2003/96/CE (in vigore dal 1° gennaio 2004) che costituisce la cornice europea della tassazione dei prodotti energetici, usati come carburanti e combustibili per riscaldamento, nonché del vettore elettricità. Secondo le regole attuali, i singoli Stati membri sono liberi di fissare le proprie aliquote purché vengano rispettati i minimi fissati a livello europeo.

A distanza di anni dalla sua entrata in vigore la Commissione ritiene che la cornice vada riformata e aggiornata su diversi punti. Tra questi, il fatto che il livello di tassazione dei carburanti non sia correlato al loro effettivo contenuto energetico e quindi al loro impatto ambientale e, di conseguenza, non funzioni da incentivo per gli operatori a investire su innovazioni che rendano più "verdi" le loro produzioni. Lo scopo è inoltre quello di incoraggiare gli Stati membri ad aumentare le proprie entrate da imposte di tipo ecologico.

Una strada per la revisione sarà quella di correlare il peso dell'imposizione, anziché sul volume come succede attualmente nella maggior parte dei casi, al contenuto energetico e alla "prestazione ambientale" dei combustibili e dell'elettricità, andando a tassare di più i prodotti energetici da cui derivano più emissioni di CO_2.

Tutte le aliquote minime saranno espresse in Euro/GJ per consentire agli operatori e ai consumatori il confronto diretto fra fonti energetiche più e meno inquinanti: la Commissione propone una scala di tassazione che va dal massimo grado per i combustibili fossili convenzionali (come gasolio e benzina) al grado minimo per l'elettricità, i biocarburanti sostenibili avanzati, il biogas e i combustibili rinnovabili di origine non biologica come l'idrogeno rinnovabile[1].

I nuovi criteri consentirebbero: una riduzione delle aliquote per i LCF oggi sottoposti alla stessa tassazione del prodotto fossile con cui sono miscelati; comporterebbero lievi aggiustamenti sulle aliquote minime di benzina e gasolio,

1 Altri elementi di intervento saranno l'ampliamento della gamma di prodotti soggetti a tassazione e la revisione delle agevolazioni, ovvero le esenzioni e le aliquote ridotte oggi in vigore.

Proposta	Contenuto principale	Criticità
Pacchetto FIT for 55	Riduzione emissioni del 55% (vs 1990) entro il 2030.	Dubbi su reale efficacia di un simile approccio in assenza di un metodo di calcolo LCA, su sostenibilità economico-sociale degli interventi proposti e su reale possibilità di realizzare in breve tempo enormi riconversioni industriali ad iniziare da filiera automotive; rischi di impatto su competitività delle imprese UE, su occupazione e sicurezza energetica. Diverse incoerenze tra proposte su aspetti fondamentali, quali trattamento LCF.
Regolamento COM(2021)556 Modifica standard emissivi CO_2 per auto e veicoli commerciali leggeri	Limite di 95 g/km per auto e veicoli commerciali leggeri dovrà essere ridotto rispettivamente del 55% e del 50% (oggi 37,5% e 31%) a partire dal 2030 e del 100% dal 2035.	Il metodo di calcolo (TTW e non LCA) punta, di fatto, ad una completa elettrificazione dei trasporti leggeri su strada, penalizzando i LCF e negando un approccio basato sulla neutralità tecnologica. Forte impatto negativo su automotive e raffinazione. Rischi delocalizzazione e occupazionali. Incoerenza con altre proposte del pacchetto che considerano i LCF.
Proposta direttiva per revisione Regolamento ETS COM(2021)551 e COM(2021)552	Riduzione emissioni nei settori già ETS pari al 61% (vs 2005) entro il 2030 in cfr. ad attuale 43%; per trasporto aereo, riduzione numero permessi emissione per voli intra-UE dal 2,2% al 4,2% annuo; eliminazione assegnazioni gratuite dal 2026 e allineamento a regime CORSIA per aviazione internazionale; applicazione dal 2023 dell'ETS al trasporto marittimo per navi >5.000 ton; dal 2026 introduzione sistema ETS separato nel trasporto su strada ed edifici.	Le nuove regole dovranno trovare opportuni contrappesi per non comportare impatti negativi sulla competitività del sistema industriale interno: l'aumento degli obiettivi ambientali richiede un rafforzamento delle misure di protezione dal Carbon Leakage per evitare delocalizzazioni.
Proposta di Regolamento *ReFuel Aviation* COM(2021)561	L'iniziativa obbligherà il jet fuel caricato sugli aerei negli aeroporti UE ad essere in misura crescente di origine biologica o a utilizzare e-fuel secondo una roadmap con target stabiliti.	Un quadro legislativo che escluda i LCF per il trasporto stradale può pregiudicare gli investimenti per il loro sviluppo e il raggiungimento delle necessarie economie di scala, ostacolando anche la decarbonizzazione del trasporto aereo.
Proposta di Regolamento *ReFuel Maritime* COM(2021)562	Accelerare la decarbonizzazione del settore attraverso incentivi all'utilizzo di combustibili sostenibili e di tecnologie a zero emissioni; introduzione di una norma che limiti l'intensità dei gas serra nell'energia utilizzata sulle navi rispetto al 2020.	Un quadro legislativo che escluda i LCF per il trasporto stradale può pregiudicare gli investimenti per il loro sviluppo e il raggiungimento delle necessarie economie di scala, ostacolando anche la decarbonizzazione del trasporto marittimo.
Proposta revisione direttiva per promozione energie rinnovabili COM(2021)557	Aumento da 32% a 40% di fonti rinnovabili nel consumo energetico UE entro il 2030. Nel settore trasporti viene eliminato il meccanismo delle quote minime di miscelazione di energia rinnovabile nella benzina e nel diesel. Entro il 2030 si dovrà passare dall'attuale taglio del 6% della carbon intensity a un taglio del 13%, aumentando il sotto-obiettivo per i biocarburanti avanzati.	Viene prevista una valutazione oggettiva del contributo reale dei fuel in base alla loro carbon intensity, contributo che, invece non è valorizzato invece nella COM (2021)556. Risulterà importante non limitare l'uso delle materie prime derivanti da rifiuti e residui dell'agricoltura.
Proposta direttiva per riforma tassazione prodotti energetici ed elettricità COM(2021)563	Correlare il peso dell'imposizione non sul volume, come oggi nella maggior parte dei casi, ma al contenuto energetico e alla "prestazione ambientale" dei combustibili e dell'elettricità, andando a tassare di più i prodotti energetici da cui derivano più emissioni di CO_2.	I nuovi criteri consentirebbero una riduzione delle aliquote per i LCF oggi sottoposti alla stessa tassazione del prodotto fossile con cui sono miscelati; comporterebbero lievi aggiustamenti su aliquote minime di benzina e gasolio; determinerebbero impatti più significativi sui prodotti gassosi (GPL, GNC e GNL). Importante però sarà il calcolo delle "prestazioni ambientali" dei singoli prodotti senza posizioni pregiudiziali. Occorrerà valutare anche gli effetti della tassazione dei combustibili marina e aviazione.

comunque restando ben al di sotto di quelle oggi applicate in Italia (la più alta d'Europa per il gasolio e la seconda più alta per la benzina); determinerebbero impatti più significativi sui prodotti gassosi (GPL, GNC e GNL), per i quali è però importante calibrarne gli effetti, trattandosi di prodotti di transizione la cui penalizzazione appare in contraddizione con la revisione della direttiva DAFI.

Criticità

Importante sarà il calcolo delle reali «prestazioni ambientali» dei singoli prodotti/vettori energetici senza posizioni pregiudiziali tenendo conto delle possibili evoluzioni motoristiche. Occorrerà valutare attentamente anche gli effetti della tassazione dei combustibili per marina e aviazione, dati i rischi di compromettere la competitività del sistema industriale europeo. Un aspetto da considerare attentamente è gli effetti di una simile tassazione su prodotti come il GNL e i carburanti gassosi in generale dopo averli considerati, per molti anni, i carburanti del futuro.

ALTRE MISURE CONSEGUENTI ALLE PROPOSTE ANALIZZATE

Per realizzare quanto proposto negli ambiti sopra indicati, gli utenti dovranno avere a disposizione un'adeguata rete di infrastrutture. A questo aspetto è dedicata la ***Proposta di regolamento sulle infrastrutture dei combustibili alternativi (COM) 559***. L'iniziativa tenta di assicurare la disponibilità e la fruibilità di una rete capillare e diffusa di infrastrutture per i combustibili alternativi in tutta l'UE, in modo che gli utenti di veicoli alimentati con combustibili alternativi (compresi navi e aeromobili) abbiano la possibilità di potersi muovere mediante infrastrutture chiave quali autostrade, porti e aeroporti, assicurare l'interoperabilità dell'infrastruttura e la disponibilità di informazioni complete per gli utenti. La proposta, dunque, discende e integra altre iniziative del pacchetto.

In relazione ai regolamenti che fissano livelli di prestazione in materia di emissioni di CO_2 delle autovetture nuove e dei veicoli commerciali leggeri, vengono previsti, ad esempio, punti di ricarica per auto e furgoni sulla rete centrale del

network TEN-T per almeno 300 kW potenza ogni 60 km entro il 2025 e almeno 600 kW entro il 2030; sulla rete globale TEN-T almeno 300 kW di potenza ogni 60 km entro il 2030 e almeno 600 kW entro il 2035.

È prevista l'installazione da parte degli Stati membri di almeno una *fuel station* dedicata all'idrogeno ogni 150 Km della TEN-T e in ogni nodo urbano. Nelle intenzioni, l'iniziativa è sinergica anche con la revisione della direttiva sulla promozione dell'energia da fonti rinnovabili, la proposta di regolamento RefuelEU Aviation e la proposta di regolamento FuelEU Maritime.

Per quanto concerne il trasporto via mare e per vie navigabili interne, l'iniziativa prevede l'obbligo, per le navi ormeggiate, di utilizzare elettricità da terra; ciò presuppone che presso i porti sia disponibile una capacità sufficiente di elettricità da terra per fornire le navi passeggeri e le navi container mentre sono ormeggiate, e richiede di poter soddisfare la domanda di gas decarbonizzati (bio-GNL e combustibili gassosi sintetici /e-gas).

L'iniziativa è anche complementare a quella ReFuelEU Aviation, in quanto integra la proposta a favore dei combustibili sostenibili per il trasporto aereo, che in ampia misura non richiedono un'infrastruttura di rifornimento distinta, con disposizioni per la fornitura di elettricità per tutti gli aeromobili in stazionamento.

Inoltre, per ridurre il rischio di far perdere competitività alle industrie europee a causa dell'espansione dell'ETS e indurre gli altri paesi ad intraprendere la decarbonizzazione, il pacchetto Fit for 55 propone anche la creazione di un meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere, noto come **Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)**, che impone una tariffa sui prodotti importati in base al loro impatto carbonico. Lo scopo è di ristabilire una parità di costi tra le produzioni extra UE e quelle interne e neutralizzare la convenienza a delocalizzare le produzioni inquinanti verso Paesi con normative ambientali meno rigorose.

L'Europa dovrebbe utilizzare questo strumento al fine di porsi come "regulatory setter" climatico e rafforzare le proprie relazioni climatiche-strategiche coi paesi allineati agli obiettivi ambientali, in primis gli USA, per accelerare la competizione su questo terreno incentivando altre grandi economie,

quali la Cina, ad implementare i propri impegni per la decarbonizzazione[1]. Il CBAM dovrebbe comunque continuare ad essere affiancato da un sistema ETS a salvaguardia delle esportazioni.

GLI STEP DEL FIT FOR 55

Secondo la complessa procedura legislativa dell'UE, il pacchetto di proposte della Commissione è passato all'esame dei due organi co-legislatori: Consiglio dell'Unione Europea e Parlamento. I due organi possono modificare in modo significativo le proposte, ma devono comunque tener conto dell'obiettivo del 55% definito dalla legge sul Clima.

Le due istituzioni hanno pubblicato solo a fine dicembre 2021 la descrizione del piano di lavoro, con gli aggiornamenti relativi alle diverse proposte. La relazione del presidente del Consiglio sullo "Stato di avanzamento dei lavori" presentata il 20 dicembre riportava un quadro di grande eterogeneità, con posizioni diverse e spesso opposte, dubbi e preoccupazioni diffuse.

In particolare, il Consiglio ha analizzato le proposte all'interno di gruppi di lavoro dove esperti e rappresentanti dei 27 Stati membri ne hanno discusso i contenuti, preparando il terreno per un accordo sul testo legislativo definitivo. Sul Fit for 55, i gruppi hanno lavorato per tutto l'autunno. In parallelo, il Parlamento Europeo, ha esaminato il pacchetto nelle commissioni parlamentari competenti per materia.

Le Commissioni esprimono un parere che concorre a stabilire la linea del Parlamento. Le prime proposte messe in discussione alla Commissione ambiente hanno riguardato la riduzione dei limiti di CO_2 per le auto e il CBAM.

Il 13 maggio la commissione Ambiente ha adottato la sua posizione sulla proposta di revisione degli standard emissivi per le nuove auto e furgoni. Con 46 voti a favore, 40 contrari e due astensioni, i parlamentari hanno espresso il

1 Il sistema punta a pareggiare il prezzo del carbonio dei prodotti fabbricati all'interno dell'UE e quelli importati. Il meccanismo applicherà lo stesso costo del carbonio a cui sono soggette le produzioni europee per la loro quota di gas serra emessi alle importazioni di determinati prodotti (acciaio, cemento, fertilizzanti, alluminio ed energia elettrica, con la prospettiva di un futuro allargamento ad altri beni) provenienti da Paesi extra UE che non impongono costi ambientali sulle emissioni analoghi a quelli europei.

loro supporto alla proposta della Commissione.

L'8 giugno il Parlamento in plenaria ha licenziato cinque degli otto documenti del pacchetto, rimandando alla commissione Envi (Ambiente) le relazioni su riforma del sistema ETS, CBAM e Fondo sociale per il clima, per trovare un compromesso. È invece stato dato il via libera alla proposta della Commissione sulla riduzione del 100% delle emissioni di CO_2 allo scarico per tutte le auto e veicoli commerciali leggeri venduti in Europa a partire dal 2035.

La decisione ha comportato anche la bocciatura dell'introduzione di un sistema volontario di crediti per i carburanti rinnovabili per il raggiungimento gli obiettivi di riduzione delle emissioni del 100% al 2035. Tale sistema avrebbe permesso di portare avanti gli investimenti già avviati da molte aziende per lo sviluppo di nuovi prodotti e di nuove tecnologie da affiancare alla elettrificazione dei veicoli, in grado di decarbonizzare i trasporti senza rinunciare alle tante eccellenze industriali che operano nella filiera automotive.

Il 28 giugno anche il Consiglio europeo ha approvato il phase out al 2035. Durante la trattativa l'Italia, insieme a Portogallo, Slovacchia, Bulgaria e Romania, aveva chiesto di spostare al 2040 il termine per la vendita di auto a benzina e diesel. Nella posizione negoziale del Consiglio, su proposta della Germania, si è deciso di mantenere l'obiettivo al 2035, ma di tenere aperta la possibilità di riconsiderare, in futuro, alternative all'auto elettrica. Infatti, nel 2026 la Commissione europea dovrà valutare se i veicoli ibridi, i biocarburanti e i carburanti sintetici siano in linea con l'obiettivo dell'azzeramento delle emissioni auto nel 2035.

In particolare, la Commissione dovrà valutare i progressi compiuti nel conseguire gli obiettivi di riduzione delle emissioni, tenendo conto degli sviluppi tecnologici, anche per quanto riguarda le tecnologie ibride ricaricabili, e dell'importanza di una transizione economicamente sostenibile ed equa dal punto di vista sociale verso l'azzeramento delle emissioni. Sulla base di tale valutazione, la Commissione valuterà la necessità di rivedere gli obiettivi.

L'accordo raggiunto il 27 ottobre nel trilogo tra rappresentanti di Parlamento, Consiglio e Commissione rappresenta un ulteriore step verso la definizione ultima della normativa. I contenuti rispecchiano, nella sostanza, la linea pro-

posta dalla Commissione: nel 2035 tutte le auto e i furgoni immatricolati nell'UE dovranno essere a emissioni zero, con l'obiettivo intermedio al 2030 di ridurre la CO_2 emessa del 55% per le auto e del 50% per i furgoni nuovi rispetto al 2021. Tuttavia, le modifiche introdotte da Consiglio e Parlamento confermano una **mitigazione dell'approccio *full electric*** della proposta iniziale della Commissione, aprendo spiragli per i carburanti "climaticamente neutrali".

La Commissione, infatti, dovrà studiare una proposta per permettere di immatricolare, anche dopo il 2035, auto con motore a combustione interna alimentati con carburanti "climaticamente neutrali" in conformità con gli obiettivi UE. Parallelamente, Consiglio e Parlamento hanno confermato la richiesta alla Commissione di rivedere e aggiornare gli obiettivi di riduzione delle emissioni nel 2026 e hanno mantenuto una deroga agli obblighi per i piccoli produttori (emendamento "*Salva-motor valley*")[1].

Entro il 2025, inoltre, la Commissione svilupperà una metodologia comune per calcolare le emissioni sull'intero ciclo di vita delle autovetture e dei furgoni, nonché dei carburanti e dell'energia consumati dai veicoli. In relazione a tale metodologia, i costruttori potranno, su base volontaria, comunicare alla Commissione le emissioni prodotte nel ciclo di vita dei veicoli nuovi che immettono sul mercato. L'accordo prevede anche la riduzione da 7 a 4 g/km all'anno del limite massimo dei crediti di emissione che i costruttori possono ricevere per le innovazioni che riducono in modo verificabile le emissioni di CO_2 su strada.

Intanto, la Commissione Europea ha continuato a lavorare per integrare il pacchetto di proposte adottate il 14 luglio 2021 con nuove misure mirate alla riduzione delle emissioni nel settore dei trasporti e dell'edilizia.

Il 14 dicembre 2021 ha adottato 4 nuove proposte volte a modernizzare il sistema trasporti "aumentando la connettività e trasferendo un maggior numero di passeggeri e merci verso il trasporto ferroviario e per vie navigabili interne, sostenendo l'introduzione di punti di ricarica, infrastrutture di rifornimento alternative e nuove tecnologie digitali, ponendo maggiormente l'accento sulla mobilità urbana so-

1 Deroghe saranno possibili anche per i produttori che soddisfano alcuni requisiti di vendita di auto a basse emissioni.

stenibile e facilitando la scelta di diverse opzioni di trasporto in un sistema di trasporto multimodale efficiente".

Le proposte riguardano:

- la revisione del regolamento del TEN-T;
- iniziative per eliminare gli ostacoli ai viaggi transfrontalieri e a lunga percorrenza e rendere il trasporto ferroviario più attraente per i passeggeri;
- l'aggiornamento della direttiva sui sistemi di trasporto intelligenti (ITS);
- l'adozione di una legge quadro per la mobilità urbana incentrata su bici e pedoni (European Urban Mobility Framework).

I trasporti nel PNRR

I Low Carbon Fuels e la raffinazione sono i grandi assenti anche nel Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza.

Gli interventi per i trasporti, le infrastrutture e la mobilità sostenibile, sono presenti in due missioni del PNRR:

— la **Missione 2**, "Rivoluzione verde e transizione ecologica", la cui Componente 2 è dedicata a "Transizione energetica e mobilità sostenibile";

— la **Missione 3**, "Infrastrutture per la Mobilità sostenibile", che punta a completare entro il 2026 un sistema infrastrutturale digitalizzato e sostenibile.

Nella **Missione 2** (risorse complessive di 59,47 miliardi di euro), il secondo ambito della componente 2, "Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità", contiene interventi relativi al trasporto, in particolare:

— sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale e nel trasporto ferroviario per 690 milioni di euro;

— sviluppo di un trasporto locale più sostenibile per 8,58 mld di euro per il rafforzamento della mobilità ciclistica, lo sviluppo del trasporto rapido di massa, lo sviluppo infrastrutture di ricarica elettrica, il rinnovo flotte bus e treni verdi.

La riforma connessa a queste tipologie di interventi riguarda procedure più rapide per la valutazione dei progetti nei sistemi di trasporto pubblico locale con impianti fissi e nel settore del trasporto rapido di massa. Sempre nell'ambito della Missione 2 vengono, inoltre, previsti investimenti nella ricerca e sviluppo per bus elettrici per 300 milioni di euro.

La "**Missione 3**, Infrastrutture per una mobilità sostenibile" (risorse totali per 25,5 mld euro) prevede due ambiti di intervento[1]. Il primo è prevalente (24,8 mld euro) e riguarda investimenti sulla rete ferroviaria; il secondo, "Intermodalità e la logistica integrata", con risorse pari a 630 milioni di euro, prevede interventi a supporto dell'ammodernamento del sistema della logistica in termini sia di digitalizzazione che di collegamento alle grandi linee di comunicazione europea.

La componente si divide a sua volta in due sub-ambiti di intervento: Sviluppo del sistema portuale (M3 C2.1), con risorse per 270 milioni di euro costituiti da prestiti (loans); Intermodalità e logistica integrata (M3 C2.2), con risorse per 360 milioni di euro, costituiti da sovvenzioni (grants).

Tale componente mira a rendere i porti italiani più competitivi, più efficienti sotto il profilo energetico e meglio integrati nella catena logistica, garantendo, tra l'altro, l'interoperabilità della piattaforma logistica nazionale (PNL) per la rete dei porti[2]. Gli interventi mirano inoltre alla digitalizzazione del sistema di gestione del traffico aereo.

Con decreto MIMS 13 agosto 2021 è stato approvato il programma di interventi infrastrutturali in ambito portuale sinergici e complementari al PNRR.

Infine, nell'ambito della Missione 1, digitalizzazione, innovazione e sicurezza nella Pubblica Amministrazione, nell'ambito della componente 1, investimento 1.4, si prevede il miglioramento della mobilità tramite la digitalizzazione (Mobility as a service).

Complessivamente **il PNRR non prevede nessun investimento a sostegno diretto della riconversione produttiva di settori quali automotive o raffinazione**. Riconversione che deve includere anche quella professionale, obiettivo a cui il PNRR dedica in sostanza risorse abbastanza modeste, pari a un miliardo nel Fondo "nuove competenze".

1 Gli obiettivi comuni a tutti gli investimenti sono: la decarbonizzazione e la riduzione delle emissioni attraverso lo spostamento del traffico passeggeri e merci dalla strada alla ferrovia; la maggiore connettività territoriale e coesione riducendo i tempi di percorrenza; la digitalizzazione delle reti di trasporto e il miglioramento sicurezza di ponti, viadotti e gallerie; la maggiore competitività del Sud migliorando i collegamenti ferroviari.

2 Si osserva che al settore portuale sono state destinate ulteriori risorse, per complessivi euro 2.860 milioni euro, dal Fondo complementare al PNRR , di cui: 1.470 mln euro per lo sviluppo dell'accessibilità marittima e della resilienza delle infrastrutture portuali ai cambiamenti climatici; 390 mln euro per l'aumento selettivo della capacità portuale; 250 mln euro per ultimo e penultimo miglio ferroviario-stradale; 50 mln euro: per l'efficientamento energetico; 700 mln euro: per l'elettrificazione delle banchine (cold ironing).

CAPITOLO 3

I LOW CARBON FUELS: UN POTENZIALE DA VALORIZZARE

Nel capitolo 2 sono stati analizzati i termini in cui il Fit for 55 impatta sul settore trasporti, la cui decarbonizzazione risulta cruciale per il conseguimento degli obiettivi comunitari di neutralità carbonica. Nell'ambito del pacchetto di proposte della Commissione, i *Low Carbon Fuels* (LCF) sono pienamente considerati nel loro reale potenziale in campo marittimo e aereo, dove, allo stato delle tecnologie, non esistono alternative impiegabili su vasta scala in grado di abbattere le emissioni climalteranti. Questi prodotti vengono, invece, trascurati in relazione al loro impiego nel segmento stradale, per il quale la normativa comunitaria in via di definizione prevede la pressoché completa elettrificazione.

Ciò denota, di per sé, un'evidente incoerenza, o meglio un **vizio sostanziale**: senza la creazione di un quadro normativo adeguato a sviluppare gli investimenti e a consentire il raggiungimento di necessarie economie di scala e di competenza, il contributo complessivo dei LCF alla transizione del sistema trasporti rischia di risultare marginale. Un utilizzo limitato rischia di non essere economicamente sostenibile e, pertanto, di non stimolare la ricerca e lo sviluppo di **una filiera nazionale che possa contare sulla domanda in tutti i segmenti di trasporto** con un impatto più ampio, sia in termini di riduzione dei relativi costi, e quindi di fattibilità e sostenibilità economica, sia in termini di decarbonizzazione.

Per approfondire le potenzialità dei LCF, il presente capitolo ne ripercorre lo stato dell'arte delle tecnologie, le principali caratteristiche tecniche, logistiche ed economiche, la disponibilità di materie prime per la loro produzione, nonché le possibilità di sviluppo in relazione agli scenari energetici attesi per il 2030, in conformità con gli obiettivi ambientali europei del Green Deal.

In termini generali, **i LCF sono combustibili di origine biogenica o sintetica** in grado di abbattere le emissioni di CO_2 dei trasporti senza vincoli di rinnovo del parco circolante esistente e, perlopiù, senza necessità di nuove infrastrutture per la loro distribuzione.

In funzione della materia prima utilizzata per la loro produzione nonché delle tecnologie produttive, sono classificabili indicativamente in:

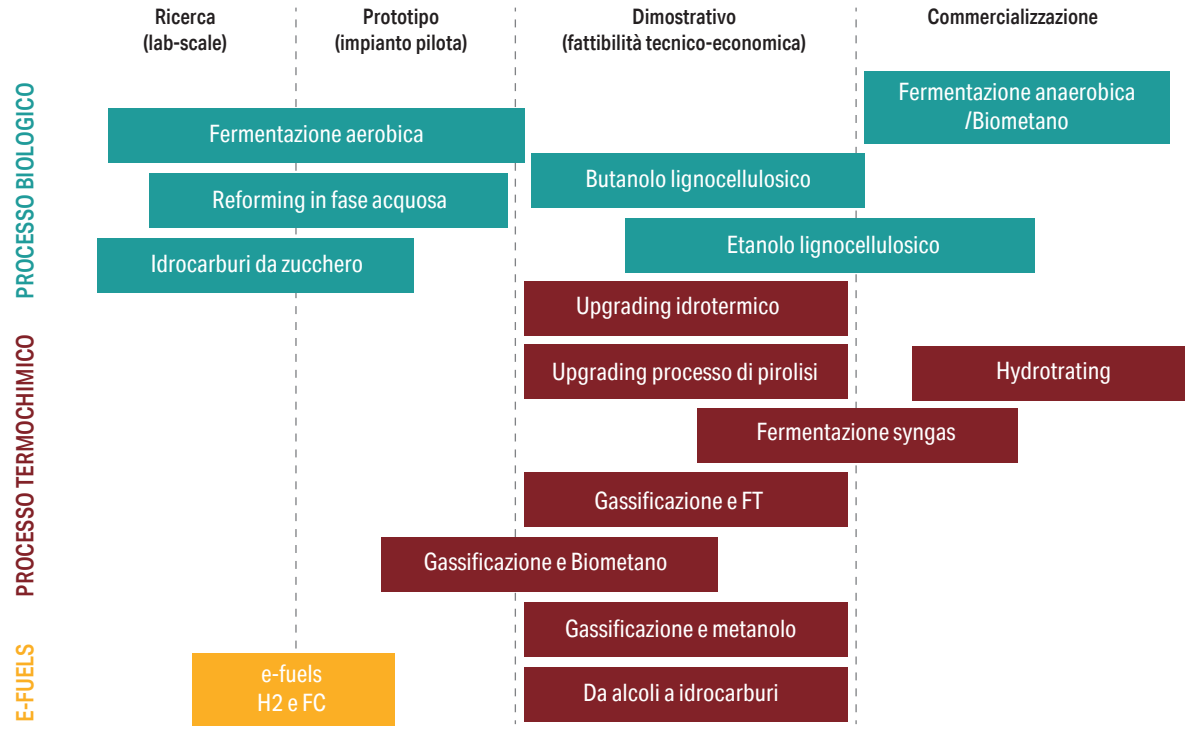
- **biocarburanti avanzati** (in miscela con fossili o in purezza) ottenuti da materiali di scarto di origine organica. Stanno soppiantando i biocarburanti tradizionali, date le problematiche di sostenibilità ambientale e di conflitto con la produzione agricola a fini alimentari che questi ultimi possono comportare, nonché per i maggiori vantaggi in termini di riduzione delle emissioni calcolate sull'intero ciclo di vita del prodotto;
- **biometano e bio-GNL** ottenibili dall'upgrading del biogas producibile con diversi *feedstock*, che vanno dagli scarti delle colture agricole ai reflui zootecnici, dalla FORSU ai residui agro-industriali e ai fanghi di depurazione;
- ***recycled carbon fuels***, ottenuti da rifiuti indifferenziati e dal riutilizzo di rifiuti plastici (plasmix) non utilizzabili per il riciclo chimico della plastica;
- **e-fuels**, carburanti sintetici ottenuti dalla sintesi di idrogeno rinnovabile o *low carbon* e anidride carbonica ricavata dall'atmosfera o, molto più opportunamente, da sorgenti concentrate; la loro produzione presuppone lo sviluppo di progetti di cattura e stoccaggio (CCS) o di cattura, utilizzo e stoccaggio del carbonio (CCUS), nonché la generazione di idrogeno verde o blu.

A questi carburanti si può affiancare l'idrogeno tal quale (verde o blu) che può essere impiegato come combustibile nei Fuel Cell Electric Vehicle (FCEV) o anche direttamente nei MCI[1], ma che necessita di veicoli appositi e della costruzione di una filiera distributiva dedicata.

Gli LCF includono, quindi, prodotti già sul mercato (come i biocarburanti avanzati, il metanolo, il biometano e il Bio-

1 La sperimentazione, soprattutto nel segmento sportivo Premium è molto avanzata.

Stato delle tecnologie per biocarburanti avanzati



Fonte: elaborazione Rie su FuelsEurope

GNL) e prodotti in fase di sviluppo, ossia gli e-fuels, i carburanti da rifiuti, l'idrogeno tal quale.

Rispetto ad altre tecnologie, l'impiego dei LCF producibili nelle bioraffinerie (biocarburanti avanzati, e-fuels, recycled carbon fuels) presenta **diversi vantaggi** che non giustificano la loro esclusione dagli strumenti indicati dall'UE per conseguire la traiettoria di decarbonizzazione del settore trasporti. In sintesi:

- rispetto al loro corrispondente fossile, questi prodotti determinano - nel loro ciclo di vita – una consistente riduzione delle emissioni di CO_2 variabile in relazione alla materia prima utilizzata: si va da un risparmio minimo del 40% per i *recycled carbon fuels* ad un massimo del 90% per i biocarburanti avanzati[1] (rispetto a quelli tradizionali per i quali è indicabile un *saving* intorno al 55%) e al 100% degli e-fuels;
- risultano utilizzabili pressoché in tutti i tipi di traspor-

1 La percentuale varia in base al *feedstock* impiegato.

to, per alcune modalità (trasporto leggero su strada) in stretta complementarità con l'elettricità rinnovabile, l'idrogeno e i combustibili gassosi; per il trasporto stradale pesante, e in misura ancora maggiore per l'aereo e il marittimo, sono fondamentali per il processo di decarbonizzazione dati i vincoli tecnologici, energetici, economici e infrastrutturali di una elettrificazione su vasta scala;

- sono impiegabili da subito nel parco circolante, ottenendo vantaggi ambientali immediati;
- nel lungo termine, consentono la continuità di impiego dei motori a combustione interna (MCI), il cui funzionamento poggia su consolidate economie di competenza permettendo, quindi, la salvaguardia della filiera nazionale della componentistica;
- possono valorizzare il patrimonio industriale e infrastrutturale esistente nel nostro Paese (13 raffinerie, di cui due bioraffinerie a Porto Marghera e Gela; oltre 100 depositi superiori ai 3000 mc; 21.700 punti vendita) con opportuni interventi di adeguamento e modifica, ma senza la necessità di costruire una filiera produttiva da zero, con i lunghi tempi che servirebbero per trasformare il parco veicoli e realizzare nuove infrastrutture di distribuzione;
- grazie ai LCF di tipo liquido, è possibile mantenere con maggiore facilità le scorte energetiche dei vari paesi (più semplici da movimentare e stoccare) rispetto ad altri vettori energetici;
- sviluppano principalmente filiere nazionali, senza dipendere da materie prime o sottoprodotti in mano a pochi Paesi, soprattutto extra-UE, consentendo quindi maggiori garanzie in termini di continuità delle forniture;
- consentono la riconversione delle professionalità oggi impiegate nella filiera dei carburanti tradizionali, circa 150.000 unità (tra diretti ed indotti), incrementando il patrimonio di competenze esistente;
- aumentano la diversificazione delle forniture per il settore trasporti e quindi la sicurezza energetica del Paese.

Il punto vendita del futuro

La struttura della stazione di servizio del futuro sarà sempre più indirizzata verso una "stazione dei servizi energia", che dovrà adattarsi e modellarsi per garantire una proposta multi-energy, con un'offerta di carburanti sempre più ampia e diversificata.

Lo sviluppo dei LCF consente di utilizzare e valorizzare l'infrastruttura di distribuzione esistente, che può essere adattata ed evoluta in modo da accogliere nuovi carburanti e servizi; quindi, con un costo inferiore rispetto ad una infrastrutturazione ex novo.

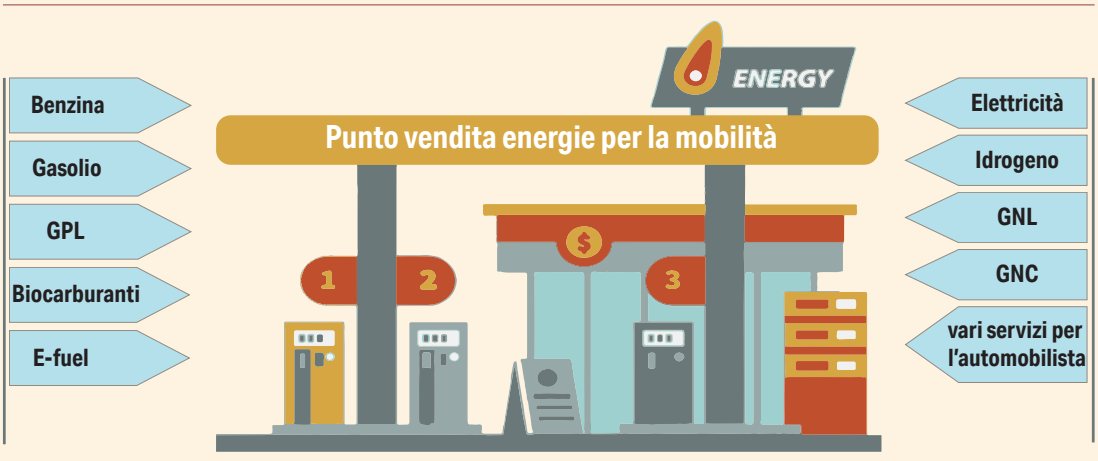
La rete di distribuzione nazionale è chiamata, quindi, a contribuire al raggiungimento degli obiettivi clima-energia attraverso opportuni adattamenti dei punti di servizio.

La traiettoria di azione verso un'offerta multienergetica già tracciata dalla direttiva DAFI, si vede rafforzata dai nuovi target del Fit for 55, con le stazioni di servizio che devono evolvere da "rivenditori" a modelli di "retailer multienergetici" a servizio della mobilità nazionale, adeguandosi ed integrando ai carburanti tradizionali anche i carburanti alternativi, LCF liquidi, GNC, biometano, bio-GNL, colonnine per le ricariche elettriche, e multiservizi con mobility hub, facilities, e-commerce locker & counter, wellness area.

Sollecitazioni deriveranno dalla sempre più ampia diffusione del digitale che già impatta sulle modalità di pagamento, sull'architettura degli impianti, sulle modalità gestionali e di relazione con le Amministrazioni.

Il trend è quello di concentrarsi sul servizio alla persona oltre che all'autoveicolo. All'esigenza di servizi sempre più personalizzati e veloci grazie al supporto della digitalizzazione, che permette di raccogliere dati e adattare le offerte alle richieste del cliente. Aree lavaggio, parcheggi sorvegliati, arricchimento delle aree di sosta, sono solo alcuni dei nuovi servizi che si affacciano sul panorama delle stazioni di servizio in Europa.

A cambiamenti indotti dalla normativa energetico-ambientale se ne affiancano altri determinati dalla legislazione sulla sicurezza (ad es. il regolamento (UE) 2020/1054 sui tempi di riposo nell'autotrasporto crea la necessità di aree di sosta attrezzate) o più semplicemente dal cambiamento della domanda e degli stili di vita degli utenti.



LCF DI ORIGINE BIOGENICA - BIOCARBURANTI LIQUIDI AVANZATI E DA FORSU

A. Caratteristiche tecniche e usi finali

BIOETANOLO. Il bioetanolo tradizionale si ottiene dalla fermentazione di colture amidacee zuccherine come canna da zucchero, barbabietola, mais. Le fonti utilizzate per la **produzione "avanzata"** sono, invece, le biomasse derivanti da residui agricoli/forestali o da colture energetiche non alimentari, quindi non soggette agli impatti indiretti derivanti dal cambiamento nell'uso del suolo (rappresentati dalle cosiddette emissioni ILUC).

I processi di produzione vanno dall'utilizzo di specifici microrganismi, impiegati per estrarre zuccheri sottoprodotti dalle biomasse iniziali, a processi biochimici utilizzati per trasformare i residui in liquidi e successivamente in gas. Attualmente è disponibile su scala industriale la tecnologia per convertire biomasse lignocellulosiche in bioetanolo avanzato utilizzabile in miscela con la benzina, elevandone notevolmente il numero di ottano e in grado di ridurre le emissioni di anidride carbonica fino al 90% rispetto al carburante fossile.

Il bioetanolo può essere utilizzato in miscela nelle benzine a percentuali che possono variare dal 5% al 10% in volume. I veicoli di nuova costruzione sono ormai tutti compatibili con miscele fino al 10% mentre lo stesso non può dirsi per tutti quelli in circolazione.

L'etanolo può anche essere impiegato per produrre ETBE, componente molto utile per la formulazione delle benzine essendo altottanico e perfettamente compatibile con la parte fossile. Il bioetanolo è ancora poco impiegato in Italia, essendo l'obbligo sui biocarburanti quasi interamente assolto con il biodiesel. Tuttavia, in prospettiva, il suo uso in miscela nelle benzine sarà inevitabile. Il PNIEC prevede l'introduzione graduale a partire dal 2023 di obblighi specifici di miscelazione di biocomponenti anche per le benzine.

BIODIESEL. Il biodiesel tradizionale si ottiene dalla transesterificazione di olio vegetale (olio di palma, colza, soia) con alcol etilico o alcol metilico. Il **biodiesel avanzato** è ottenibile a partire da biomasse derivanti da residui agricoli o da colture energetiche non alimentari. Riproduce le caratteri-

stiche chimico-fisiche e prestazionali del gasolio minerale, con il quale viene miscelato ed utilizzato nei moderni motori diesel. Può essere usato in miscela a varie percentuali: miscele fino al 7% (B7) o al 10% (B10) in volume possono essere vendute sulla rete dei punti vendita esistente, mentre *blend* con contenuti superiori - dal 20 al 30% in volume - possono essere venduti in extra-rete previo accordo tra venditore ed utilizzatore.

A parte una densità energetica leggermente inferiore a quella dei carburanti tradizionali, non si rilevano variazioni in termini di prestazioni e libertà di impiego rispetto a benzina e gasolio fossili.

Vi sono poi **diesel paraffinici sintetici**, indicati con la sigla "XTL/HVO", dove XTL è un termine che descrive genericamente un combustibile liquido ottenuto mediante processo Fischer-Tropsch a partire da gas naturale (GTL - *Gas to Liquid*), biomassa (BTL - *Biomass to Liquid*) o carbone (CTL - *Coal to Liquid*), mentre con **HVO (*Hydrotreated Vegetable Oil*)** si intende il processo di idrogenazione di oli vegetali.

Crescente interesse sta suscitando la produzione di **HVO-diesel**, gasolio di origine biologica (es. oli da alghe e rifiuti, materiali lignocellulosici, biooli[1]) ottenibile in bioraffineria che può essere **utilizzato in purezza** su motori appositamente validati e può essere miscelato anche al fossile in percentuali molto maggiori del 7% consentito per il FAME (*Fatty Acid Methil Ester*), essendo un prodotto totalmente idrocarburico con elevato numero di cetano, privo di aromatici e poliaromatici e non contiene ossigeno; si tratta di una miscela di paraffine stabili, non igroscopica e quindi non soggetta a problemi di crescite batteriche.

Utilizzato puro, permette un abbattimento di emissioni di CO_{2eq} calcolate lungo tutto il ciclo di vita comprese tra il 62% e il 95% rispetto al mix fossile di riferimento. Quindi, **nell'ambito del percorso di decarbonizzazione, è un prodotto da subito idoneo a ridurre le emissioni GHG nel settore trasporti**, in particolare nei segmenti leggero e pesante.

In Italia, i dati ad oggi disponibili[2] indicano un lento incremento dell'immissione in consumo di biocarburanti (nel

1 Attualmente l'alimentazione delle bioraffinerie è composta da oli alimentari usati, grassi animali, oli vegetali e loro scarti di lavorazione.

2 Fonte: GSE.

2020 + 2% rispetto al 2019, prevalentemente biodiesel). Il contenuto energetico complessivo nel 2020 si attesta intorno a 1,35 Mtep, pari a ca. il 3,5% del consumo complessivo del settore trasporti. La produzione di biodiesel avanzato è conteggiata in 0,33 Mtep, mentre quella di biometano avanzato in 0,08 Mtep (nulla quella di bioetanolo).

I futuri obblighi di miscelazione saranno sempre maggiori e si assisterà ad una crescente penetrazione del biometano e del bioetanolo e per il biodiesel ad un progressivo passaggio dal prodotto convenzionale verso quello avanzato.

Inoltre, **la produzione di LCF liquidi da Frazione Organica del Rifiuto Solido Urbano - FORSU** fornirebbe un contributo all'economia circolare. Infatti, da processi *waste to fuel* si può ricavare un bio-olio destinabile al trasporto marittimo, visto il basso contenuto di zolfo, o raffinabile per ottenere biocarburanti avanzati. I volumi complessivi di FORSU oggi utilizzati soprattutto per produrre biogas/biometano e compost per l'agricoltura dovrebbero aumentare grazie ad un miglioramento dei processi di raccolta.

Biocarburanti immessi in consumo in Italia

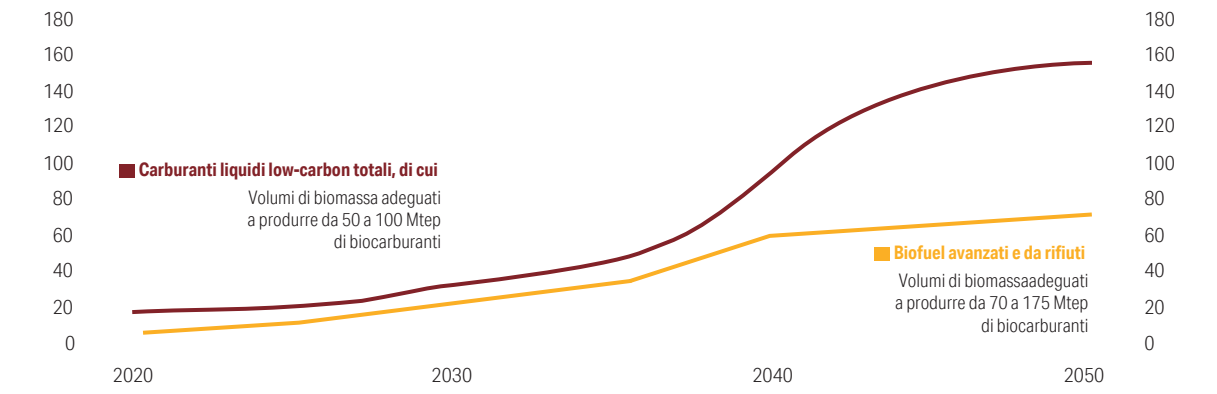
(Mtep)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Biodiesel	1,06	1,14	1,01	1,03	1,22	1,25	1,25
Bioetanolo e bio-ETBE	0,01	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02
Biometano	–	–	–	–	–	0,04	0,08
Totale FER-Trasporti	**1,06**	**1,16**	**1,04**	**1,06**	**1,25**	**1,32**	**1,35**

Fonte: GSE.

Quantitativi disponibili di biomassa per biocarburanti stradali, aerei e marittimi

(Mtep)



Fonte: FuelsEurope da Imperial London College

La disponibilità di materia prima dipende dalla tipologia di *feedstock* impiegata. Si lamenta sovente una presunta scarsità di biomassa sostenibile di origine agricola, forestale e da rifiuti, o per un possibile danno alla biodiversità, tale da escluderli dalle possibili soluzioni per la decarbonizzazione dei trasporti.

Uno studio dell'Imperial College London Consultants[1] cerca di fare chiarezza su tali dubbi, mostrando la potenziale disponibilità, a livello europeo, di materie prime rinnovabili (quelle attualmente indicate nell'allegato IX parte A e parte B della direttiva sulle energie rinnovabili) in grado di soddisfare le esigenze di settori diversi dai trasporti e supportare le produzioni di biocarburanti avanzati tra 50 e 100 Mtep nel 2030 e tra 70 a 175 Mtep nel 2050, senza danni per la biodiversità.

B. Logistica

Nel caso del biodiesel, quando vengono adottati processi di produzione in raffineria, viene miscelato direttamente al gasolio. In tutti gli altri casi è un combustibile liquido che utilizza sistemi logistici del tutto similari a quelli dei prodotti petroliferi fino a che non viene miscelato con gli stessi. Solo nel caso del bioetanolo vi è necessità di un circuito logistico del tutto anidro a causa dell'elevata tendenza delle miscele benzina-etanolo a smiscelarsi in presenza di piccolissime quantità d'acqua.

C. Benefici ambientali

In generale, l'uso di biocarburanti avanzati migliora l'impatto ambientale dei carburanti petroliferi nonostante una significativa differenziazione circa il livello di abbattimento della CO_2 in dipendenza dalla materia prima utilizzata, arrivando a percentuali di riduzione delle emissioni WTW anche prossime al 100% nel caso di impiego di rifiuti e sottoprodotti. In ottemperanza alla normativa, devono comunque rispettare un valore minimo di *GHG saving* del 65%. Indicativamente, la produzione di 1 mln ton/anno di avanzati può consentire un risparmio di CO_2 compreso tra 2 e 3 milioni di tonnellate/anno[2].

1 Imperial London College: Sustainable biomass availability in the EU, to 2050 (agosto 2021).

2 Fonte: elaborazione Rie su fonte Unem.

Imperial London College: "*Sustainable biomass availability in the EU, to 2050*"

Lo studio analizza, in primo luogo, la disponibilità di biomassa sostenibile al 2030 e al 2050 per tutti i mercati e, in secondo luogo, stima la quantità che può essere disponibile per la bioenergia, dopo aver escluso la domanda dei settori non energetici.

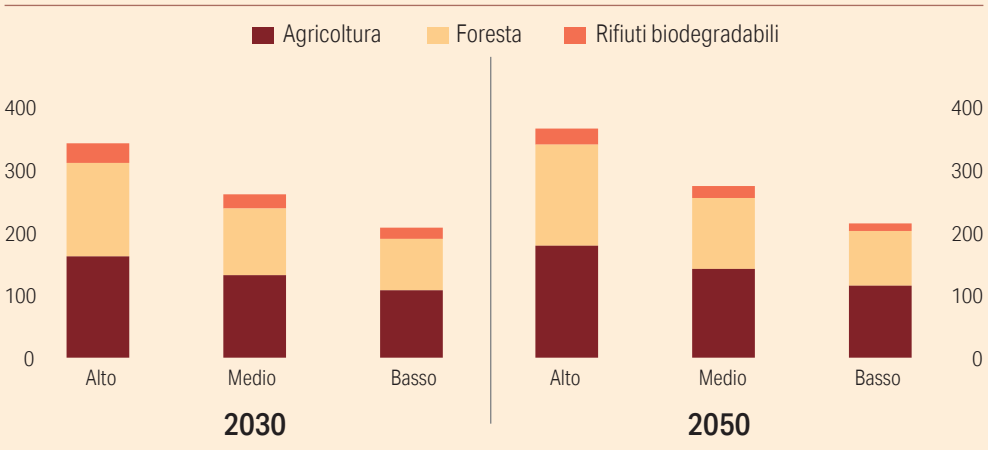
Infine, sulla base dei potenziali calcolati negli step precedenti e tenendo conto delle varie tecnologie e filiere in base alla loro maturità, valuta la produzione potenziale di biocarburanti avanzati sostenibili per il 2030 e il 2050. Mentre per il 2030 la tipologia e la maturità delle tecnologie di trasformazione possono essere valutate con un buon grado di approssimazione, lo studio sottolinea come ciò risulti molto più difficile per il 2050.

La biomassa sostenibile per tutti i mercati risulterebbe da 0,98 a 1,2 miliardi di tonnellate secche (da 392 a 498 Mtep) nel 2030 e da 1 a 1,3 miliardi di tonnellate (da 408 a 533 Mtep) nel 2050. Da queste cifre viene ricavata, la quantità stimata per la bioenergia, che varia nel range 520-860 milioni di tonnellate secche (208-344 Mtep) nel 2030 e 539-915 milioni di tonnellate secche (215-366 Mtep) nel 2050.

I motivi per cui i potenziali rimangono simili nonostante i miglioramenti nelle filiere e l'aumento della ricerca e dell'innovazione per rendimenti più elevati, sono principalmente legati a: politiche e regolamenti per l'uso sostenibile della terra e delle risorse idriche, inclusa una riduzione del 30% dei terreni agricoli entro il 2050; lenti miglioramenti nella gestione forestale a causa dei lunghi cicli di crescita delle foreste; maggiore consapevolezza per la riduzione dei rifiuti e norme rigorose per il riciclo.

Da questi valori discende la stima per la futura diffusione del mercato dei biocarburanti. La valutazione è inoltre basata su alcune assunzioni: entro il 2050 saranno disponibili quantità sufficienti di idrogeno rinnovabile da utilizzare nelle tecnologie avanzate di conversione termochimica per aumentare la resa dei biocarburanti; i lipidi idrotrattati sono e rimarranno la catena del valore più sviluppata per produrre combustibili da idrocarburi, tuttavia, il loro contributo a lungo termine è ostacolato dalla disponibilità di lipidi che soddisfino i requisiti di sostenibilità dell'allegato IX della direttiva sulle energie rinnovabili; l'etanolo cellulosico svolgerà un ruolo chiave nel breve e medio termine, ma la sua importanza diminuirà ad eccezione dell'ulteriore conversione in combustibili idrocarburici; nel breve e medio termine, il coprocessing di bio-olio a pirolisi rapida nelle raffinerie

Disponibilità di biomassa sostenibile per la bioenergia
(Mtep)



Fonte: FuelsEurope da Imperial London College

di petrolio può svolgere un ruolo significativo se vengono risolti alcuni ostacoli tecnici; nel lungo termine, e con la fornitura di idrogeno rinnovabile, la pirolisi rapida autonoma e la biomassa di liquefazione idrotermale per impianti di biocarburanti possono competere sul mercato.

Il risultato è che la biomassa netta totale stimata che può essere utilizzata in Europa per la produzione di biocarburanti, comprese le importazioni (49 Mtep nel 2030 e 56 Mtep nel 2050) e sottraendo l'uso della biomassa per altri usi non legati ai trasporti (energia, industria, servizi, agricoltura e residenziale) è stato stimato in 126-262 Mtep per il 2030 e 101-252 Mtep per il 2050 (gli intervalli corrispondono agli scenari di disponibilità di biomassa più basso e più alto). **Ciò corrisponde a una produzione di biocarburanti avanzati di 46 – 97 Mtep per il 2030 e 71 – 176 Mtep per il 2050**.

È importante sottolineare che la disponibilità potenziale di biomassa stimata si basa su ipotesi considerate molto conservative. Inoltre, nei calcoli non sono stati presi in considerazione i potenziali dei biocarburanti algali più altre biomasse sostenibili non incluse nell'allegato IX della RED II. Pertanto, lo studio conclude che i potenziali nel 2030 e nel 2050 potrebbero essere superiori a quelli stimati.

Tuttavia, lo studio sottolinea che per realizzare questo potenziale sarebbero necessarie ulteriori attività di ricerca e sviluppo nonché l'attuazione di opportune strategie di gestione. Anche se il potenziale esiste, la catena di approvvigionamento dovrebbe essere sviluppata per mobilitare le risorse disponibili.

Ciò significa che è necessario compiere un grande sforzo in tutti gli Stati membri, poiché la maturità e l'affidabilità di diverse tecnologie chiave e il loro progresso verso la diffusione sul mercato rimane una criticità importante.

Essendo i biocarburanti avanzati prodotti in misura crescente da rifiuti e sottoprodotti, sono interessanti anche le ricadute positive in termini di economia circolare. Le miscele con bioetanolo e biodiesel permettono, inoltre, di ridurre gli inquinanti a livello locale, soprattutto particolato. I combustibili paraffinici sintetici sono poi praticamente privi di zolfo e di composti aromatici.

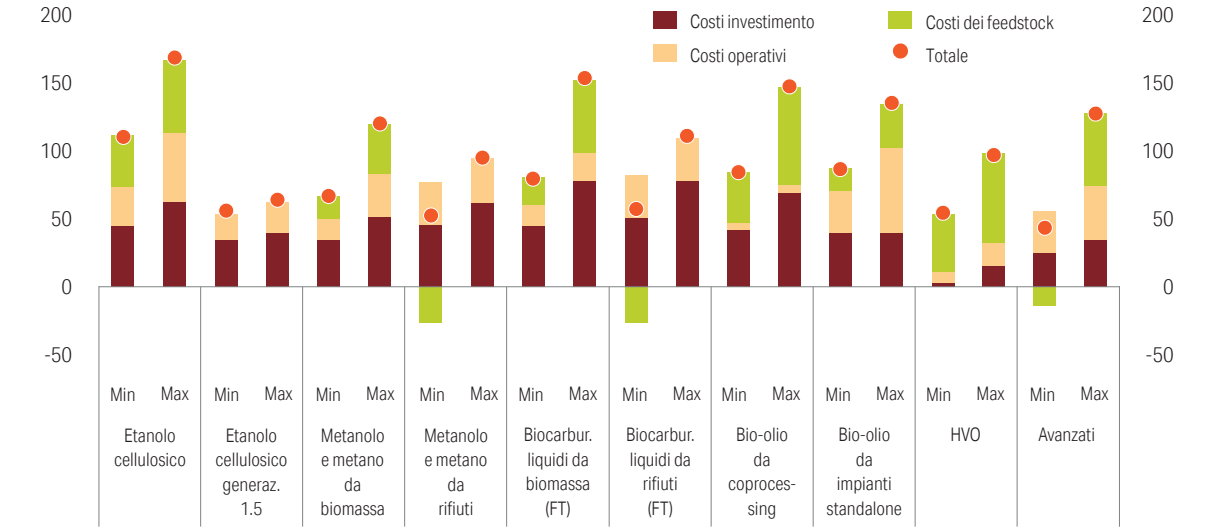
D. Investimenti e costi

I costi di produzione dei biocarburanti avanzati sono più elevati rispetto a quelli dei carburanti petroliferi tradizionali, specie quando il processo non avviene all'interno della raffineria. Il costo varia sensibilmente a seconda del *feedstock* e del processo produttivo impiegati. Il loro impiego nei MCI beneficia invece delle economie di scala proprie dei carburanti liquidi petroliferi applicati a questo genere di motori.

Uno studio dell'Agenzia Internazionale per l'Energia (AIE) del 2020 indicava costi di produzione medi unitari per i biocarburanti avanzati compresi tra 65 e 158 €/MWh (17-44 €/GJ) per la produzione basata sulle biomasse e tra 48

Costi di produzione dei biocarburanti avanzati

(euro/MWh)



Fonte: IEA Bioenergy

a 104 EUR/MWh (13-29 €/GJ) per la produzione basata sui rifiuti, evidenziando i vantaggi in termini di costi derivanti dall'utilizzo di materie prime di scarto. Valori sicuramente aumentati da allora che, tuttavia, esprimono un rapporto sostanzialmente analogo.

La produzione di HVO risultava compresa tra 50 e 90 €/MWh, in cui i costi legati alla materia prima appaiono prevalenti rispetto a quelli di capitale e operativi. In effetti, secondo uno studio Concawe[1], stime orientative riguardo l'intensità di investimento, ossia i CAPEX necessari per unità di prodotto all'anno, risultano di 0,55 mil. €/Ktep/anno per HVO, inferiore al valore relativo ad una produzione BTL lignocellulosica (4,0-6,0) e alla produzione di e-fuels (2,0-3,3).

Esiste un potenziale significativo di riduzione dei costi attraverso la ricerca e lo sviluppo, l'esperienza acquisita e l'aumento del numero e dimensioni degli impianti rispetto all'attuale generazione di impianti dimostrativi. La crescita degli impianti realizzati su scala industriale e commerciale condurrà ad una compressione dei costi di capitale e di esercizio, mentre la possibilità di ridurre i costi delle materie prime sarà più limitata.

1 Concawe: Transition towards Low Carbon Fuels by 2050: Scenario analysis for the European refining sector (2021).

Secondo l'AIE, in una prima fase si potrebbe conseguire una diminuzione del 5-27% rispetto alle attuali stime, mentre l'implementazione su larga scala delle tecnologie arriverebbe a consentire una riduzione dei costi di capitale e operativi (al netto della materia prima) potenzialmente fino al 50%, sebbene molte siano le variabili che possono influire sui fattori di riduzione. Relativamente al costo dei *feedstock*, risulta difficile prevederne l'andamento, in particolare in situazioni in cui la domanda dovesse aumentare considerevolmente.

Guardando all'Italia, le aziende associate ad Unem hanno elaborato 16 ipotesi di progetto per una produzione complessiva di 2 mil. ton/anno entro il 2030 con un costo di investimento totale di 1,9-2,3 mld euro[1]; pertanto, in media, un impianto che produce a regime 125 mila tonn/anno comporterebbe un investimento iniziale tra i 120 e i 145 milioni di euro.

L'investimento medio per il veicolo che si avvale di questo tipo di alimentazione, così come i relativi costi di esercizio, risulta in linea con quello di veicoli equiparabili alimentati con combustibili tradizionali in relazione al loro uso, pressoché totale, in miscela.

E. Ricadute su occupazione

Lo sviluppo di biocarburanti avanzati consentirebbe la riconversione verso biofuels *low carbon* della filiera tradizionale e della filiera *automotive* dei motori a combustione interna, che non dovrebbe essere oggetto di *phase-out* (come invece proposto dal pacchetto Fit for 55) in quanto in grado di assicurare veicoli atti a perseguire gli obiettivi di decarbonizzazione dei trasporti.

F. Fattori abilitanti

Per lo sviluppo del settore occorrerebbero misure di policy volte a: riformare il Regolamento UE sul calcolo delle emissioni, che non dovrebbe limitarsi alla fase tank to wheel ma razionalmente estendersi all'intero ciclo di vita; introdurre meccanismi di supporto agli investimenti, come ad esempio la defiscalizzazione dei prodotti; ridefinire la sezione della tassonomia UE dedicata alla produzione di biogas e

1 Includono anche progetti relativi al biometano e bio-GNL; le caratteristiche e specificità di questi prodotti vengono trattate nel paragrafo successivo.

biocarburanti per l'utilizzo nei trasporti, essendo questa classificata come **"attività di transizione" invece che come "attività sostenibile"**.

Ciò significa che l'esistenza di tale produzione deve essere limitata nel tempo, vale a dire fino al momento in cui non ci saranno alternative in grado di sostituirla completamente. In sostanza, la Commissione sembra non voler prendere in considerazione il potenziale dei biocarburanti liquidi a basse emissioni di carbonio come tecnologia da affiancare all'elettrico per il trasporto su strada: un simile approccio garantirebbe neutralità tecnologica, rispetto della possibilità di scelta e di capacità di acquisto dei consumatori, utilizzo di infrastrutture già esistenti. Il tutto con un rilevante contributo alla decarbonizzazione del sistema.

Valutazione complessiva

Già dal decennio in corso, i biocarburanti di origine biogenica e da FORSU sono i candidati più idonei alla decarbonizzazione del trasporto stradale in Italia; infatti, offrono le stesse prestazioni e libertà di impiego del loro corrispondente fossile, utilizzano sistemi logistici del tutto similari a quelli dei prodotti petroliferi, consentono un significativo abbattimento delle emissioni di CO_2 rispetto al prodotto fossile (benché funzione del feedstock e del processo produttivo impiegato). Inoltre, secondo alcune recenti stime, la materia prima sostenibile è disponibile – a livello europeo – in quantità potenzialmente adeguate.

In tale ambito, le uniche economie di scala da realizzare riguardano la fase a monte, quella produttiva, laddove si necessita ancora di consolidare le tecnologie per la produzione di biocarburanti avanzati e di mettere a punto processi a sempre minor impatto ambientale. Sostenere la ricerca e sviluppo di soluzioni che integrano anche modelli di economia circolare rappresenterebbe un indubbio vantaggio non solo sul piano ambientale ma anche su quello economico e sociale, salvaguardando l'attività strategica delle raffinerie e i relativi livelli occupazionali. Infatti, qualora prodotti in raffineria, i costi di produzione dei biocarburanti sono più ridotti rispetto ad una produzione esterna al circuito della raffinazione.

Come anche emerso dallo studio condotto nel 2020, rispetto ad un dato set di criteri di natura ambientale, economica, sociale-lavorativa, energetica, di sicurezza e personale, la combinazione di fuels/powertrain preferibile – almeno fino al 2030-2035 – per il trasporto stradale leggero è quella rappresentata da veicoli ibridi o plug-in dotati di motore a combustione interna alimentato da una miscela di biocarburanti e fuels tradizionali e motore a trazione elettrica. Inoltre, sempre per il medio termine, i biocarburanti rappresentano una valida modalità di riduzione delle emissioni climalteranti generate dal trasporto marittimo che – data l'inerzia che lo caratterizza e la composizione attuale della flotta – non riuscirà ad adottare su vasta scala altre opzioni alternative a quelle di natura fossile.

BIOMETANO E BIO-GNL

A. Caratteristiche tecniche e usi finali

Il biometano è il risultato della raffinazione e purificazione del biogas (*upgrading*) tramite rimozione di acqua, CO_2, contaminanti come silossani, anidride solforosa e ammoniaca, al fine di renderlo impiegabile nella rete e dalle utenze del gas naturale senza la necessità di apportare modifiche agli impianti. Il biometano presenta una percentuale di metano superiore al 95% e può essere potenzialmente impiegato sia nell'autotrazione che per soddisfare gli usi domestici e industriali.

È un prodotto quindi perfettamente in linea con il metano fossile per quanto riguarda le caratteristiche qualitative e prestazionali e **può essere utilizzato senza alcun ulteriore trattamento in tutti i mezzi alimentati da gas naturale compresso**. Inoltre, nella sua forma liquefatta di "**BioGNL**" può inserirsi nella stessa categoria del Gas Naturale Liquefatto (GNL) di origine fossile ed essere utilizzato come biocarburante per i mezzi pesanti e navali.

Le materie prime principalmente impiegate per la produzione di biogas sono colture agricole, rifiuti e sottoprodotti agricoli, agro-industriali, zootecnici, FORSU e altri rifiuti e sottoprodotti (es. fanghi di depurazione). La CO_2 rimossa con l'upgrading, di natura biogenica, costituisce inoltre componente utile per successivi processi di metanazione e può concorrere alla produzione di metano sintetico.

Infatti, il biometano può essere prodotto anche da gassificazione termochimica: in questa tecnologia, la biomassa solida (quali scarti forestali o boschivi, ad esempio), in presenza di una quantità "controllata" di ossigeno, viene trasformata in una miscela di gas (syngas) e successivamente, attraverso un processo di metanazione, viene convertita in metano sintetico. Attualmente, tale tecnologia è marginale rispetto alla digestione anaerobica e non è ancora disponibile su scala commerciale, anche se molto promettente nel medio-lungo periodo soprattutto a livello economico.

Relativamente ai più comuni processi di digestione anaerobica, il biometano presenta un grande potenziale di decarbonizzazione quando prodotto da residui di matrice agricola o da FORSU; questa tipologia, classificabile come

biometano avanzato[1], è quella su cui punta la normativa: il suo utilizzo diventa un obbligo nel sistema dei trasporti, costituendone il maggiore driver di sviluppo.

In Italia, il biometano prodotto nel 2020 è stato di circa 100 ml mc[2]. Secondo dati SNAM, a fine aprile 2022 gli impianti di biometano allacciati alla rete di trasporto risultavano 53 per una capacità annua di produzione di circa 400 mil. mc, mentre gli allacciamenti in corso di realizzazione erano 54 per una capacità annua di 330 mil. mc[3], il che fa presupporre che presto la capacità produttiva nominale potrebbe raggiungere i 730 mil. mc/anno.

Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) stanzia per il biometano 1,92 miliardi di euro principalmente per favorire la riconversione degli impianti di biogas agricolo esistenti verso la produzione totale o parziale di biometano, da utilizzare sia nel settore del riscaldamento industriale e residenziale sia nei settori terziario e dei trasporti, supportando la realizzazione di nuovi impianti di produzione attraverso un contributo del 40% dell'investimento.

L'obiettivo è di incrementare la produzione di questa fonte fino a 2,3-2,5 miliardi di mc nel 2030, target che in base alle dichiarazioni MiTE dovrà essere anticipato per contribuire alla sostituzione del gas naturale di origine russa.

B. LOGISTICA

Una volta prodotto e purificato, il biometano viene reso disponibile agli utenti finali attraverso le reti di trasporto e distribuzione del gas naturale cui i produttori devono allacciarsi. In alternativa, possono essere impiegati sistemi di trasporto mediante carri bombolai. In entrambi i casi, il biometano deve giungere nei distributori di carburanti per autotrazione sia stradali che ad uso privato, compreso l'uso agricolo, per poter essere impiegato nei motori. Secondo i dati di Federmetano aggiornati a marzo 2021, i distributori di biometano in Italia sono 29, di cui 26 aperti all'utenza privata e 4 collocati in aree aziendali. Non in

1 Si ricorda che il biometano avanzato è tale se derivante dalla produzione di biogas a partire da determinate matrici, in particolare quelle di cui alla Parte A dell'allegato 3 al DM 10 ottobre 2014 (che di fatto replica l'elenco delle materie utilizzabili contenuto nell'Allegato IX alla direttiva 2009/28/CE includente la frazione biodegradabile dei rifiuti, così come residui e colture di integrazione rispetto alle colture principali).

2 MITE: *La situazione energetica nazionale nel 2020*.

3 Nostre elaborazioni su dati SNAM.

tutti però viene erogato biometano al 100%, ma con percentuali variabili.

C. Benefici ambientali

Si tratta di una tecnologia molto importante per la decarbonizzazione del trasporto stradale e di quello marittimo. I motori alimentati con biometano abbattono in varia misura le emissioni di CO_2 in funzione della materia prima utilizzata raggiungendo oltre il 100% nel caso di rifiuti e sottoprodotti (secondo il principio del "biogas fatto bene"). Infatti, in alcuni casi l'impiego di biometano genera emissioni negative di CO_2. L'uso del biometano permette anche di ridurre gli inquinanti a livello locale, soprattutto particolato.

Sostituendo tutto il metano trazione (circa 1 milione di tep) con biometano si risparmierebbero oltre 2 milioni di tonnellate di CO_2. Inoltre, l'utilizzo di *feedstock* come la FORSU può fornire un significativo contributo alla realizzazione di modelli di economia circolare.

Come anticipato, con il contributo derivante dallo sviluppo del biometano sarà possibile, tramite processi di depurazione e liquefazione, ricavare **bio-GNL**, del tutto identico dal punto di vista composizionale al GNL "tradizionale", ma con un significativo potenziale di riduzione delle emissioni climalteranti. **I vantaggi derivanti dal passaggio ad una trazione a GNL nel settore dei trasporti – in termini di riduzione delle emissioni di gas climalteranti – sarebbero consistenti:** secondo alcune stime, ipotizzando l'utilizzo di una miscela composta dal 20% di bio-GNL e dall'80% di GNL tradizionale la percentuale di riduzione, valutata in termini di gCO_2-eq/km, aumenterebbe dal 15% al 28%.

Va considerato che, dal punto di vista tecnologico, non vi sono restrizioni riguardo la percentuale di miscelazione e che questa potrebbe arrivare ad un tasso di sostituzione di bio-GNL pari al 100%. A seconda del processo produttivo dal quale il biogas viene ottenuto, ed in ipotesi appunto di solo bio-GNL, è possibile abbattere le emissioni di gas climalteranti fino al 94% rispetto ai carburanti tradizionali.

D. Investimenti e costi

Il costo di investimento di un impianto di biometano della dimensione di 2 MW-500 mc può essere compreso in un range tra i 6 e gli 8 milioni di euro, di cui il 57% ca. per il di-

gestore e il 25% per l'upgrading (il resto è imputabile a cabina di compressione, lavorazioni preliminari, ecc.).[1] I CAPEX sono in ogni caso strettamente sito-specifici e condizionati anche dai *feedstock* trattati. Al netto del costo della materia prima, i costi operativi per un impianto delle dimensioni indicate sono stimabili in circa 500-600 mila euro/anno.

L'economicità complessiva della produzione dipende molto dalla tipologia di *feedtsock* e la sostenibilità degli *economics* deve essere inquadrata soprattutto nell'ambito dell'economia circolare e della soluzione del problema dei rifiuti (siano essi reflui zootecnici, FORSU, fanghi di depurazione, ecc.). Secondo l'Associazione Europea Biogas (EBA), il biometano può essere prodotto a partire da 55 €/MWh, valore che sarebbe competitivo con i prezzi medi del metano negli ultimi due anni.

Nel marzo del 2022 il prezzo alla pompa del primo impianto di biometano "fai da te" in Italia (in provincia di Piacenza, progettato per servire 100 veicoli al giorno) era di 1,2 euro/kg, inferiore a quello attuale del metano fossile alla pompa (1,8-1,9 euro/kg).

E. Ricadute occupazionali

Nel lungo termine, la filiera del biogas/biometano potrebbe favorire la creazione di diverse migliaia di posti di lavoro[2], considerandone l'impiego nel settore trasporti e la produzione per l'immissione in rete per altri usi.

F. Fattori abilitanti

Oltre allo snellimento delle procedure di *permitting*, risulterebbe opportuno il mantenimento dei livelli di incentivazione per tale prodotto nell'utilizzo in autotrazione. Il decreto MiTE sugli incentivi per gli impianti di produzione di biometano e per la riconversione degli impianti a biogas, previsto dal PNRR e che il Dlgs 199/2021 di recepimento della direttiva RED II obbligava il Mite a emanare entro metà maggio 2022, è stato notificato alla Commissione europea il 19 novembre 2021. La Commissione deve decidere sulla compatibilità con le regole riguardanti gli aiuti di Stato. Da quel momento si è aperto un confronto tuttora in corso. La Commissione europea ha rilevato criticità nello schema di

1 Fonti varie.

2 Il Consorzio Italiano Biogas stima 21.000 occupati

decreto e, in particolare, nel "sistema delle aste, che nella proposta appare diversificato tra impianti agricoli e rifiuti e per fasce di capacità tra nuovi impianti e riconversioni per gli impianti agricoli". Al momento è in corso un'interlocuzione con la Commissione per estendere a fine 2023 il periodo di entrata in esercizio che consente l'accesso agli incentivi di cui al DM 2 marzo 2018.

Si osserva che nelle dichiarazioni del MiTE, nell'ambito della prima versione del RepowerEU e in relazione alle possibili modalità di sostituzione del gas russo nel nostro Paese, rientra anche la crescita della produzione nazionale di biometano a 2,5 mld mc entro il 2026.

Valutazione complessiva

La filiera del biometano, pur in dimensioni ancora modeste, sembra presentare ormai una certa maturità tecnologico/industriale nonché minori problematiche ed incognite rispetto ad altre nuove filiere di combustibili gassosi *low carbon*, come, per esempio, quella dell'idrogeno.

Si tratta di una tecnologia importante per la decarbonizzazione del trasporto stradale e di quello marittimo. I motori alimentati con biometano abbattono in varia misura le emissioni di CO_2 in funzione della materia prima utilizzata raggiungendo oltre il 100% nel caso di rifiuti e sottoprodotti.

Essendo perfettamente in linea con il metano fossile per quanto riguarda le caratteristiche qualitative e prestazionali, può essere utilizzato da subito senza alcun ulteriore trattamento in tutti i mezzi alimentati da gas naturale compresso. Inoltre, nella sua forma liquefatta di "BioGNL" presenta le stesse caratteristiche del corrispondente fossile.

L'economicità complessiva della produzione dipende molto dalla tipologia di *feedtsock* e la sostenibilità degli *economics* deve essere inquadrata soprattutto nell'ambito dell'economia circolare, dell'utilizzo degli "scarti" e della soluzione del problema dei rifiuti bio.

L'AIE stima che il potenziale del biometano sostenibile sia 20 volte gli attuali livelli di produzione, pari a quasi il 20% della domanda globale di gas naturale. Al di là delle valutazioni ottimistiche, risulterà comunque necessario uno scale-up di progetti e iniziative. Sarà inoltre richiesto un adattamento delle reti gas e un potenziamento del sistema distributivo per l'impiego nei trasporti.

In Italia, un impulso all'intera filiera dovrebbe derivare sia dall'implementazione del PNRR, tramite l'atteso nuovo decreto di incentivazione, sia dal contributo che il biometano può dare nelle misure del RepowerEU.

Oltre allo snellimento delle procedure di *permitting*, sarà in ogni caso opportuno il mantenimento dei livelli di incentivazione previsti per l'utilizzo in autotrazione.

Nello studio elaborato da Rie nel 2020, le soluzioni biometano e BioGNL occupano una posizione di grande interesse per i segmenti del trasporto stradale leggero e pesante.

Il GNL nella sua forma bio risulta un'opzione valida anche per il comparto marittimo dove la quota di navi alimentate a GNL sta sensibilmente aumentando.

I LCF NON DERIVATI DA BIOMASSA

Come è stato accennato nei capitoli e paragrafi precedenti, la riformulazione nel 2018 della Direttiva europea sulle Energie Rinnovabili (RED II) pone l'accento sul superamento dei biocarburanti di prima generazione a favore di biocarburanti avanzati prodotti da un elenco di materie prime specificate nell'Allegato IX; è altresì previsto un sostegno verso **due categorie di carburanti non derivati da biomassa: i carburanti a base di carbonio riciclato (RCF) e i carburanti rinnovabili di origine non biologica (RFNBO** - Renewable Fuels of Non Biological Origin) che, come vedremo nelle pagine a seguire, includono gli e-fuels (terminologia non utilizzata dalla Commissione europea). Gli RCF sono invece combustibili prodotti utilizzando energia di origine fossile contenuta in flussi di rifiuti gassosi, liquidi o solidi.

Analogamente, il decreto legislativo italiano di recepimento della Direttiva UE (n. 199, 8 novembre 2021) prende in considerazione tutte le tipologie di carburanti rinnovabili, inclusi quelli di origine non biologica e da carbonio riciclato, indipendentemente dal settore di trasporto in cui sono immessi in consumo.

Un simile quadro ne stimola la penetrazione anche in segmenti del trasporto diversi da quello stradale (come quello aereo e marittimo), senza pregiudicarne la competitività. Rispetto a questa previsione, emerge con chiarezza l'incoerenza delle proposte contenute nel Pacchetto Fit for 55, che riporta misure in contrasto con lo sviluppo di biocarburanti a basso impatto carbonico impiegabili nel MCI.

I RECYCLED CARBON FUELS-RCF

A. Caratteristiche tecniche e usi finali

I *recycled carbon fuels* sono carburanti liquidi e gassosi prodotti da flussi di rifiuti liquidi o solidi di origine non rinnovabile o dal gas derivante dal trattamento dei rifiuti e dal gas di scarico di origine non rinnovabile (es. da plastica). In sintesi, sono ottenuti a partire da rifiuti indifferenziati e rifiuti plastici (plasmix) non utilizzabili per il riciclo chimico della plastica. I gas di scarico associati ad alcune produzioni industriali, ad esempio quelli delle acciaierie, contengono monossido di carbonio come sottoprodotto. La parte di que-

sto non impiegata nel processo produttivo, viene convertita attraverso un procedimento di fermentazione batterica in etanolo, direttamente utilizzabile come carburante per autotrazione, oppure oggetto di ulteriore conversione per ottenere un *fuel* di tipo *drop-in* impiegabile nell'aviazione.

I RCF ottenuti in questo modo presentano una caratteristica interessante: da un vettore energetico di basso valore, quale appunto il monossido di carbonio, si ottiene un prodotto energetico di valore elevato e flessibile negli usi come, ad esempio, i carburanti liquidi.

L'idea di **convertire i rifiuti plastici in combustibili** ha invece radici antiche: la grande maggioranza delle materie plastiche è ancora prodotta a partire da materie prime fossili, soprattutto petrolio e gas. I materiali plastici conservano gran parte dell'energia chimica ricavata dagli idrocarburi che, pertanto, può essere convertita in carburante tramite opportuni processi termochimici.

Per gli RCF a base di plasmix, la caratteristica più interessante è **l'opportunità di generare fuels e al contempo benefici per la gestione dei rifiuti, dal momento che i rifiuti plastici che alimentano gli impianti di produzione di RCF sono le frazioni di scarto non destinate al riciclaggio di materia ma ad incenerimento oppure smaltimento in** discarica (il processo di conversione chimica dei rifiuti plastici potrebbe persino attingere ai rifiuti già conferiti in discarica con un progressivo svuotamento delle discariche stesse).

Gli associati Unem hanno 7 ipotesi di progetto relative sia alla realizzazione di impianti di gassificazione - dove, mediante un processo di conversione chimica, vengono sintetizzati prodotti quali idrogeno, metanolo ed etanolo - sia alla conversione di plastiche in combustibili, attraverso processi di pirolisi a bassa temperatura (processi cosiddetti di «*waste to fuels*»).

B. Logistica

I progetti sul tavolo sono orientati alla produzione di carburanti da carbonio riciclato in forma liquida, che quindi utilizzerebbero sistemi logistici del tutto similari a quelli dei prodotti petroliferi. Un indubbio vantaggio rispetto a soluzioni che richiedono la costruzione di un'infrastruttura logistica e distributiva *ad hoc*.

C. Benefici ambientali

I vantaggi delle tecnologie di produzione dei RCF in termini di riduzione delle emissioni di gas serra rispetto ai processi tradizionali di produzione dei combustibili non sono ancora certi e quantificabili dal momento che la metodologia di calcolo è rimessa ad un atto delegato della Commissione europea ancora non adottato.

Per i RCF ottenuti da gas di scarico, la questione centrale ai fini di un approccio LCA riguarda lo smaltimento alternativo dei gas stessi. Se l'energia in essi contenuta venisse comunque sottoposta a combustione, gli RCF avrebbero una bassa intensità carbonica.

Se invece venisse recuperata, il risparmio di gas serra associato all'eventuale produzione di RCF dipenderebbe fortemente dall'efficienza energetica del processo di recupero dell'energia alternativa e dall'intensità di gas serra della probabile fonte di energia sostitutiva.

Per quanto riguarda i percorsi tecnologici che prevedono la trasformazione dei rifiuti plastici in combustibili, occorre tenere a mente che a livello europeo esiste già un'apposita metodologia di calcolo del *GHG saving*, elaborata nell'approccio valutativo delle procedure di Innovation Fund.

Tale metodologia prevede che l'utilizzo di rifiuti, altrimenti destinati a discarica o incenerimento, come input di processo per la produzione di prodotti/fuels determini un credito negativo di CO_2 corrispondente al dato emissivo associato a quello che sarebbe stato il destino di quei rifiuti (discarica/incenerimento)[1]. Inoltre, nella stessa metodologia di calcolo, si assume che l'energia elettrica utilizzata nel processo sia *carbon neutral,* in coerenza con il percorso di produzione di energia elettrica orientato sempre di più sulla base rinnovabile.

Resta in ogni caso fermo che la produzione di RCF mediante riciclo chimico determini sempre il recupero, oltre al car-

1 Eu Grants: Innovation Fund – LSC -2021 Call document Annex C: "*In some projects, a material steam waste may be taken as an input and only partly utilized. In such cases, the negative emission in the input box should be based on the change in emissions for only the fraction of the municipal waste actually utilized. If municipal waste is diverted from landfill, the carbon emission attributed to it at the point of collection will be negative. These shall be assumed equal to those for incineration without energy recovery, because although landfill sequesters part of the carbon, it is not desirable to encourage landfill for other environmental reasons (such as fugitive GHG emissions of methane)*".

bonio, anche della materia contenuta nei rifiuti, con possibili ulteriori output di processo come idrogeno, metalli, minerali, zolfo, fosforo, ecc. Questo rende il riciclo chimico un processo pienamente sostenibile in termini di economia circolare, nonché eventualmente in grado di fornire alimentazione ad attività produttive/industriali *hard to abate* (ad esempio l'idrogeno può essere utilizzato nelle acciaierie/raffinerie, il granulato inerte può sostituire i materiali pozzolanici[1] vergini nel comparto cementizio, ecc.). Al tempo stesso, la CO_2 prodotta in corso di processo presenta una purezza al 97-98%, che consente in maniera ottimale il suo convogliamento verso sistemi di intombamento.

Relativamente alle 7 ipotesi di progetti presentate dagli associati Unem, si stima un risparmio di anidride carbonica pari a circa 1 milione di tonnellate l'anno a fronte di una produzione di RCF di circa 500.000 tonnellate/anno.

Occorre inoltre considerare **altre tipologie di benefici ambientali associate alla produzione di RCF da rifiuti plastici**, quali le opportunità di riqualificazione di molteplici siti con conseguente salvaguardia dei livelli occupazionali. Inoltre, le tecnologie di recupero della plastica consentono di implementare **il paradigma dell'economia circolare**, con la prospettiva di potenziare il riciclo di rifiuti sia urbani che speciali, riducendo l'uso di materie prime vergini. Sono tuttora in fase di finalizzazione gli Atti Delegati della Commissione Europea con la definizione della metodologia di calcolo del risparmio emissivo di gas serra associato agli RCF.

D. Investimenti e costi

Ad oggi non è identificabile con esattezza il livello dei costi di investimento e di esercizio associati alla produzione di RCF trattandosi di una tecnologia in fase embrionale. I 7 progetti citati in ambito Unem prevedono un investimento complessivo di circa 1,2 miliardi di euro da realizzarsi entro un periodo massimo di 4 anni.

Occorre, d'altro canto, considerare che in prospettiva una maggiore competitività dei RCF potrebbe consentire una riduzione del prezzo di conferimento dei rifiuti presso gli

1 I materiali a comportamento pozzolanico o ad attività pozzolanica sono sostanze naturali o sottoprodotti industriali (pozzolane industriali, ceneri volanti, ecc.) che hanno una struttura amorfa o parzialmente cristallina e sono costituiti da silice, da silico-alluminati o da una combinazione di questi.

impianti di riciclo chimico, determinando a cascata la riduzione delle componenti tariffarie.

E. Fattori abilitanti

Per lo sviluppo di questi *fuels* occorrerebbero misure di *policy* volte a: introdurre meccanismi di incentivazione alla produzione con supporto agli investimenti e defiscalizzazione dei prodotti; adottare la metodologia di calcolo del *GHG saving*, rifacendosi a quella già utilizzata nel contesto dei progetti dell'Innovation Fund; definire, anche a livello nazionale, una metodologia di calcolo del risparmio di GHG associato a questa categoria di carburanti, ad oggi inesistente anche in ambito UE; eliminare dal pacchetto Fit for 55 tutti i vincoli che limitano lo sviluppo dei LCF, in primis il *phase out* dei motori a combustione interna; ridefinire la tassonomia UE sulle attività sostenibili per garantire l'accesso al credito a tutte le opzioni in grado di contribuire ai processi di decarbonizzazione.

Infatti, la tassonomia include la produzione di biogas e biocarburanti per l'utilizzo nel trasporto mentre non include i carburanti liquidi e gassosi per il trasporto di origine non biologica e i combustibili a carbone riciclato.

Valutazione complessiva

Si tratta di una tecnologia in fase embrionale ma con interessanti prospettive, anche in ottica di economia circolare, qualora la produzione avvenga a partire da rifiuti plastici altrimenti non riciclabili.

Alla necessità di costruire economia di scala e di competenza nella fase a monte, si contrappone la possibilità di utilizzare l'infrastruttura logistica e distributiva esistente grazie al prevalente orientamento dell'industria verso la produzione di carburanti da carbonio riciclato in forma liquida.

Rimane aperto il tema del risparmio emissivo, in mancanza di una metodologia di calcolo sull'intero ciclo di vita.

Sembrano esserci interessanti margini di riduzione dei gas serra (rispetto all'equivalente fossile) quando gli RCF sono ottenuti a partire da rifiuti plastici che verrebbero altrimenti conferiti in discarica senza recupero di energia.

In sintesi, l'economicità complessiva della produzione deve essere inquadrata soprattutto nell'ambito dell'economia circolare, dell'utilizzo dei gas di scarto e della soluzione del problema dei rifiuti di plastica.

I CARBURANTI RINNOVABILI DI ORIGINE NON BIOLOGICA: GLI E-FUELS

A. Caratteristiche tecniche e usi finali

Sono combustibili di sintesi ottenuti dall'idrogeno ("verde" e "blu"), a sua volta prodotto (alias isolato) tramite elettrolisi dell'acqua, utilizzando elettricità da fonti rinnovabili ed anidride carbonica catturata direttamente dall'aria o, molto più convenientemente, da sorgenti concentrate (ad esempio settori industriali ad alta intensità energetica quali raffinerie, cementerie, acciaierie, ecc.). I prodotti finali sono idrocarburi sintetici di natura gassosa o liquida formulati in modo del tutto simile ai corrispondenti prodotti convenzionali (benzina, diesel, GNC, GNL, ecc.).

Avendo caratteristiche merceologiche e prestazionali analoghe a quelle dei combustibili tradizionali, gli e-fuels - classificati come combustibili drop-in - possono essere immediatamente impiegati su tutto il parco veicolare circolante esistente, sia passeggeri che merci per il trasporto stradale, senza alcun adattamento tecnico e naturalmente su tutti i veicoli con MCI di nuova immatricolazione, preservando completamente le eccellenze tecnologiche ed industriali della filiera *automotive* europea.

È infatti possibile prevedere un valore di miscelazione degli e-fuel liquidi (e-Diesel ed e-Gasoline) fino ad un valore pari al 100% con i rispettivi combustibili tradizionali (qualora siano soddisfatte le medesime specifiche tecniche). Grazie alla loro compatibilità con i motori a combustione interna, gli e-fuels possono essere impiegati anche per alimentare aeroplani e navi.

La produzione degli e-fuels è oggi ancora sperimentale; la transizione dalla fase pilota-dimostrativa attuale ad impianti in grado di attivare una produzione su scala commerciale richiede realisticamente più di un decennio in quanto connessa alla **messa in campo di ingenti investimenti volti a costruire una nuova *value chain*** (elettrolizzatori, sistemi di cattura, stoccaggio e utilizzo dell'anidride carbonica –CCS/U, impianti di conversione).

Serve inoltre un aumento molto forte della capacità di generazione elettrica da fonti rinnovabili, in considerazione dell'intrinseca inefficienza di conversione che caratterizza

Usi potenziali degli e-fuels

	e-fuels	Trasporto leggero	Trasporto pesante	Trasporto marittimo	Trasporto aereo	Altri settori
Gas	e-metano (CH_4)	X	XX	XX		XXX
	e-idrogeno (H_2)	XX	XX	X		X
Liquidi	e-ammoniaca (NH_2)	X	X	XXX		
	e-metanolo (CH_2OH)	XX	X	X		
	e-DME/e-OME	X	XX	XX		
	e-benzina	X				
	e-diesel	X	XXX	XX		
	e-jet				XXX	

Nota: Le X rappresentano una prima stima del ruolo potenziale dei diversi tipi di e-fuels nei segmenti del settore trasporti: uso primario (XXX), secondario (XX), minoritario (X), nessun uso potenziale (nessuna X). Gli "altri settori" includono industria, edilizia e generazione elettrica.

Fonte: Concawe, A look into the role of e-fuels in the transport system in Europe (2030-2050)

Caratteristiche qualitative degli e-fuels

	e-fuels	Stoccaggio	Infrastrutture addizionali	Adeguamento motoristico e sviluppo motore apposito
Gas	e-metano (CH_4)	Medio	No	No
	e-idrogeno (H_2)	Difficile	Sì	No
Liquidi	e-ammoniaca (NH_2)	Facile	Sì	Sì
	e-metanolo (CH_2OH)	Facile	No	Sì
	e-DME	Facile	Sì	Sì
	e-OME	Facile	Sì	Sì
	e-benzina	Facile	No	No
	e-diesel	Facile	No	No
	e-jet	Facile	No	No

Fonte: Concawe, A look into the role of e-fuels in the transport system in Europe (2030-2050)

questo genere di produzioni. **Una penetrazione diffusa non è quindi ipotizzabile entro il 2030-2035** ed è in parte funzione di una forte riduzione dei relativi costi. Su un orizzonte di più lungo termine (2040-2050), invece, gli e-fuels potrebbero aggredire tutto il mercato dei combustibili liquidi e gassosi impiegati nel settore dei trasporti, in relazione ai segmenti stradale, aereo e marittimo. **Logicamente, una loro elevata penetrazione nel lungo periodo dipende giocoforza dagli investimenti che potranno essere realizzati nel decennio in corso** che si rivela, quindi, determinante ai fini della messa in campo di tutti gli sforzi e strumenti necessari per compiere la decarbonizzazione del settore trasporti.

B. Logistica

Lato produzione, come anticipato, gli e-fuels versano ancora in una fase pilota. Lo sviluppo su scala commerciale richiede ingenti investimenti e la creazione di una intera *value chain*. Relativamente alle fasi più a valle della filiera – stoccaggio, movimentazione, distribuzione - essendo analoghi ai prodotti liquidi e gassosi tradizionali, potranno utilizzare senza alcun adattamento le infrastrutture logistiche e distributive esistenti (reti gas, pipeline, rete di distribuzione dei carburanti liquidi, stazioni di rifornimento, depositi).

Gli e-fuel liquidi sono più facili (e relativamente economici) da immagazzinare e trasportare rispetto all'elettricità e possono essere conservati in depositi fissi su larga scala per periodi prolungati, consentendo di compensare l'approvvigionamento stagionale e le fluttuazioni e di contribuire a migliorare la sicurezza energetica.

C. Benefici ambientali

In ottica *well-to-wheel*, i motori alimentati con e-fuels abbattono del 100% la CO_2 emettendo esattamente quella assorbita dall'atmosfera nel processo produttivo. In sostanza, la generazione di un minor impatto ambientale associato agli e-fuels deriva da un lato dalla produzione di energia elettrica che avviene attraverso l'impiego di fonti energetiche rinnovabili, dall'altro lato durante il loro utilizzo, viene emessa solo la quantità di CO_2 che era precedentemente vincolata durante la fase di produzione. Gli e-fuels possono quindi dare un contributo climaticamente significativo in tutti i settori in cui vengono attualmente utilizzati i combustibili convenzionali quali ad esempio il settore dei trasporti e per tutti gli impianti di riscaldamento che utilizzano combustibili liquidi.

Inoltre, sono totalmente privi di zolfo, quel che rende particolarmente agevole la gestione delle emissioni di altri inquinanti eventualmente prodotti marginalmente nella fase di combustione nei motori. Rappresentano, quindi, un'ottima opzione anche nella gestione della qualità dell'aria.

Un ulteriore opportunità è data dalla possibilità di sviluppare di cluster industriali che colleghino i produttori industriali di CO_2 (ottenuta come prodotto di scarto dei processi

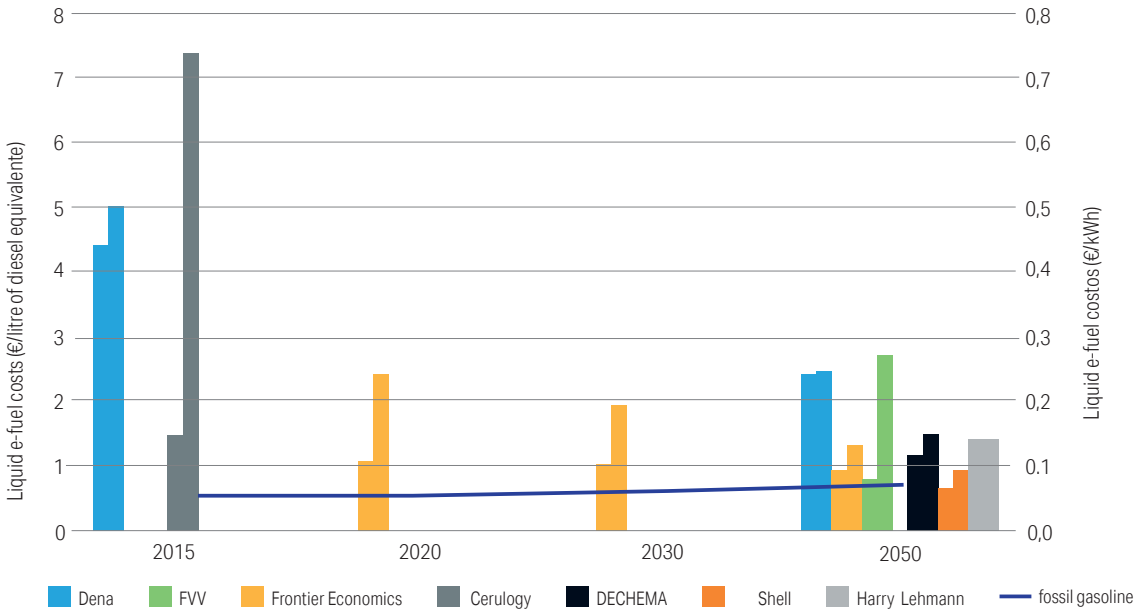
produttivi) con gli impianti di produzione degli e-fuels. In tal modo si contribuirebbe a ridurre ulteriormente l'impatto ambientale prodotto e a favorire la decarbonizzazione industriale.

D. Investimenti e costi

La mancanza di impianti su scala commerciale rende difficile stimare l'ordine di grandezza degli investimenti produttivi, anche in relazione alle incertezze circa la capacità effettiva che potranno avere simili impianti. I diversi studi in materia sono comunque concordi nel ritenere che le principali voci di costo (CAPEX) riguardino la capacità di generazione da rinnovabili, gli elettrolizzatori e la modalità impiegata per la cattura della CO_2 (direttamente dall'aria o da sorgenti concentrate).

In Italia è in fase di realizzazione un impianto pilota per la produzione di e-metanolo a partire da idrogeno verde e anidride carbonica catturata, mentre è stato avviato un progetto di ricerca per un impianto pilota dedicato alla produzione di e-fuels. Complessivamente, per questi due progetti, è previsto un investimento di circa 340 milioni di euro, con tempi di realizzazione pari a 4 anni.

I costi dei liquid fuels ed e-fuels (min/max)
(€/litro e €/kWh)



Fonte: Concawe, A look into the role of e-fuels in the transport system in Europe (2030-2050)

Se consideriamo impianti alla scala industriale, invece, possiamo basarci unicamente su stime. Secondo Concawe, un nuovo impianto di questo tipo avente una capacità di 0,2 mil. tonnellate equivalenti di petrolio all'anno potrebbe determinare una spesa di investimento tra i 400 e i 650 milioni di euro. Unità di taglia maggiore integrate in siti di raffinazione o facenti parte di hub industriali potrebbero beneficiare di riduzioni di costo più significative.

Lo sviluppo di economie di scala e di apprendimento è indicato come la principale leva di abbattimento dei costi, benché vi sia consenso sul suo conseguimento in un orizzonte di lungo periodo quale il 2040-2050.

Lato veicolo, il ricorso agli e-fuels non incide sul prezzo medio del mezzo ma solo sul costo operativo. Il costo degli e-fuels è oggi molto elevato e strettamente correlato al costo della generazione elettrica da fonti rinnovabili (che può arrivare a rappresentare un terzo del loro costo totale) e all'efficienza del processo di conversione.

Secondo alcune stime[1], si aggira attualmente attorno a 2-3 euro al litro; una loro futura riduzione, susseguente alla realizzazione di significative economie di scala, li porterebbe al 2030 sotto i 2 euro per arrivare al 2050 intorno a 1 euro. La leva economica – sia lato produzione che sul costo del prodotto finale – rimane dunque un driver di sviluppo centrale.

D. Ricadute occupazionali

Nel lungo termine, lo sviluppo di impianti idonei alla produzione di e-fuels potrà consentire la creazione di nuovi posti di lavoro ad oggi non quantificabili in quanto la tecnologia versa ancora in una fase di sviluppo. In prospettiva 2030, l'impatto sull'occupazione sarà limitato e rivolto soprattutto ai centri di ricerca e alla realizzazione di impianti di dimensioni limitate per traguardare gli obblighi.

Tuttavia, la realizzazione di questi carburanti consentirebbe – al pari degli altri LCF - la salvaguardia dei livelli occupazionali della filiera *automotive* dei MCI, nonché di quelli presenti nei siti industriali eventualmente riqualificati per questi fini.

1 Concawe Review vol. 28, numero 1 (2019) "A look into the role of e-fuel in the transport system in Europe (2030-2050)"; Innovhub-SSI, Politecnico di Milano (2022) "Processi di produzione di e-fuels ed er-fuels"

E. Fattori abilitanti

Per lo sviluppo del settore occorrerebbero misure di policy volte a: riformare il Regolamento UE sul calcolo delle emissioni, che non dovrebbe limitarsi alla fase *tank to wheel* ma razionalmente estendersi all'intero ciclo di vita dove questa tipologia di carburanti consentirebbe un abbattimento dell'anidride carbonica pari al 100% emettendo esattamente quella assorbita dall'atmosfera nel processo produttivo; introdurre meccanismi di supporto agli investimenti come la defiscalizzazione dei prodotti; eliminare dal pacchetto Fit for 55 tutti i vincoli che limitano lo sviluppo dei LCF, in primis il *phase out* dei motori a combustione interna ridefinire la tassonomia UE sulle attività sostenibili per garantire l'accesso al credito a tutte le opzioni in grado di contribuire ai processi di decarbonizzazione.

Infatti, la tassonomia include la produzione di biogas e biocarburanti per l'utilizzo nel trasporto mentre non include i carburanti liquidi e gassosi per il trasporto di origine non biologica e i combustibili a carbone riciclato.

Valutazione complessiva

La diffusa sostituzione dei combustibili fossili tradizionali con gli e-fuels potrebbe contribuire fortemente alla decarbonizzazione del settore dei trasporti e alla conseguente riduzione delle emissioni di gas climalteranti. Essendo simili dal punto di vista prestazionale e merceologico ai carburanti tradizionali, potranno essere impiegati direttamente su tutto il parco circolante esistente e potranno utilizzare senza alcun adattamento le infrastrutture logistiche e distributive esistenti. Inoltre, è prevedibile che il loro impiego possa estendersi ai segmenti aereo e marittimo.

La realizzazione delle economie di scala e di competenza necessarie ad una loro diffusione su vasta scala riguarda, pertanto, solo la fase produttiva, ivi incluso l'approvvigionamento degli input necessari in quantità adeguate (idrogeno verde o blu e capacità di generazione elettrica da rinnovabili). Ciò richiederà tempo ed ingenti investimenti, inizialmente con costi elevati.

Una penetrazione diffusa degli *e-fuels* non è, quindi, realizzabile entro un orizzonte ravvicinato quale il 2030, mentre è possibile nel ventennio successivo. Il decennio in corso si rivelerà cruciale per permettere la messa in campo degli investimenti idonei a consentire un volume produttivo di e-fuels in grado di fornire, nel lungo termine, un contributo determinante alla decarbonizzazione del settore trasporti, in considerazione dell'abbattimento del 100% delle emissioni di CO_2 consentito da questi carburanti rispetto ai loro equivalenti fossili sull'intero ciclo di vita.

L'IDROGENO

A. Caratteristiche tecniche e usi finali

Negli ultimi anni l'idrogeno è al centro dell'attenzione delle politiche energetiche UE e oggetto di specifiche strategie di sviluppo da parte di diversi Paesi, oltre che di numerose iniziative industriali, molte delle quali però ancora allo stato embrionale. L'idrogeno può essere ottenuto attraverso l'elettrolisi dell'acqua in celle elettrochimiche alimentate da elettricità prodotta da fonti rinnovabili; in questo caso, come noto, l'idrogeno viene definito "verde". Viene invece denominato "blu" quello prodotto a partire da gas naturale con sistemi di cattura, stoccaggio ed utilizzo della CO_2.

In questo caso non si tratta di gas rinnovabile, ma di *low carbon gas*. L'idrogeno può essere utilizzato con **un duplice scopo**: come materia prima in processi produttivi dell'industria chimica, della raffinazione e della siderurgia; come vettore energetico da trasformare in elettricità o energia termica in settori difficili da decarbonizzare, come alcune filiere industriali energivore o **nel trasporto**. Mentre le applicazioni come *feedstock* sono da tempo consolidate e l'obiettivo è quello di trasformare le attuali modalità di produzione in modo da azzerarne le emissioni climalteranti, le attese per il futuro sviluppo della catena del valore dell'idrogeno consistono nelle sue applicazioni come fonte energetica.

L'utilizzo dell'idrogeno nei trasporti può avvenire potenzialmente sia con l'impiego tal quale nelle celle a combustibile delle vetture e nei motori a combustione interna sia come input per la produzione di LCF di origine sintetica (e-fuels). In particolare, la cella a combustibile ha la funzione di alimentare il motore elettrico con un generatore in grado di convertire l'energia chimica dell'idrogeno in elettricità tramite reazione con l'ossigeno. Nei veicoli, l'energia generata viene convogliata nel motore elettrico e/o in una batteria che ha dimensioni più ridotte rispetto ai veicoli elettrici. In questa tecnologia, l'unico scarico è costituito da vapore acqueo: la molecola di idrogeno non contiene infatti atomi di carbonio e il suo uso non genera emissioni di gas climalteranti.

In prospettiva, le autovetture elettriche a celle combustibili avrebbero le potenzialità per superare alcuni dei limi-

ti dell'elettrico puro in relazione a tempi di rifornimento (massimo 5 minuti) e autonomia di percorrenza (500-600 km), grazie a un serbatoio pressurizzato a 700 bar capiente circa 5 kg[1]. Per i veicoli pesanti, l'impianto comprenderebbe due batterie a celle combustibili da 95 kW, cui si aggiungono sette grandi serbatoi di idrogeno, per una capacità totale di stoccaggio combinata di circa 35 kg a una pressione di 350 bar, che permettono un'autonomia di 400-500 km. Diversamente dai veicoli elettrici ibridi, puri o plug-in, in cui la portata è ridotta dall'esistenza della batteria, la capacità di carico del veicolo pesante a cella combustibile è assimilabile agli equivalenti modelli a gasolio.

L'idrogeno viene utilizzato a livello globale da molti anni; nel 2020 ne sono stati impiegati circa 90 milioni di tonnellate, di cui 70 sono stati usati in forma pura, mentre meno di 20 sono stati miscelati con gas che contengono carbonio per la produzione di metanolo e nell'industria dell'acciaio. Le principali applicazioni hanno riguardato specifici settori dell'industria, come la raffinazione di prodotti petroliferi (45%) e la produzione di *chemicals*, quali l'ammoniaca, in cui l'idrogeno è stato utilizzato come gas di sintesi (50%). Altri usi (5%) riguardano settori come la metallurgia, **mentre è residuale (0,02%) l'utilizzo nei trasporti**. Circa l'80% di idrogeno è stato prodotto in impianti dedicati, mentre la rimanente parte è usata nell'industria come "by-product" (proveniente da processi progettati principalmente per produrre qualcos'altro) in forma non pura, ossia senza preventiva separazione da altri gas, come combustibile o materia prima. Quasi tutto l'idrogeno consumato nel 2020 è stato prodotto con fonti fossili. Dei 72 milioni prodotti negli impianti ad hoc il 60% è derivato dal gas, di cui meno dell'1% con tecnologia di cattura e sequestro del carbonio, lo 0,6% con petrolio e quasi il 20% con carbone. La maggior parte dell'idrogeno è prodotto nei pressi degli utilizzi finali, usando risorse estratte nello stesso Paese.

In Italia, il consumo attuale di idrogeno è di circa 500 mila tonnellate all'anno (16 TWh). Da diversi anni la domanda risulta sostanzialmente stabile e l'idrogeno viene consumato per la maggior parte (85%) nel comparto della raffinazione, mentre il restante nel settore chimico per la produzione

1 Dell'impianto fa parte anche una piccola batteria impiegata durante i picchi di potenza per coprire i ritardi nella generazione di corrente della fuel cell, che si ricarica accumulando energia dalla frenata.

di ammoniaca. La produzione avviene prevalentemente sul luogo di consumo.

A fine novembre 2020, l'Italia ha pubblicato, attraverso il Ministero dello Sviluppo Economico, "*Linee guida preliminari per una strategia nazionale sull'idrogeno*", inteso soprattutto come idrogeno verde prodotto da fonti rinnovabili elettriche, senza escludere del tutto l'opzione blu. In modo piuttosto ottimistico, il documento preliminare (si attende ancora un documento strategico più avanzato) prevede entro il decennio in corso l'applicazione dell'idrogeno, oltre che nell'industria (nei settori in cui l'idrogeno è già impiegato come materia prima, come chimica e raffinazione), nel settore dei trasporti pesanti (camion a lungo raggio), nelle ferrovie in sostituzione dei treni diesel e sono anche previsti progetti pilota per il trasporto pubblico locale.

Tra gli obiettivi abbozzati per il 2030: ottenere una penetrazione dell'idrogeno verde del 2% della domanda energetica finale, attraverso 5 GW di elettrolizzatori e 10 miliardi di euro di investimenti (al netto di quelli delle FER per alimentare gli elettrolizzatori). Secondo le stime, ciò ridurrà le emissioni di CO_2 di circa 8 milioni di tonnellate, favorirà un PIL aggiuntivo fino a 27 miliardi di euro e la creazione di oltre 200.000 posti di lavoro temporanei nella fase di costruzione e fino a 10.000 posti di lavoro fissi sul medio periodo.

Nel più lungo termine, ovvero verso il 2050, il documento considera che l'idrogeno possa coprire fino al 20% della domanda finale di energia, ma siamo più nel campo degli auspici che della programmazione. Nel settore dei trasporti, sempre con orizzonte 2050, le linee guida prevedono che l'idrogeno possa diventare un'opzione per la decarbonizzazione delle autovetture, specialmente per le flotte aziendali e per lunghe percorrenze. Oltre ad un'ulteriore penetrazione in questi usi, l'idrogeno potrebbe essere impiegato nel trasporto marittimo, ad esempio nell'alimentazione delle navi a lungo raggio, dove le soluzioni a base di idrogeno come l'e-ammoniaca (insieme ai biocarburanti) richiedono un *retrofit* minimo dei motori esistenti o dei sistemi ausiliari e offrono maggiori prestazioni tecniche (ad esempio velocità, consumi) rispetto alle alternative elettriche.

Complessivamente, non solo in Italia, ma anche nel più ampio contesto europeo, molte rimangono le incertezze eco-

nomiche e regolatorie (come si vedrà anche nei punti successivi) per un settore che, malgrado le enormi attese, resta quasi tutto da costruire.

Lo studio Rie del 2020 aveva dedicato un approfondimento all'idrogeno, riflettendo nelle valutazioni le aspettative di esperti ed operatori del settore. Nei diversi segmenti di trasporto analizzati (marittimo, aereo e stradale in tutte le sue declinazioni), la mobilità a idrogeno non emergeva come preferibile in un orizzonte ravvicinato quale il 2030 rispetto ad un dato set di criteri di natura ambientale, economica, sociale-lavorativa, energetica, di sicurezza e personale; poteva invece rappresentare una valida opzione in un orizzonte di lunghissimo periodo quale il 2050 e solo in relazione ad alcune modalità: nel marittimo soprattutto sotto forma di e-ammoniaca e nel trasporto pubblico locale. In quest'ultimo caso, tuttavia, si collocava nella parte alta dell'ordine di preferibilità restituito dall'analisi solo ipotizzando il conseguimento di importanti economie di scala (seppur non al livello dei MCI), la realizzazione degli investimenti necessari per la costruzione di una diffusa rete di rifornimento, il livellamento del costo del mezzo e del vettore energetico a quelli di un veicolo e di un carburante tradizionali (diesel) e un upgrading nel rendimento del processo di produzione.

B. Logistica

Ad oggi le stazioni di rifornimento di idrogeno sono ancora in una fase di introduzione sul mercato, con costi che si aggirano tra 1 e 3 milioni di Euro a seconda della capacità di erogazione. Si valuta che, inizialmente potrebbero essere realizzate stazioni più piccole per flotte *captive* di veicoli e di mezzi pesanti, con erogazioni fino a 200 kg/giorno. In una fase successiva potrebbero essere realizzate stazioni di taglia maggiore per flotte più numerose e per gli utenti privati. Obiettivo finale sarebbe quello di costruire stazioni di grande taglia fino a 1.000 kg/giorno in grado di rifornire tutti gli utenti e di assicurare una copertura delle principali arterie dl trasporto. Data la rilevante autonomia dei veicoli (specie rispetto ad un BEV), è possibile ipotizzare la creazione di un numero contenuto di stazioni.

Ma la necessità di una distribuzione geografica e la vicinanza dei punti di rifornimento alla domanda delle città potrebbe implicare la costituzione di una rete capillare, in cui a una

fase di produzione centralizzata in impianti industriali segue il trasporto dell'idrogeno su gomma (in forma gassosa o liquefatta) oppure via rete (in forma gassosa). Nel primo caso, il trasporto è associato allo stoccaggio, che deve avvenire in serbatoi altamente resistenti alle fughe e agli urti, poiché l'idrogeno è altamente esplosivo a contatto con l'ossigeno[1]. Lo stoccaggio in forma liquida implica l'isolamento termico o sistemi di raffreddamento (la temperatura di liquefazione a pressione ambientale è di -253°C); in forma gassosa l'immagazzinamento invece avviene ad altissima pressione e necessita di depositi molto ampi.

Nel caso del trasporto via condotta, è possibile considerare l'utilizzo della rete metanifera esistente per piccoli volumi di idrogeno oppure la creazione di un'infrastruttura ad hoc. Entrambe le soluzioni richiedono un importante investimento. Per combinare i requisiti di capacità di stoccaggio, disponibilità di energia e vicinanza agli utilizzatori finali, i punti nello spazio dove l'idrogeno potrebbe funzionare sono i grandi hub industriali, di logistica e portuali.

C. Benefici ambientali

Per ogni tonnellata di idrogeno grigio prodotto con gas naturale vengono emesse circa 7-9 tonnellate di CO_2[2]. La produzione con idrogeno verde azzererebbe tale impatto emissivo. Più controversi sono i risultati della riduzione delle emissioni tramite idrogeno blu. Secondo recenti studi[3] il tasso di cattura della CO_2 durante il processo di produzione può essere compreso tra il 52% e l'85% a seconda della tecnologia adottata. Tuttavia, anche per il numero ridotto di casi concreti a cui si può fare riferimento, la diminuzione complessiva, considerando l'intero ciclo di produzione, rimane materia di discussione.

D. Investimenti e costi

Il costo di produzione dell'**idrogeno grigio** è molto dipendente dal prezzo del gas naturale, essendo la sua produ-

1 Le norme europee per l'approvvigionamento di idrogeno per il trasporto su strada sono contenute nell'aggiornamento della DAFI, Regolamento Delegato (UE) 2019/1745 del 13 agosto 2019.

2 MiSE, Strategia Nazionale Idrogeno Linee Guida Preliminari (novembre 2020) e altri.

3 A.O. Oni, K. Anaya, T. Giwa, G. Di Lullo, A. Kumar, Comparative assessment of blue hydrogen from steam methane reforming, autothermal reforming, and natural gas decomposition technologies for natural gas-producing regions – ScineceDirect (febbraio 2022).

zione tramite *steam reforming* un processo maturo e diffuso per il quale i costi di impianto non varieranno in modo significativo in futuro. Per la produzione dell'**idrogeno blu** occorre aggiungere i costi della tecnologia per la cattura e il sequestro della CO_2 che fanno salire il Capex (oggi di circa 1.500 €/kW-idrogeno rispetto ad 800 €/kW dell'impianto per l'idrogeno grigio) e calare l'efficienza (circa 69% contro 75-80% del grigio)[1].

Ai costi di impianto attuali, il costo di produzione unitario dell'idrogeno blu è pari a quello del grigio aumentato di ca. 0,5 €/kg. Secondo IEA, i costi di impianto per l'idrogeno blu potrebbero diminuire a 1.200 €/kW entro il 2030 e sino a 1.100 nel più lungo periodo, riducendo quindi il differenziale. Tuttavia, la CCS rende molto imprevedibili i costi di produzione complessivi per diversi motivi, tra cui la non facile individuazione dei siti, le relative incertezze relative a permitting, eventuali misure compensative.

Relativamente all'idrogeno "verde", i costi unitari di produzione sono estremamente variabili a seconda della tecnologia impiegata (AEM, PEM, SOEC), del costo dell'elettricità, della localizzazione dell'impianto e delle sue dimensioni, delle condizioni di alimentazione dell'elettrolizzatore.

Oggi la tecnologia più utilizzata è quella alcalina (AEM), ma l'UE punta a sviluppare le nuove tecnologie PEM (a membrana polimerica elettrolitica) e SOEC (a ossidi solidi), anche se attualmente più costose. Infatti, la loro flessibilità le rende più adatte a convertire in idrogeno potenza elettrica variabile, in particolare eolica e solare. I capex indicativi delle 3 tecnologie sono situabili in ampi range: AEL 600-1.100 euro/kW, PEM 1000-2000 KW, SOEC 1.200-4000 kW[2].

Gli scarni dati sui costi unitari di generazione dell'idrogeno in Europa riguardano la produzione con gas naturale e da elettrolisi con elettricità dalla rete a prezzi di mercato. Antecedentemente la crisi dei prezzi, il costo per l'idrogeno prodotto in Olanda con gas senza CCUS era sugli 1,8 €/kg e sui 2,2 €/kg con CCUS (inizio 2021). Nel maggio 2022, il costo risultava salito a 5,5 €/kg senza CCUS e a 6,0 €/Kg ca. con CCUS. Sempre in riferimento al maggio di quest'anno, l'idrogeno prodotto con elettrolisi alcalina costava 11,5 €/

1 G. Zollino, L'irresistibile leggerezza dell'idrogeno, Blog Rivista Energia, novembre 2020.

2 Elaborazioni su fonti varie.

Kg e con elettrolisi PEM 13,5 €/Kg[1]. Valori che risentono degli elevatissimi prezzi di mercato di gas ed elettricità.

I costi unitari di produzione con impianti di generazione FER dedicati agli elettrolizzatori possono essere stimati in un ampio range di 4-8 €/kg in base a molte condizioni e fattori. Valori che vedrebbero il verde avvicinarsi alla competitività nei confronti del gas agli attuali prezzi e anche del grigio e del blu. Sono però pochi gli studi fondati su dati reali e non su stime[2], inoltre una potenziale competitività agli attuali prezzi energetici non sarebbe neppure auspicabile.

Un'ampia diffusione dell'idrogeno verde dipenderà da una serie di condizioni di non facile realizzabilità: formazione della domanda, riduzione dei costi della tecnologia, bassi prezzi e ampia disponibilità di elettricità rinnovabile, efficiente organizzazione della filiera. Risulta importante anche valutare con attenzione le problematiche legate alla grande quantità di potenza elettrica rinnovabile necessaria per il funzionamento su vasta scala degli elettrolizzatori.

Anche i **costi di trasporto e stoccaggio** giocheranno un ruolo importante sulla sostenibilità economica dell'idrogeno, come già visto al punto b). Se deve viaggiare molto prima di poter essere utilizzato, i costi di trasmissione e distribuzione, oltre che di stoccaggio, potrebbero incidere molto significativamente sul costo finale[3]. Infatti, il potere calorifico dell'idrogeno è circa un terzo di quello del gas naturale, quindi trasportarlo costerebbe tre volte tanto, se i costi di investimento per trasportare l'idrogeno in un gasdotto fossero gli stessi del gas naturale.

Tuttavia, occorre tener conto che i costi potrebbero essere più elevati per impedire le fughe di idrogeno dovute alla sua maggiore diffusività. Questi fattori rendono la soluzione del trasporto a grande distanza con reti dedicate o anche con infrastrutture esistenti utilizzate per il gas naturale, come un'alternativa che richiede adeguate analisi sulla sua reale sostenibilità economica.

Quanto ai veicoli a celle combustibili alimentati a idrogeno, la loro produzione è legata all'esistenza di una rete di rifor-

1 Fonte: Platts.

2 L. De Paoli, La strategia europea dell'idrogeno: un'analisi critica - Rivista Energia 4.21.

3 IEA, The Future of Hydrogen (2019), Commissione Europea, Hydrogen generation in Europe (2020).

nimento: la fase attuale è quella in cui le case costruttrici guardano allo sviluppo della rete, che dipende a sua volta dalla messa in produzione di modelli di veicoli su scala internazionale.

E. Ricadute occupazionali

Attualmente sono di difficile valutazione. Come detto le "Linee Guida" per una strategia italiana sull'idrogeno stimano che lo sviluppo di una filiera nazionale possa condurre a 10.000 nuovi posti di lavoro fissi sul medio periodo. Progetti nella filiera contribuirebbero, inoltre, a salvaguardare l'occupazione nel settore della raffinazione rispettando i vincoli di riduzione della CO_2. Favorirebbero infine lo sviluppo di nuove competenze e di nuovi tecnici per le attività di ricerca e sviluppo della tecnologia.

Nelle "Linee Guida" viene osservato che l'Italia dispone già di alcune competenze nella produzione di elettrolizzatori, ma il settore richiederà un ampliamento significativo della produzione, dall'accumulo fino all'installazione degli elettrolizzatori, nonché di investimenti in Ricerca e Sviluppo e in progetti pilota per elettrolizzatori di grandi dimensioni. La maggior parte delle società attive in questo comparto è costituita da medie e piccole imprese. Per sostenere lo sviluppo dell'idrogeno e porre le basi per la crescita di una filiera italiana dell'idrogeno occorrono, quindi, finanziamenti pubblici e capitali ad hoc.

F. Fattori abilitanti

Le politiche pubbliche sono un elemento fondamentale per lo sviluppo della filiera. Le stesse "Linee Guida" osservano che per sostenere lo sviluppo dell'idrogeno e porre le basi per la crescita di una filiera italiana dell'idrogeno occorreranno finanziamenti pubblici e capitali ad hoc, costituiti dai fondi già esistenti o soprattutto legati agli strumenti di recovery dell'UE. Il PNRR italiano dedica circa 3,2 miliardi di euro allo sviluppo della filiera, di cui 2 miliardi per l'applicazione in settori hard to abate, 500 milioni per la produzione in aree industriali dismesse, 530 destinati al MiSe per la sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale e ferroviario e 160 milioni per la ricerca e sviluppo.

Alcune misure di policy potrebbero poi individuarsi in: introduzione di meccanismi di incentivazione alla produzio-

ne con supporto agli investimenti; eliminazione dal Pacchetto Fit for 55 di tutti i vincoli che limitano lo sviluppo dei *Low Carbon Fuels*; introduzione di disposizioni normative sia per favorire da subito impianti per la produzione nazionale di idrogeno blu sia per sostenere l'introduzione diffusa di tecnologie di cattura e stoccaggio del carbonio (CCS-CCUS)

Valutazione complessiva

Ad oggi i volumi di idrogeno utilizzati nel settore trasporti non sono significativi. In prospettiva, l'utilizzo in questo settore può avvenire potenzialmente sia con l'impiego tal quale nelle celle a combustibile delle vetture sia come input per la produzione di LCF di origine sintetica (e-fuels).

Tuttavia, malgrado le considerazioni piuttosto ottimistiche riguardo l'impiego nei trasporti contenute nelle "Linee guida preliminari" del Governo, l'utilizzo dell'idrogeno tal quale potrà assumere un ruolo significativo, in complementarietà alle altre varie tipologie di carburante ***low*** o ***zero carbon***, solo nel lungo termine (ben oltre il 2030) e in modo subordinato al verificarsi di determinate condizioni (riduzione costi, economie di scala, investimenti per rete rifornimento, sostenibilità costi dei mezzi rispetto alle alternative).

Come già detto relativamente agli e-fuels, connessi strettamente allo sviluppo della filiera dell'idrogeno, l'eventuale raggiungimento della scala commerciale richiede realisticamente più di un decennio. A differenza degli e-fuels, però, la produzione di veicoli a celle combustibili alimentati a idrogeno è legata all'esistenza di una rete di rifornimento: la fase attuale è quella in cui le case costruttrici guardano allo sviluppo della rete, che dipende a sua volta dalla messa in produzione di modelli di veicoli su scala internazionale.

In generale, un'ampia diffusione dell'idrogeno verde nei vari settori d'uso, trasporti compresi, dipenderà da una serie di condizioni di non facile realizzabilità: formazione della domanda, riduzione dei costi della tecnologia, prezzi convenienti e ampia disponibilità di elettricità rinnovabile, efficiente organizzazione della filiera. Risulta anche importante valutare con attenzione le problematiche legate alla grande quantità di potenza elettrica rinnovabile necessaria per il funzionamento su vasta scala degli elettrolizzatori.

Ne consegue l'opportunità di una maggior attenzione all'idrogeno blu, soluzione che comunque comporta anch'essa diverse criticità: incognite sul futuro costo del gas naturale, individuazione dei siti, accettabilità politica e sociale, incertezze dei processi autorizzativi, rischio di creare ***stranded asset*** in caso l'UE persegua l'ipotesi di transitorietà di questa soluzione. Complessivamente, molte rimangono le incertezze economiche e regolatorie per un settore che, malgrado le enormi attese, resta ancora quasi tutto da costruire.

Le politiche pubbliche costituiscono un elemento fondamentale per lo sviluppo della filiera. Occorreranno finanziamenti pubblici e capitali ad hoc - come in parte già previsto dal PNRR per le prime iniziative e la R&S - ma anche ulteriori misure per rendere bancabili i progetti, come meccanismi di incentivazione alla produzione, defiscalizzazione dei prodotti, disposizioni normative per permettere la produzione nazionale di idrogeno blu.

SICUREZZA ENERGETICA E RAZIONALITÀ RICHIEDONO PIÙ SCENARI

Tutti le opzioni di LCF sopra illustrate, pur con i relativi vantaggi e svantaggi, presentano un minimo comune denominatore: sono soluzioni in grado di contribuire in modo sostanziale alla decarbonizzazione del settore trasporti, salvaguardando filiere strategiche come quelle della raffinazione, della logistica, dell'*automotive* e della componentistica nonché i relativi livelli occupazionali.

Inoltre, per la gran parte di essi, le uniche economie scala e di competenza da costruire riguardano la fase produttiva, potendo per lo più impiegare le infrastrutture logistiche e distributive esistenti. **Rimane, quindi, cruciale mantenere il vantaggio competitivo tecnologico e di know-how rappresentato dalle tecnologie dei combustibili liquidi**. Un vantaggio considerevole rispetto a settori interamente da costruire o interamente dipendenti dalla fornitura estera di componenti.

Tuttavia, ai fini di una loro diffusione su larga scala, saranno giocoforza necessari ingenti investimenti che dovranno consentire il passaggio dalla fase di ricerca e dimostrativa a quella commerciale. L'enorme impegno di risorse che sarà necessario mobilizzare richiede, pertanto, un quadro normativo coerente e stabile nel tempo, che ne favorisca la penetrazione in ragione del loro essenziale contributo all'abbattimento delle emissioni climalteranti dell'intero settore trasporti. Sostenerne la produzione per un utilizzo limitato solo ad alcuni segmenti non favorisce lo sviluppo di quelle economie di scala che consentirebbero una sostanziale riduzione dei costi di investimento e la costituzione di filiere produttive nazionali.

Il contesto attuale ha riportato alla ribalta il tema della sicurezza energetica, da anni trascurato sul tavolo dei decisori europei. Il concetto stesso di sicurezza si lega alla necessità di diversificare le fonti di approvvigionamento, in modo che il sistema nel suo complesso sia flessibile e poco vulnerabili a shock esterni. In tale ottica, **sarà necessario impiegare tutte le opzioni e le soluzioni che già oggi sono a disposizione, svilupparne di nuove ed impiegarle in larga scala e in modo integrato**. Non ultimo, percorrendo anche le strade che possono portare a filiere *carbon-negative* e

non solo *carbon-neutral*, come raccomandato da tutte le ultime Conferenze delle parti (a partire da quella di Parigi). In questo percorso, la questione tempo è centrale: **le decisioni prese nel decennio in corso influenzeranno la capacità di risposta del sistema nei decenni a venire, ponendo le basi per la costruzione di un mix composito di soluzioni a basso impatto carbonico**, in grado di traguardare gli obiettivi climatici comunitari.

Pertanto, le potenzialità di sviluppo dei *Low Carbon Fuels* devono essere valutate nell'ambito degli scenari energetici al 2030 (e oltre), vincolati al rispetto dei nuovi target ambientali fissati a livello UE. Quel che di fatto oggi non avviene, in quanto le proposte avanzate si concentrano sul sistema elettrico nella sua interezza.

Il Fit for 55, infatti, conduce a rivedere al rialzo i già ambiziosi target del PNIEC in materia, con nuovi e maggiormente complessi obiettivi da ottenere nei tempi previsti: la capacità eolica e fotovoltaica al 2030 dovrà passare dall'obiettivo di 71 GW a 90-100 GW, rispetto ai 33,7 GW installati a fine 2021; ciò dovrà essere accompagnato anche da una forte crescita dei sistemi di accumulo (pompaggi ed elettrochimici) per far fronte all'aumento della complessità del sistema e fornire i necessari strumenti di storage, bilanciamento, flessibilità e resilienza.

L'attuale orientamento comunitario punta, inoltre, all'elettrificazione totale del trasporto stradale; da qui l'elaborazione di uno scenario da parte di RSE - oggetto di approfondimento e confronto nel capitolo successivo – che considera 7,4 milioni di BEV (6,2 milioni) e Plug-In (1,2 milioni) al 2030 rispetto ai 6 milioni indicati nel PNIEC.

Un obiettivo che richiede un'attenta valutazione della sua raggiungibilità in relazione all'evoluzione tecnologica e all'andamento del mercato dell'automobile, nonché delle conseguenze in termini di sostenibilità economica e di tempistiche di realizzazione. Non ultimo, anche in considerazione di ragioni di sicurezza: affidarsi ad un'unica modalità non è sinonimo di flessibilità, in quanto il mancato sviluppo di alternative porterebbe a conseguenze drastiche laddove la prima e unica opzione non risulti pienamente raggiungibile.

Ciò rafforza ancora di più la **necessità di considerare i *Low***

***Carbon Fuels* tra le soluzioni da valorizzare per la decarbonizzazione dei trasporti**. È in quest'ottica che è stato elaborato uno **scenario alternativo, integrativo - ma non antitetico - rispetto a quello di RSE**, al preciso scopo di indicare che esistono più soluzioni in grado di perseguire il medesimo obiettivo. Unitamente all'elettrificazione, risulta quindi importante sviluppare alternative che – rispettando il principio della neutralità tecnologica – possono fornire un importante contributo al conseguimento dei target europei, preservando al contempo intere filiere industriali nazionali e incrementando la sicurezza energetica del sistema.

La fattibilità di un simile scenario dipende, tuttavia, dal superamento di alcuni vincoli che ad oggi precludono lo sviluppo dei LCF, quali: l'eliminazione entro il 2035 del motore a combustione interna, nonostante la maggior parte del parco circolante sarà – a quella data - ancora equipaggiata con questo sistema di propulsione; la mancata considerazione dell'intero ciclo di vita nel calcolo delle emissioni climalteranti.

Considerare più scenari dovrebbe rappresentare il *must* di ogni razionale politica energetica. Seguirne uno solo, focalizzato sul dominio di una modalità a discapito delle altre, non si prefigura come una scelta ottimale, razionale e sicura. **Risulta, pertanto, vitale sviluppare un quadro regolatorio certo che assicuri la sopravvivenza del settore dei carburanti liquidi accompagnandone l'evoluzione**, piuttosto che sviluppare provvedimenti incoerenti e tendenzialmente penalizzanti come sinora accaduto.

CAPITOLO 4

PIÙ SCENARI PER UN OBIETTIVO COMUNE

Neutralità carbonica e neutralità tecnologica sono due facce della stessa medaglia. Per traguardare la prima, al 2050 a livello UE, è necessario portare avanti tutte le soluzioni tecnologiche disponibili in grado di assicurare la decarbonizzazione del sistema, evitando ideologismi e pregiudizi che potrebbero generare contraccolpi economici e sociali rilevanti su filiere industriali strategiche e di valore o addirittura complicare, financo precludere, il raggiungimento dell'obiettivo finale.

Eppure, con le proposte contenute nel pacchetto Fit for 55, risulta evidente come la Commissione europea punti all'elettrificazione totale del trasporto stradale, escludendo la diffusione di LCF e quindi l'utilizzo del consolidato motore a combustione interna. Individuare una sola soluzione, e quindi un solo scenario o traiettoria, con cui conseguire l'abbattimento delle emissioni climalteranti è una scelta irrazionale, rischiosa e difficilmente sostenibile.

Irrazionale, perché poggia su criteri di valutazione apparentemente ambientali sulla base di un approccio che considera le sole emissioni allo scarico e quindi connesse all'uso del mezzo (cosiddette dal serbatoio alla ruota o *tank to wheel*), trascurando il più corretto *well-to-wheel* che prevede di sommarvi tutte le emissioni dirette e indirette dal pozzo alla ruota, sino ad arrivare al metodo LCA che considera anche quelle legate alla produzione del veicolo e delle materie prime necessarie, nonché allo smaltimento dello stesso. Analizzare solo la coda del processo emissivo significa non considerare quanto avviene a monte nella generazione dei fattori energetici e nella produzione del mezzo: elemento dirimente se si considera che, anche secondo gli scenari più virtuosi, una quota importante della generazione elettrica deriverà da fonti fossili (gas naturale) anche al 2030. Come

ben evidenziato da un recente studio della Fondazione Caracciolo[1], se si calcolano le emissioni dal pozzo alla ruota e se si considera che l'energia incrementale derivante dalla nuova domanda di veicoli elettrici debba essere soddisfatta anche da metano, emerge un quadro molto distante da quello basato unicamente sulle emissioni allo scarico. Un veicolo elettrico a batteria di alta gamma, che nel quadro legislativo vigente gode dei maggiori incentivi, presenta emissioni prossime a quelle di un veicolo ibrido o a metano di dimensioni più contenute, che usufruisce di incentivi molto più ridotti.

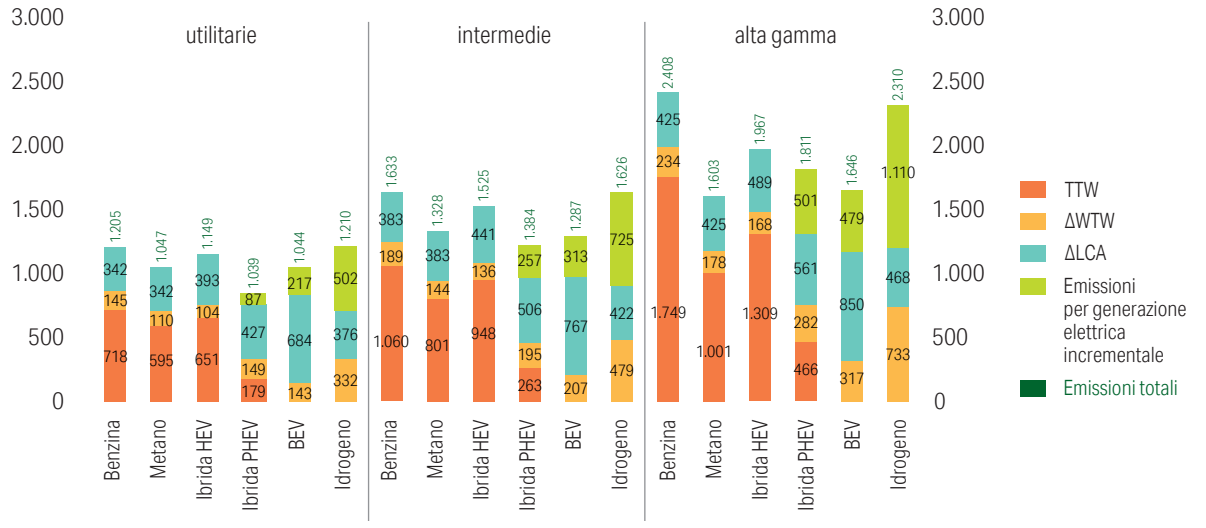
Costosa, perché sostiene la penetrazione rapida di una soluzione ancora tecnologicamente non matura che richiede incentivi all'acquisto del veicolo e la creazione dell'infrastruttura di rete.

Rischiosa, perché contraria alla definizione stessa di sicurezza energetica che fa della diversificazione delle forniture – e quindi delle opzioni perseguibili – il suo asse portante. In un contesto come quello attuale è un tema, quest'ultimo, che dovrebbe essere prioritario almeno quanto quello della decarbonizzazione del settore trasporti, anche in conside-

1 Fondazione Caracciolo (2021), Per una transizione ecorazionale della mobilità automobilistica italiana, novembre.

Emissioni annue per alimentazione e gamma (kg/CO_2/anno)

(kg/CO_2/anno)



Note: km medio 8.500, vita del veicolo 12 anni.

Fonte: Fondazione Caracciolo (2021)

razione delle criticità geopolitiche connesse ai mercati dei minerali e metalli indispensabili alla mobilità elettrica.

Parzialmente sostenibile, perché mette a rischio lo stesso conseguimento degli obiettivi ambientali e dei fabbisogni del sistema economico e sociale, escludendo di fatto dall'accesso alla mobilità ampie fasce di popolazione. L'eliminazione del motore a combustione interna, come già accennato nei capitoli precedenti, inibisce lo sviluppo di carburanti *low carbon*, alcuni dei quali già tecnologicamente maturi, mettendo a rischio interi comparti industriali e i relativi livelli di occupazione.

In un colpo solo, si contravviene al principio di neutralità tecnologica, a quello di sostenibilità nel suo significato più ampio (ambientale, economico e sociale) e a quello di sicurezza energetica. Si ritiene quindi necessario richiamare l'attenzione sulle molteplici variabili della transizione energetica, sull'interazione delle azioni adottate, sugli effetti ambientali diretti e indiretti correlati alle diverse scelte.

Per farlo, si è proceduto a **confrontare due scenari diversi tra loro, ma entrambi in grado di perseguire il target europeo di riduzione delle emissioni**, al preciso scopo di evidenziare come il cambiamento ineludibile del settore trasporti possa e debba essere pianificato tenendo distinti gli strumenti dagli obiettivi. Da un lato, è stato considerato lo **scenario energetico "RSE FF55"** che prevede, per l'Italia, la massiccia penetrazione delle autovetture elettriche (BEV e PHEV) entro il 2030. Questa modalità di trazione è quindi indicata come strumento principale per conseguire la decarbonizzazione del trasporto stradale leggero, mentre opzioni tecnologiche differenti – come i LCF – sono considerate del tutto marginali.

A titolo dimostrativo, abbiamo elaborato uno **Scenario Alternativo denominato "SA FF55"** che poggia su ipotesi differenti, specie in relazione al trasporto leggero su gomma, le quali a loro volta si traducono in un diverso percorso di abbattimento delle emissioni per il settore trasporti nel suo complesso. In particolare, oltre ad una differente penetrazione delle auto elettriche rispetto alle cifre indicate da RSE, lo scenario alternativo stima una maggiore diffusione dei LCF. Questi ultimi, rispettando il principio della neutralità tecnologica, possono fornire un importante contributo alla

decarbonizzazione, preservando al contempo intere filiere industriali nazionali e incrementando la sicurezza energetica del sistema.

L'elaborazione dello scenario alternativo, e di raffronto rispetto a "RSE FF55", intende dimostrare come uno stesso obiettivo sia conseguibile in modalità differenti. Non si tratta quindi di definire quale dei due avrà la maggiore probabilità di accadimento, quanto di sottolineare che il futuro del settore trasporti non dovrebbe essere rappresentato con una linea retta, definita e univoca che contempli un'unica soluzione; bensì con un grafico ad area, nell'ambito del quale vengono prese in considerazione più opzioni, il cui peso potrà variare a seconda degli sviluppi tecnologici, economici e di filiera.

IL FIT FOR 55 E LO SCENARIO ENERGETICO NAZIONALE DI RSE

Come ampiamente trattato nel capitolo 2, il pacchetto di proposte del Fit for 55 della Commissione europea si basa sui seguenti macro-obiettivi al 2030:

- **40% di energie rinnovabili** sui consumi finali lordi di energia rispetto al precedente 32%;
- **diminuzione dei consumi** di energia primaria per misure di efficienza pari al **39%** verso il precedente 32,5%, in rapporto allo scenario tendenziale di riferimento "Primes" del 2007[1];
- **riduzione del 55%** dei GHG rispetto ai livelli del 1990, in confronto alla diminuzione precedentemente prevista del 40%.
- Riguardo la quota di **rinnovabili**, il "Regolamento Governance" dell'UE stabilisce come determinare il contributo dei singoli Paesi al target FER del 40%: per l'Italia il vincolo/obiettivo sarebbe del **36,5%**. Relativamente alle **FER nel settore trasporti**, è la proposta per la nuova direttiva sulle rinnovabili (COM (2021) 557) a dettare le regole, che comporterebbero:
- entro il 2030, il passaggio dal taglio del 6% dell'intensità

1 È lo scenario energetico tendenziale elaborato dall'UE attraverso il modello "Primes", in base ai cui valori sono stati calcolati gli obiettivi europei del "Pacchetto 20-20-20" e rispetto al quale vengono riferiti gli obiettivi di efficienza energetica al 2030.

carbonica ad una riduzione del 13%, aumentando il sotto-obiettivo per i biocarburanti avanzati (quota energy) e biogas di almeno lo 0,2% nel 2022, lo 0,5% nel 2025 e il 2,2% nel 2030;

- quota (energy) di combustibili rinnovabili di origine non biologica pari ad almeno il 2,6% nel 2030, inclusi i prodotti intermedi di raffineria;
- nell'aviazione, obbligo FER al 2030 pari al 5% dei consumi, espresso in termini di contenuto energetico, con lo 0,7% derivato da "green synthetic aviation fuels".

Per ciò che concerne **l'efficienza energetica**, il target generale si riflette in una riduzione del 9,1% al 2030 rispetto allo scenario "Primes Reference 2020"[1], che corrisponde al 36% per i consumi finali e al 39% per quelli primari in relazione al "Primes Reference Scenario 2007".

Riguardo le misure per la **riduzione delle emissioni nell'ambito del sistema ETS**, le proposte Fit for 55 comportano: allocazione di quote gratuite condizionate ad investimenti in decarbonizzazione; estensione dell'ETS al settore marittimo (focus su navi >5000 tonnellate) a partire dal 2023; riduzione delle quote gratuite nel settore aereo, per voli intra-UE del 4,2% l'anno e *phase out* entro il 2026; riduzione e *phase out* delle quote gratuite nei settori coperti dal CBAM dal 2026 (alluminio, cemento, ferro e acciaio, fertilizzanti ed elettricità); nuovo meccanismo ETS per il trasporto su strada e gli edifici con un target del 43%, mantenendo però questi settori anche nel sistema denominato Effort Sharing Regulation (ESR). Relativamente alla ESR, il target complessivo europeo di riduzione delle emissioni al 2030 sale dal 30% al 40%, rispetto ai livelli 2005[2]; per l'Italia passa dal 33% al 43,7%.

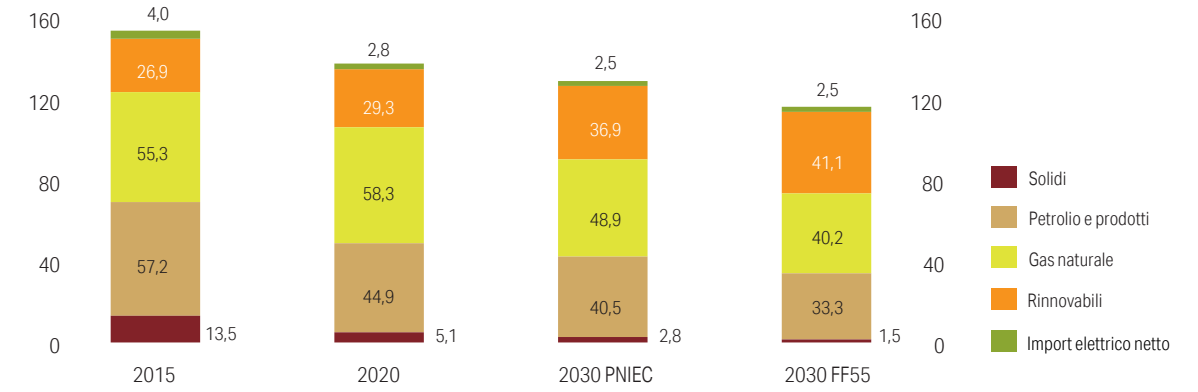
Partendo dalle misure proposte, **RSE ha effettuato una stima numerica dei relativi effetti declinati sul quadro energetico nazionale**. Il risparmio energetico complessivo da realizzare, rispetto allo scenario di riferimento, sarebbe valutabile in 14,9 Mtep, di cui **4,1 Mtep a carico del settore trasporti**, da ottenere con "politiche attive" (vs 2,6 Mtep del

1 Si tratta del più recente scenario energetico di riferimento proiettato al 2050 elaborato dall'UE attraverso il modello "Primes", che tiene conto del quadro normativo regolatorio in vigore nel 2020 – "EU Reference Scenario 2020 Energy, transport and GHG emissions - Trends to 2050".

2 Il sistema ESR attualmente contiene emissioni dirette di gas serra di trasporti (eccetto aviazione e il c.d. "non domestic shipping"), edifici, agricoltura, industria (emissioni non coperte dall'ETS) e rifiuti.

Consumi di energia primaria: consuntivo vs scenari al 2030

(Mtep)



Fonte: elaborazioni Rie su dati MiTE e RSE.

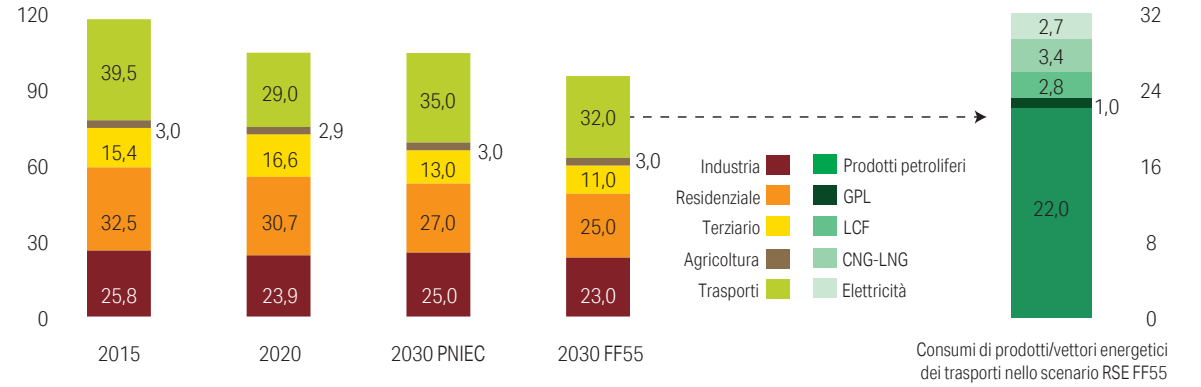
PNIEC). Lo scenario nazionale RSE tiene anche conto degli effetti strutturali della pandemia sulla mobilità, riassumibili in: riduzione dei viaggi d'affari e degli spostamenti pendolari; maggiore preferenza per i modi di trasporto privato rispetto ai modi pubblici in città; ripresa lenta e incompleta nell'aviazione; ridotta mobilità automobilistica in città a causa di pendolarismo e reddito inferiori; trasporto marittimo internazionale che converge ai livelli precedenti l'epidemia, ma ad un ritmo lento. I risultati delle condizioni sopra sintetizzate, in coerenza con gli obiettivi del Fit for 55, si tradurrebbero al 2030 in **consumi primari** nazionali stimati da RSE in **119 Mtep**, rispetto ai 132 Mtep del PNIEC (-10% ca.) e ai 141 Mtep consuntivi del 2020 (-16%; -22,4% vs 2019[1]). Con 33 Mtep, petrolio e derivati coprirebbero il 28% del fabbisogno primario, il carbone l'1% (1,5 Mtep), il gas naturale il 34% (40,2 Mtep), le rinnovabili il 35% (41,1 Mtep), l'import elettrico netto il 2% (2,5 Mtep). Rispetto al 2020, la contrazione dei fossili sarebbe del 31% e la crescita delle rinnovabili del 40%.

I consumi finali 2030 ammonterebbero a **94 Mtep,** di cui 27 Mtep petroliferi, 24 Mtep di gas naturale, 26 Mtep di elettricità (28% dei consumi finali lordi rispetto al 25% nel PNIEC), 4 Mtep di calore derivato e 12 Mtep di rinnovabili non elettriche (10,4 nel PNIEC). Tra queste ultime sono considerati: 6,7 Mtep di biomassa e rifiuti rinnovabili; 2,5 Mtep di biogas/biometano; 1,1 Mtep di geotermico e solare; 0,4 Mtep di idrogeno, 0,4 Mtep di e-fuels, 0,9 Mtep di biocarburanti e bio-GPL. Lo scenario complessivo elaborato determinerebbe

1 Il 2020 è stato caratterizzato da un calo dei consumi per la pandemia. La domanda di energia primaria nel 2019 è stata di 152,9 Mtep.

Consumi finali lordi per settore

(Mtep)



Fonte: elaborazioni Rie su dati MiTE e RSE.

una **riduzione delle emissioni del 49,5%** rispetto al 1990 contro la diminuzione considerata nel PNIEC del 37%.

I consumi finali lordi[1] del settore trasporti ammonterebbero al 2030 **a 31,9 Mtep** rispetto ai 35 Mtep inseriti nel PNIEC. La contrazione rispetto al Piano nazionale sarebbe guidata da una minore crescita economica e demografica, nonché da modifiche nelle necessità e modalità di spostamento. Vengono anche introdotti i nuovi vincoli emissivi per i trasporti su gomma. La composizione dei consumi del settore risulterebbe la seguente: 21,9 Mtep di prodotti petroliferi (69,0%), 2,8 Mtep di LCF (8,8%) di cui 0,28 Mtep di idrogeno verde, 3,4 Mtep di CNG/GNL (10,7%), 2,7 Mtep di elettricità (8,5%) e 1,1 Mtep di GPL (3,1%). **Viene ipotizzata, rispetto al PNIEC, una maggiore diffusione del vettore elettrico**, con un parco circolante al 2030 così costituito: 6,2 milioni di BEV[2] e 1,2 milioni di PHEV[3], 1,7 milioni di autovetture a metano, 2,1 milioni a GPL e 24 milioni di auto tradizionali ed ibride.

1 Consumi finali lordi: totale dei prodotti energetici forniti a scopi energetici all'industria, ai trasporti, alle famiglie, ai servizi (compresi i servizi pubblici), all'agricoltura, alla silvicoltura e alla pesca, ivi compreso il consumo di elettricità e di calore del settore elettrico per la produzione di elettricità e di calore, incluse le perdite di elettricità e di calore con la distribuzione e la trasmissione

2 Veicoli completamente elettrici con motore alimentato a batteria. In questa categoria rientrano veicoli a trazione elettrica con diverse modalità di alimentazione o ricarica a seconda del segmento di trasporto stradale considerato.

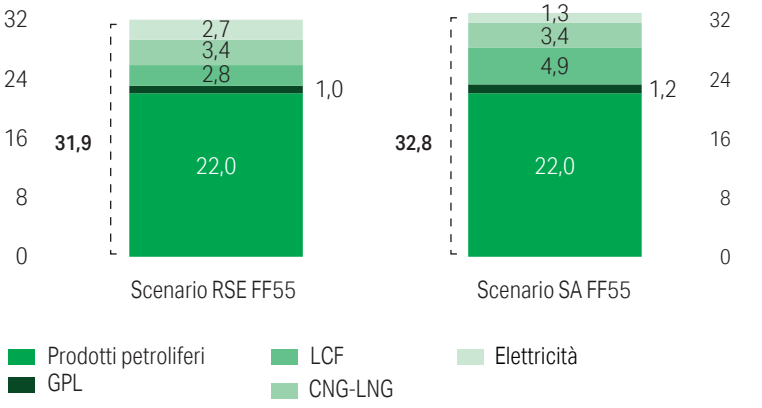
3 Veicoli ibridi in cui le batterie si ricaricano, oltre che dal motore, anche tramite la rete elettrica, in genere con veicolo fermo (ricarica statica conduttiva o eventualmente induttiva) ma, eventualmente, anche in movimento. È presente sia un motore elettrico sia un MCI, alimentato da carburanti tradizionali in miscele bio o dai loro equivalenti sintetici. La trazione può avvenire sia in forma ibrida sia impiegando solo il motore elettrico.

UNO SCENARIO ALTERNATIVO PER I TRASPORTI

Per il settore trasporti è possibile elaborare uno **Scenario Alternativo** ("SA FF55") a quello di "RSE FF55" che, **sempre in coerenza con gli obiettivi ambientali del Fit for 55**, e quindi con un punto di caduta equivalente in termini di emissioni, traguardi un **maggior sviluppo dei LCF e una più ridotta e realistica penetrazione dei veicoli elettrici**.

Lo "SA FF55" conduce a consumi complessivi del settore trasporti simili a quelli prospettati da RSE (32,8 Mtep, +0,9) e, affinché il livello di emissioni complessive resti costante, prevede una maggior penetrazione di LCF che salgono fino a 4,9 Mtep rispetto ai 2,8 dello scenario RSE (+2,1 Mtep). Calano, invece, di 1,4 Mtep i consumi elettrici, sulla base di un numero significativamente più basso di BEV.

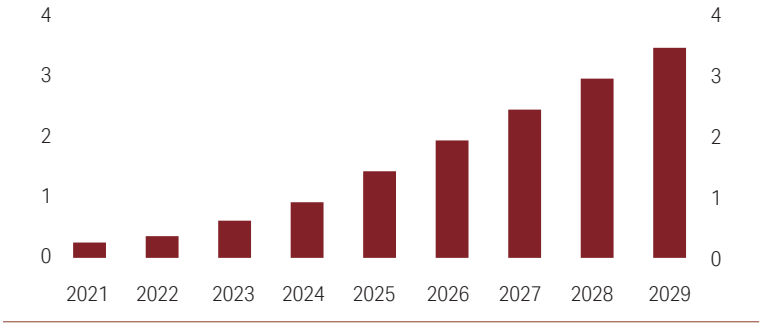
Composizione per prodotto/vettore energetico nei due scenari al 2030 *(Mtep)*



Fonte: elaborazioni Rie su dati RSE e Unem

La composizione dei consumi del settore rappresentata dallo "SA FF55" riflette le ipotesi formulate rispetto al segmento stradale leggero. Infatti, al 2030, **lo scenario alternativo considera 3,4 milioni di auto elettrificate, equamente ripartiti tra BEV e PHEV**; la stima complessiva è stata costruita assumendo una crescita fino a 900.000 vetture di questo tipo al 2024, con la seguente progressione annua: 2022=350.000; 2023=600.000; 2024=900.000. A partire dal 2025 – quando entrerà in vigore il limite di CO_2 per auto e van di 81 g/km – e fino al 2029 compreso, è stata considerata l'immatricolazione di 500.000 auto elettriche/anno.

Ipotesi di penetrazione BEV e PHEV nello scenario SA FF55 *(milioni)*



Fonte: elaborazioni Rie su dati RSE e Unem

Sulla base dell'ipotesi di penetrazione di auto elettriche e plug-in formulata, si riporta la ripartizione del nuovo immatricolato ipotizzando un livello medio annuo di 1,4 milioni di autovetture.

Nel 2021, con circa 122.000 vetture BEV+Plug-in e considerando una forte penetrazione dei veicoli ibridi, il dato medio sulle emissioni di tutto l'immatricolato in Italia ammonta a 120 g/km. Al 2026, con 500.000 auto elettrificate di nuova immatricolazione (circa 4 volte il dato del 2021), una quota dominante di ibride (complessivamente superiori a BEV +Plug-In) e un modesto miglioramento dell'efficienza di tutte le motorizzazioni (circa il 10%) legato anche alla maggiore ibridizzazione in tutti i settori, si arriva ad un ammontare medio di emissioni per il nuovo immatricolato pari a 79,2 g/km, compatibile con gli standard di CO_2 per gli autoveicoli in vigore a partire dal 2025.

Relazione tra Immatricolato per fasce di emissione di CO_2 e limiti CO_2 nello SA

Fasce CO2	Tipologia auto (ipotesi)	2021				2026			
		g/km CO2 considerati	Quota % per 95 g/km	g/km CO2	Num. auto anno (000)	g/km CO2 considerati	Quota % per 81 g/km	g/km CO2	Num. auto anno (000)
<20	BEV	0	4,7	0	67	0	18	0	250
20-60	Plug-in	40	3,8	1,5	55	35	18	6,3	250
60-135	Ibride + ICE	110	65	72	933	100	48,2	48	675
135-190	ICE media	170	25	43	352	150	14	21	200
190-240	ICE alta	210	1,1	2,3	18	190	1,3	2,5	18
>240	Sportive	300	0,4	1,2	7	280	0,5	1,4	7
Totale			**100**	**120**	**1.432**		**100**	**79,2**	**1.400**

Fonte: unem

IL CONFRONTO TRA GLI SCENARI RSE E SA

La differenza sostanziale tra i due scenari, come già evidente dalle pagine che precedono, riflette principalmente le **ipotesi elaborate in relazione all'evoluzione attesa del segmento stradale leggero**. In particolare, si assume una diversa diffusione delle auto elettriche che si traduce in un differente quantitativo di elettricità consumato dal settore trasporti e, a cascata, in un diverso apporto dei LCF.

Il consumo rispetto agli altri vettori/prodotti energetici risulta, invece, pressoché allineato nei due scenari in esame. Come si vede dalla tabella seguente, nonostante la diversa composizione della domanda espressa dal settore trasporti, **le emissioni[1] complessive al 2030 – calcolate sull'intero ciclo di vita dei prodotti/vettori energetici considerati – ammontano a 83,9 mil. ton in entrambi gli scenari.**

Nello SA che, come detto, prevede un numero di vetture BEV+PHEV pari a 3,4 milioni al 2030, il minor ricorso all'energia elettrica (1,3 Mtep vs 2,7 Mtep, in entrambi i casi ipotizzata rinnovabile al 70%) viene compensato da un **aumento significativo dei consumi di LCF** (4,9 vs 2,8 Mtep), che consentono di abbattere le emissioni su tutto il parco circolante fornendo una garanzia di compliance degli obiettivi anche in presenza di un'evoluzione del parco diversa dalle attese. Si tratta di **quantitativi raggiungibili con un potenziamento della capacità produttiva soprattutto dei biocarburanti liquidi:** biocarburanti avanzati per benzina e diesel, HVO e

1 I fattori di emissione medi considerati per i LCF (0,65 ton CO_2/tep) sono in linea con gli obiettivi di sostenibilità per i biocarburanti e i biogas consumati nel settore trasporti e i bioliquidi prodotti negli impianti in funzione dal 1° gennaio 2021 secondo la direttiva RED II (2018/2001/EU).

Consumi del settore trasporti per prodotto/vettore energetico al 2030 nei due scenari

Prodotto/Vettore energetico	Fattore di emissione (ton CO2/tep)	Scenario RSE FF55		Scenario SA FF55		Delta consumi (Mtep)
		Consumi (Mtep)	Emissioni CO_2 (Mton)	Consumi (Mtep)	Emissioni CO_2 (Mton)	
Prodotti petroliferi	3,1	22,0	68,2	22,0	68,0	0,0
GPL	2,7	1,0	2,7	1,2	3,2	+0,2
LCF	0,65	2,8	1,8	4,9	3,3	+2,1
CNG - LNG	2,3	3,4	7,8	3,4	7,8	0,0
Elettricità (70% rinnovabile)	4,2	2,7	3,4	1,3	1,6	-1,4
Totale		**31,9**	**83,9**	**32,8**	**83,9**	**0,9**

Fonte: elaborazioni Rie su dati RSE e Unem

Recycled Carbon Fuels. La tabella che segue mostra la diversa composizione dei LCF nei due scenari.

In particolare, **i 2,1 Mtep incrementali di LCF stimati nello SA**, attribuibili per 1,7 Mtep ai LCF biogenici e per circa 0,4 Mtep al Bio GPL (per lo più riferibile a progetti relativi alla produzione di DME – dimetiletere[1]) **risultano in linea con i progetti che le aziende associate ad Unem hanno comunicato a Confindustria Energia** nell'ambito dello studio sugli investimenti per le infrastrutture energetiche strategiche al 2030. Relativamente agli e-fuels, l'ipotesi è di una scarsa penetrazione ad un orizzonte ravvicinato quale il 2030, trattandosi di una tecnologia ancora costosa (come già trattato nel Capitolo 3). Tuttavia, la realizzazione degli investimenti necessari per il loro sviluppo a partire dal decennio corrente potrebbe consentirne una diffusione consistente nel più lungo periodo, con possibilità di impiego anche in segmenti del trasporto diversi da quello stradale.

Relativamente alle autovetture BEV e PHEV, le stime dei due scenari differiscono enormemente. Dei 4 milioni di autovetture elettrificate in meno indicate nello SA, 3,7 milioni vanno ad aumentare il parco ibrido e tradizionale e 300.000 il parco GPL, considerato in crescita anche da RSE. In termini assoluti, si ritiene che le cifre indicate nello SA siano più realistiche di quelle prospettate da RSE e di fatto già scontano un considerevole aumento di questa modalità di trazione rispetto al numero di vetture oggi in circolazione.

Riflettono, inoltre, una ripartizione completamente diffe-

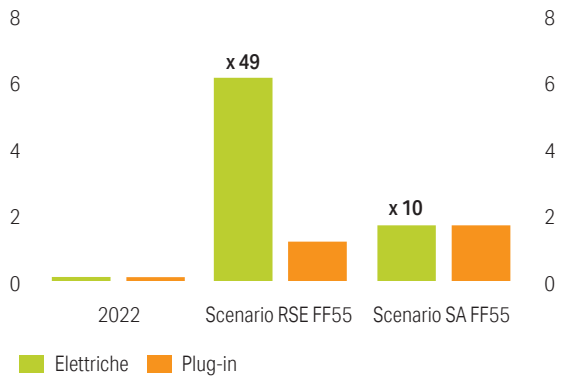
1 Composto organico che viene utilizzato per produrre altre molecole. Funziona come reagente nella chimica. Può essere utilizzato come sostituto del gas di petrolio liquefatto di origine fossile. Può essere ottenuto da processi di disidratazione del metanolo o con produzione diretta dal syngas, entrambi producibili dalle biomasse: questo aspetto lo eleva al rango di combustibile rinnovabile.

Composizione dei LCF al 2030 nei due scenari
(Mtep)

LCF	Scenario RSE FF55	Scenario SA FF55	Delta
Biofuels	0,90	2,60	+1,70
Biometano/bio GNL	1,20	1,20	0,00
BioGPL	0,03	0,40	+0,37
e-fuels	0,37	0,40	0,03
Idrogeno	0,30	0,30	0,00
Totale	**2,80**	**4,90**	**+2,10**

Fonte: elaborazioni Rie su dati RSE e Unem

Veicoli elettrici al 2030 nei due scenari rispetto alle cifre attuali *(milioni)*



Fonte: elaborazioni Rie su dati RSE e Unem

Composizione del parco auto nei due scenari *(milioni)*

	Scenario RSE FF55	Scenario SA FF55	Delta
BEV	6,2	1,7	-4,5
Plug-in	1,2	1,7	+0,5
Metano	1,7	1,7	0,0
GPL	2,1	2,4	+0,3
Trad. e ibride	23,8	27,5	+3,7
Totale	**35,0**	**35,0**	**0,0**

Fonte: elaborazioni Rie su dati RSE e Unem

rente e più equilibrata tra BEV e PHEV, ritenendo questi ultimi in grado di superare almeno in parte alcuni dei condizionamenti e vincoli propri della trazione elettrica pura (si veda box).

In conclusione, **si rende evidente come l'uso di LCF in combinazione con la parziale elettrificazione del parco veicoli nel trasporto leggero su strada risulti altrettanto efficace ed efficiente nella riduzione delle emissioni di CO_2 calcolate sul ciclo di vita rispetto all'elettrificazione spinta del parco veicoli. Lo "SA FF55" consentirebbe, dunque, di traguardare gli stessi target ambientali proposti dal Pacchetto Fit For 55 per il settore trasporti.**

Allo stesso esito in termini emissivi si perverrebbe anche minimizzando a complessivi 1,5 milioni il numero di BEV e PHEV in circolazione al 2030. In questo esercizio puramente teorico, la forte riduzione del numero di auto elettrificate rispetto ai due scenari precedentemente analizzati – e quindi dei consumi di elettricità del settore trasporti verrebbe compensata da un forte incremento di mezzi alimentati con LCF. Il consumo di *low carbon fuels* si porterebbe, infatti, a 6,5 Mtep rispetto ai 4,9 dello SA e ai 2,8 Mtep prospettati da RSE.

Occorrono, dunque, **misure di policy** volte ad evitare il *phase out* dei MCI al 2035, riformando il Regolamento UE sul calcolo delle emissioni, che, come più volte osservato, non dovrebbe limitarsi alla fase *tank to wheel* ma estendersi all'intero ciclo di vita. Questo approccio può essere attuato, almeno in via transitoria, attraverso un sistema di crediti tra produttori/distributori di carburanti decarbonizzati e produttori di veicoli che li utilizzano[1].

1 Si tratterebbe di un meccanismo di scambio volontario di crediti sulla CO_2 risparmiata con l'uso di LCF tra produttori di fuels e costruttori di auto (OEM) da conteggiare ai fini del rispetto dei loro target emissivi. Un simile sistema avrebbe anche il vantaggio di inviare i giusti segnali per attivare i necessari investimenti in carburanti liquidi a basso o nullo contenuto di carbonio. Così facendo, il sistema eviterebbe anche il doppio conteggio degli sforzi di riduzione delle emissioni di CO_2 degli OEM e dei fornitori di carburante, dando ad ognuno di loro responsabilità chiaramente definite.

Tale sistema permetterebbe di portare avanti gli investimenti già avviati da molte aziende per lo sviluppo di nuovi prodotti e di nuove tecnologie da affiancare all'elettrificazione dei veicoli; tutte soluzioni in grado di decarbonizzare i trasporti utilizzando al contempo le tante eccellenze industriali che operano nella filiera automotive.

La preferibilità dei PHEV rispetto ai BEV

La stima riportata nello SA relativamente al numero di BEV e PHEV al 2030 si concilia con gli esiti a cui era pervenuto lo studio su "Le prospettive del settore trasporti al 2030 e al 2050" elaborato da Rie nel 2020. Per il segmento stradale leggero, oggetto della presente analisi, l'analisi multicriteri aveva portato a individuare – con riferimento al 2030 – tre gruppi di alternative con diverso grado di preferibilità. Il primo raggruppamento includeva veicoli elettrificati di tipo HEV e PHEV, così come i veicoli con solo motore endotermico alimentato da carburanti fossili miscelati con LCF. Nella seconda categoria (escludendo gli e-fuels non ancora disponibili in quantitativi adeguati ad un orizzonte così ravvicinato) si collocavano due tipologie di veicoli con MCI che nel nostro paese sono più diffuse che altrove ma che rimangono tendenzialmente di nicchia (metano e GPL). In coda, si posizionavano, invece, i veicoli con trazione elettrica pura, dove il motore elettrico viene alimentato da batterie (BEV) o da cella a combustibile a idrogeno (FCEV).

Emergevano, in sintesi, due tendenze chiave rispetto al set di criteri definiti: la netta preferenza verso un'elettrificazione diffusa – rappresentata dai veicoli ibridi e plugin – rispetto alla trazione elettrica pura; il ruolo ancora centrale dei motori a combustioni interna, progressivamente alimentati da fonti a sempre minore impronta carbonica (LCF).

Relativamente ai PHEV, la preferibilità rispetto ai BEV dipende principalmente dalla capacità di superare – almeno in parte – i condizionamenti propri della trazione elettrica pura in termini di range anxiety e recharge anxiety. Particolarmente idoneo il loro impiego in città - dove si può beneficiare di una rete elettrica in parte già disponibile e, a tendere, potenzialmente più capillare – mentre il motore endotermico può essere utilizzato in contesti diversi da quello urbano. Assumendo una riduzione del prezzo di acquisto del veicolo (eventualmente per la presenza di incentivi) e la realizzazione entro il 2030 di investimenti in impianti di ricarica (principalmente in ambito urbano dove sono in parte già presenti) i PHEV – alimentati da carburanti petroliferi (con quote crescenti di LCF) per la parte endotermica – rafforzano ulteriormente la loro preferibilità.

Il posizionamento in coda dei BEV riflette, invece, diverse considerazioni: alti costi d'acquisito (nonostante gli incentivi) cui si aggiunge l'ancora ridotta autonomia, l'inadeguatezza della rete di ricarica (praticamente da costruire in ambito extra-urbano) e la necessità di programmare la ricarica, aspetti che condizionano in modo diretto la libertà di circolazione dell'utente finale e che difficilmente potranno essere risolti in un decennio, non essendovi evidenze di breakthrough tecnologici a breve o medio termine. Anche le economie di scala legate alla produzione di batterie sono molto ridotte (l'Italia è fortemente dipendente dall'estero), quel che a sua volta penalizza lo sviluppo di tutte quelle competenze necessarie che gravitano attorno alla fase progettuale-produttiva-manutentiva.

UNA STIMA DEGLI INVESTIMENTI NECESSARI PER LO SA FF55

Per una stima di massima degli investimenti necessari ad implementare l'incremento produttivo di LCF previsto dallo Scenario Alternativo sono stati considerati diversi riferimenti.

A) Un rapporto di Fuels Europe[1] propone un potenziale percorso per raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 rendendo tutti i veicoli per il trasporto su strada, nuovi e vecchi, compresi ibridi e MCI, neutrali dal punto di vista climatico; indica anche come i settori del trasporto aereo e marittimo potranno raggiungere riduzioni di emissioni GHG del 50%. La visione al 2050 in esso contenuta considera una disponibilità di 150 Mtep di carburanti liquidi a basse emissioni di carbonio (low carbon liquid fuels – LCLF) con una riduzione annuale di CO_2 superiore a 400 Mt. Affiancando a ciò l'utilizzo delle tecnologie Carbon Capture & Storage (CCS), il trasporto stradale – in combinazione con l'elettrificazione e le tecnologie dell'idrogeno – raggiungerebbe la neutralità climatica. Per giungere entro il 2030 a produrre, a livello europeo, 15 Mtep di nuovi LCF (oli vegetali idrotrattati, combustibili da processi lignocellulosici con residui e scarti, e-fuels, ivi inclusi i processi di CCS e per la produzione di idrogeno pulito)[2], questo percorso considera necessari investimenti in nuova capacità produttiva per circa 38 mld di euro[3]. Parametrando tale cifra sui valori dello SA (3,7 Mtep, escludendo il biometano non calcolato nel rapporto citato che si focalizza sui liquidi) si stima una necessità di investimento pari a 9,3 mld di euro.

B) Come già osservato, lo sviluppo della capacità produttiva considerata nello SA è in linea con i progetti che le aziende associate ad Unem hanno proposto durante la stesura del PNRR per commercializzare i LCLF, ritenuti indispensabili per garantire nel lungo termine una mobilità sostenibile sia dal punto di vista ambientale che socio-economico. L'analisi delle varie linee di progetto conduce ad un **investimento complessivo di 8-9 mld di euro**, comprensivi di circa 400

1 Fuels Europe, Clean Fuels for all (2019).

2 Ai quali si aggiungerebbero altri 15 Mtep di carburanti di prima generazione, sostanzialmente in linea con le disponibilità attuali.

3 Ammontare ricavato dai range di investimento per tipologia di LCLF indicata dal Report Fuels Europe al 2030.

milioni di euro per l'evoluzione della rete carburanti ed escludendo la produzione di biometano.

C) Ai fini di disporre di un ulteriore elemento di confronto e valutazione, sono stati utilizzati alcuni valori di stima di investimento per unità di prodotto (cd. *capex intensity*) ricavabili da studi Concawe per la produzione di LCFL[1] integrati da stime Rie, in particolare riguardo la produzione di idrogeno. La stima di massima conduce ad un **valore di circa 10 mld euro**, sempre escludendo il contributo del biometano.

Stima di massima degli investimenti necessari alla realizzazione dello scenario alternativo
(mld euro

A) Parametrazione rispetto a Report Clean Fuels Europe	9,3
B) Progetti associate Unem	8-9
C) Stima con Capex intensity	10
Range investimenti LCLF	**8-10**
Biometano/Bio GNL (stima Rie)	2

Fonte: elaborazioni Rie

In conclusione, i tre riferimenti utilizzati sono sostanzialmente convergenti e conducono ad una valutazione dei nuovi investimenti necessari per la realizzazione dello "SAFF55" in un **range di 8-10 mld di euro**, a cui vanno aggiunti circa 2 mld di euro per il contributo di 1,2 Mtep del biometano[2]. Si tratta di **investimenti rilevanti che richiedono, per la loro realizzazione, un quadro di regole di mercato certo e di lungo periodo,** incompatibile con il *phase-out* dei motori ICE al 2035. Infatti, una sua eventuale conferma – in linea con le proposte della Commissione sostanzialmente avvallate dal Parlamento europeo ad inizio giugno 2022 – ridurrebbe l'impegno per lo sviluppo di LCF e, di conseguenza, non si realizzerebbero le necessarie economie di scala per una

1 In particolare, sono stati considerati i valori di stima di capex intensity relativi a impianti BTL lignocellulosici, impianti HVO e per la produzione di e-fuels. Riguardo i BTL lignocellulosici si è considerato il valore inferiore di un range 4-6 (M€/ktoe/y) in quanto Concawe rileva come i valori del range siano stati scelti in riferimento ad una tecnologia Fischer-Tropsch già sviluppata su scala commerciale, ma che altre tecnologie in fase di sviluppo (pirolisi o i processi di liquefazione termica) e utilizzabili in parallelo a quella citata potrebbero condurre ad una Capex intensity inferiore; inoltre una riduzione dei capex può essere favorita da un aumento delle dimensioni degli impianti.

2 Stime Rie.

loro successiva penetrazione in segmenti difficilmente elettrificabili, quali il pesante, il marittimo e l'aereo. Si rinuncerebbe altresì alla necessaria diversificazione delle fonti su cui poggia il concetto di sicurezza energetica, senza contare le gravi ripercussioni industriali e sociali sulle filiere dell'*automotive* e su quella dei *fuels*.

Inoltre, nel citato rapporto di Clean Fuels Europe, che si rivolge al 2050 con step intermedio al 2030, vengono riportati i risultati di uno studio (predisposto da Ricardo plc per Concawe) in cui si pongono a confronto due scenari riferiti al futuro del trasporto stradale leggero nell'UE: il primo è centrato su un diffuso utilizzo di LCF combinato (50/50) con veicoli ad alimentazione elettrica, mentre il secondo è basato su una completa elettrificazione del settore. Lo studio conclude che i due casi, al 2050, sulla base di un approccio *life cycle* nel calcolo delle emissioni, **sono approssimativamente equivalenti sia in termini di riduzioni di GHG** (meno del 13% dei valori 2015 e riduzione del 90% rispetto al 1990 per il trasporto leggero su strada).

In ogni caso, un confronto metodologicamente corretto deve tener conto di una molteplicità di variabili per le BEV: costo dell'infrastruttura di ricarica, costo iniziale di acquisto dell'auto, costi di esercizio, a partire da quello energetico (elettricità vs carburanti), componente fiscale, manutenzione, sussidi e incentivi, valore residuo e percorrenza media che penalizza le auto elettriche essendo all'incirca la metà di quelle tradizionali[1]. Se l'auto elettrica, a seguito del forte rialzo del costo dell'elettricità e dell'aumento dei costi delle materie prime, manifestasse un *full cost* superiore a quello delle auto tradizionali anche nel lungo termine, la costruzione dei futuri scenari "total BEV" si indebolirebbe moltissimo, ponendo la necessità per i governi di accrescere gli incentivi, non si sa in quale misura, e di rivedere le proposte di *phase out* dei MCI, quando molte ripercussioni negative sulle filiere potrebbero già essersi verificate.

Allo stato attuale, lo scenario "RSE FF55" comporterebbe, per la sola incentivazione al cambio di 7,4 milioni di vetture, un costo pari a circa 33 miliardi di euro[2], rispetto ai 15 miliardi

1 A. Clò, A. Sileo, Che ne sarà della retorica dell'auto elettrica? Blog Energia (21 gennaio 2022).

2 Sono stati considerati incentivi con rottamazione pari a 5.000 euro e senza rottamazione per 3.000 euro.

euro (3,4 milioni di vetture) richiesti per lo "SA FF55". Quindi il maggior costo per il sistema del primo scenario sarebbe **di 18 miliardi di euro**, cifra decisamente superiore al range di 8-10 miliardi sopra indicato per investimenti in LCF. E ciò senza contare gli investimenti necessari per l'installazione di un maggior numero di colonnine di ricarica e per il correlato allacciamento e adeguamento della rete elettrica, che porterebbero la differenza di costo tra i due scenari a livelli significativamente più elevati.

Inoltre, seppur siano presenti incognite in entrambe le opzioni, **lo scenario "total BEV" comporta il problema della sicurezza e del costo di approvvigionamento delle risorse primarie per la produzione delle batterie**, collegabile anche ad un aumento del tasso di produzione dei dispositivi di accumulo in caso di completa transizione a BEV entro il 2040. Pertanto, nel ridurre la dipendenza dalle energie fossili, occorre parallelamente fare attenzione a non creare nuove dipendenze in altri settori.

Una singola batteria contiene molte materie prime, la gran parte delle quali non producibili in Europa. Dopo un primo rialzo nell'ultimo trimestre del 2021, l'aumento dei prezzi di nichel, litio e cobalto si sta ripercuotendo su quello delle batterie, soprattutto nel corso di quest'anno. Il prezzo medio di una cella al nichel-manganese-cobalto (NMC) è stato stimato in 10 $/kWh in più già nel quarto trimestre del 2021 rispetto al primo trimestre dell'anno, avvicinandosi a circa 110 $/kWh. I prezzi del litio sono aumentati in modo significativo, passando dai 5 €/Kg a inizio del 2021 ai 30 €/Kg a marzo 2022, a causa di fattori legati a vincoli nelle catene di approvvigionamento globali, all'aumento della domanda in Cina ed Europa e ai tagli alla produzione cinese per problemi energetici e ambientali. I valori sono previsti superare i 50 €/kg ad inizio 2023.

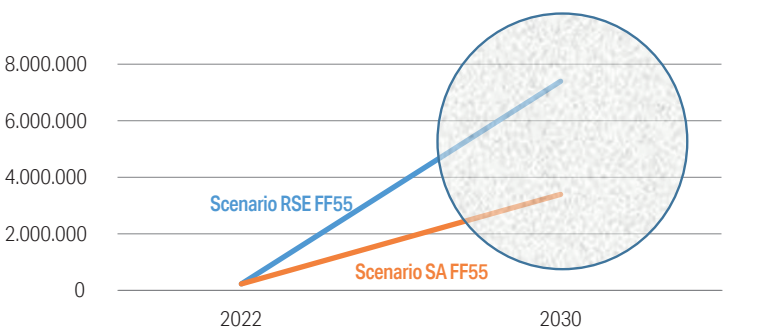
Si consideri, inoltre, che **la Russia è tra i principali produttori di cobalto**, componente essenziale delle batterie al litio; l'attuale situazione geopolitica potrebbe determinare **ripercussioni a lungo termine sulla catena di approvvigionamento di questo minerale**. La Russia è, inoltre, il terzo produttore di nichel al mondo, il cui prezzo è aumentato di oltre il 40% da inizio 2022; mentre solo il 10% della produzione mondiale di nichel finisce attualmente nella catena di approvvigionamento delle batterie, la crescita della doman-

da di veicoli elettrici arriverebbe a trasformare il mercato. Bank of America prevede che saranno necessarie 690.000 tonnellate di nichel entro il 2025, sulla base della sua stima di 13,6 milioni di veicoli elettrici venduti in quell'anno; è un quantitativo che supera la fornitura combinata di nichel di Russia e Filippine (secondo produttore mondiale), pari a 620.000 tonnellate nel 2021. Diverse delle criticità descritte potrebbero, quindi, **assumere carattere strutturale**; di conseguenza, la focalizzazione del trasporto stradale leggero su un solo sistema di propulsione tra le diverse opzioni possibili aumenterebbe il rischio di dipendenze critiche.

In conclusione, per attuare un percorso di decarbonizzazione flessibile e poco rischioso, risulta cruciale non rendersi nuovamente dipendenti da Paesi extra UE attraverso una politica di prodotto unilaterale. A tal fine è necessario che l'obiettivo comunitario di abbattimento delle emissioni climalteranti del settore trasporti possa essere traguardato attraverso strumenti diversificati e con metodologie di calcolo dei valori emissivi correttamente di tipo LCA. **La traiettoria che si concretizzerà potrebbe essere più vicina allo scenario RSE, a quello alternativo o a quello estremo, così come potrebbe risultare da una combinazione di prodotti e vettori non esaminata in questa sede.**

Nessuna strada dovrebbe essere preclusa in quanto la **diversificazione è buona regola** nella finanza e in molti settori dell'economia. **Tanto più lo deve essere per l'energia, dove la differenziazione sia delle fonti/vettori sia della loro provenienza geografica attiene alla sicurezza degli approvvigionamenti energetici di un Paese e quindi alla tutela della sicurezza nazionale**.

Elettriche + Plug in
(milioni)



Fonte: elaborazioni Rie su dati RSE e Unem

CAPITOLO 5

CONCLUSIONI E MESSAGGI DI SINTESI

Il nuovo contesto energetico e geopolitico ha fatto emergere priorità che non possono essere ignorate nella definizione del percorso di decarbonizzazione del settore trasporti.

- La pandemia e la guerra tra Russia e Ucraina rappresentano due grandi punti di rottura rispetto ad un passato molto prossimo; due accadimenti che hanno fatto emergere con chiarezza le criticità del percorso prescelto per conseguire la necessaria transizione verso un'economia decarbonizzata, erroneamente descritta dalla narrazione prevalente come priva di rischi, rapida e poco costosa. Due eventi che riportano alla realtà e che evidenziano la necessità di ripensare gli strumenti previsti nel percorso di decarbonizzazione, almeno in relazione all'orizzonte 2030.
- Gli avvenimenti dell'ultimo biennio, infatti, hanno dimostrato quanto la politica energetica di un Paese sia, nella sostanza, anche la politica sociale ed economica di quel Paese. Dalla capacità di avere un sistema energetico sicuro, resiliente ed economicamente efficiente dipende la capacità di sviluppo del Paese stesso, nonché quella del sistema produttivo di evolversi e garantire occupazione, crescita, benessere economico e sociale.
- Hanno anche sottolineato come sia stato un errore immaginare in tempi troppo brevi, senza soluzioni del tutto mature, di poter fare a meno delle fonti energetiche che oggi assicurano la quasi totalità dell'approvvigionamento energetico arrivando, dietro questa convinzione, a non occuparci più delle loro esigenze di efficienza, sviluppo e investimento.
- Nei trasporti, il problema essenziale è creare nel pro-

cesso di decarbonizzazione una progressiva diversificazione di fonti energetiche rispetto al petrolio, facendo tuttavia attenzione al rischio di perdere i benefici connessi alle economie di scala, sia in fase produttiva che distributiva, che questa fonte ha nel tempo generato in stretta correlazione con la filiera *automotive*.

- Una sfida che va affrontata con pragmatismo e realismo, conciliando l'urgenza della trasformazione con la necessità di non compromettere quell'efficienza, flessibilità e disponibilità assicurata dai carburanti tradizionali. Piani irrealizzabili o irrealistici nella loro tempistica, o difficilmente sostenibili in un'ottica di efficiente allocazione delle risorse, minano la sicurezza energetica e ci allontanano dagli obiettivi ambientali. Con il paradosso di renderli ancora più difficilmente raggiungibili.
- Senza modificare l'obiettivo ultimo verso cui è necessario tendere, ossia la decarbonizzazione dei sistemi energetici ed economici, il repentino aumento dei costi dell'energia induce a formulare una riflessione più ampia sulle scelte del passato e soprattutto su quelle a venire, adottando un approccio più equilibrato e lungimirante che contempli una molteplicità di sviluppi ugualmente percorribili e *compliant* rispetto alla normativa vigente e alle sue evoluzioni future.

Per decarbonizzare serve chiarezza, coerenza e lungimiranza, quel che non si riscontra nelle proposte in materia di trasporti contenute nel pacchetto Fit for 55

- Sinora, le politiche pubbliche in materia di trasporti si sono principalmente focalizzate sul segmento stradale, sia per la presenza di alternative concrete al petrolio (già sul mercato o in fase sperimentale), sia per la minore inerzia al cambiamento che lo caratterizza rispetto ai segmenti aereo e marittimo. Da qui, la fissazione, a livello europeo e a cascata nazionale, di obiettivi e normative sempre più ambiziosi e stringenti volti a favorire la riduzione delle emissioni associate ad agenti inquinanti e climalteranti dei veicoli leggeri e pesanti.
- Tuttavia, ne è derivato un ginepraio di norme, target, politiche e proposte che – nel loro assieme – restituiscono un quadro complesso, incoerente e lacunoso che punta in modo sbilanciato sulla penetrazione del motore elet-

trico, a scapito di altre opzioni altrettanto valide nel perseguimento del comune ed imprescindibile obiettivo di decarbonizzazione del settore.

- Il colpo di grazia, in un contesto già critico, è arrivato dalla richiesta di *phase out* del MCI al 2035 contenuta nella proposta COM (2021) 556 del pacchetto Fit for 55 (FF55), avallata dal trilogo del 27 ottobre 2022. La proposta mira ad accelerare la produzione e vendita di veicoli a basse o zero emissioni allo scarico, rafforzando ulteriormente gli standard emissivi attuali: il limite di 95 g/km per le autovetture e i veicoli commerciali leggeri dovrà essere ridotto rispettivamente del 55% e del 50% a partire dal 2030 e del 100% dal 2035.

- Tra le molteplici criticità, si identificano due principali vizi sostanziali: il calcolo delle sole emissioni allo scarico in luogo della più corretta metodologia LCA, perseverando nell'errore di trascurare le emissioni complessive del veicolo/vettore energetico e agendo a favore della sola mobilità elettrica; la differente considerazione che emerge sulle iniziative riguardanti i *Low Carbon Fuels* (LCF), esclusi dal futuro dei trasporti leggeri su strada, ma considerati fondamentali nelle proposte relative alla decarbonizzazione dei segmenti aereo e marittimo.

- L'adozione di una simile proposta, che punta ad una completa elettrificazione del trasporto stradale, avrebbe pesanti impatti negativi sulla competitività industriale del settore nazionale della raffinazione e dell'*automotive*. Ne derivano rischi di delocalizzazione delle filiere interne della mobilità e di gravi ricadute occupazionali, per la mancata valorizzazione della capacità di trasformazione non solo dei sistemi produttivi, logistici e distributivi, ma anche delle competenze e delle risorse che operano in tali ambiti.

- Infatti, l'esclusione nel giro di poco più di un decennio dei motori endotermici è inconciliabile con la prossima definizione dello standard emissivo Euro 7, denotando un atteggiamento fortemente contraddittorio da parte della Commissione. La messa a punto di veicoli in grado di rispondere ai suddetti limiti richiede programmazione e investimenti da parte dei costruttori che, tuttavia, devono poter operare in condizioni di certezza per un

congruo periodo di tempo, che gli consenta di ammortizzare i richiesti investimenti.

- In sostanza, la traiettoria futura del settore nazionale dei trasporti sarebbe definita solo dal driver normativo che impone un'unica scelta a scapito del principio di neutralità tecnologica, della sicurezza energetica che si basa sulla diversificazione delle fonti, della possibilità di costruire una filiera di produzione nazionale in modo da rendere il sistema più flessibile e meno vulnerabile a shock esterni e, quindi, più in generale, a scapito dei driver di mercato.
- La diversificazione è buona regola nella finanza e in molti settori dell'economia. Tanto più lo deve essere per l'energia, dove la differenziazione di fonti/vettori e della loro provenienza geografica attiene alla sicurezza degli approvvigionamenti energetici di un Paese e quindi alla tutela della sicurezza nazionale.
- In quest'ottica, le recenti decisioni adottate nel Trilogo del 27 ottobre scorso e che prevedono una clausola di revisione e aggiornamento degli obiettivi di riduzione delle emissioni nel 2026, la messa a punto di una metodologia LCA e la definizione di procedure per immatricolare veicoli con MCI alimentati da carburanti *carbon neutral* anche dopo il 2035, sono aperture positive che potrebbero consentire una significativa mitigazione dell'approccio *full electric* proposto inizialmente dalla Commissione, tenendo finalmente conto di un approccio tecnologicamente neutrale e *well-to-wheel*.

I LCF: un potenziale da valorizzare per ragioni di mercato, ambientali, economiche, sociali e di sicurezza energetica

- I LCF sono combustibili di origine biogenica o sintetica in grado di abbattere le emissioni di CO_2 dei trasporti senza vincoli di rinnovo del parco circolante esistente e, perlopiù, senza necessità di infrastrutture ex-novo per la loro distribuzione.
- Rispetto ad altre tecnologie, l'impiego dei LCF presenta diversi vantaggi, che rendono incomprensibile la loro esclusione dagli strumenti indicati dall'UE per conseguire la traiettoria di decarbonizzazione del settore trasporti:

  - dal punto di vista ambientale, nel loro ciclo di vita, consentono una consistente riduzione delle emissioni di CO_2, variabile in relazione alla materia prima utilizzata;
  - sono impiegabili da subito nel parco circolante e nel lungo termine consentono la continuità di impiego dei MCI, quindi la salvaguardia della filiera nazionale della componentistica;
  - sviluppano principalmente filiere nazionali, senza dipendere da materie prime o sottoprodotti in mano a pochi Paesi extra-UE, e aumentano la diversificazione delle forniture per il settore trasporti e quindi la sicurezza energetica del Paese;
  - risultano utilizzabili pressoché in tutti i tipi di trasporto, per alcune modalità (trasporto leggero su strada) in stretta complementarità con l'elettricità rinnovabile, l'idrogeno e i combustibili gassosi, e quelli liquidi sono più facili da movimentare e stoccare rispetto ad altre soluzioni.

- Il loro sviluppo favorirebbe la salvaguardia dei livelli occupazionali delle filiere tecnologiche di produzione e distribuzione dei carburanti e della filiera *automotive* dei motori a combustione interna, che non dovrebbe essere oggetto di *phase-out* in quanto in grado di assicurare veicoli atti a perseguire gli obiettivi di decarbonizzazione dei trasporti.
- Tra i fattori abilitanti per lo sviluppo del settore LCF occorrerebbero misure di policy volte a: evitare il *phase out* dei MCI al 2035, riformando il Regolamento UE sul calcolo delle emissioni, che non dovrebbe limitarsi alla fase *tank to wheel* ma estendersi all'intero ciclo di vita, approccio che può essere attuato, almeno in via transitoria, attraverso un sistema di crediti tra produttori/distributori di carburanti decarbonizzati e costruttori di veicoli che li utilizzano; definire un quadro di regole certo e duraturo con meccanismi di sostegno alla produzione e supporto agli investimenti; ridefinire la sezione della tassonomia UE dedicata ad alcune tipologie di LCF per l'utilizzo nei trasporti, essendo queste classificate come "attività di transizione" invece che come "attività sostenibili".

- Per il segmento stradale leggero, un quadro legislativo "Total BEV" che escluda i LCF pregiudica, infatti, gli investimenti per il loro sviluppo e il raggiungimento delle necessarie economie di scala e di competenza nella loro produzione, ostacolando anche la decarbonizzazione del trasporto aereo e marittimo.
- Un approccio realistico e avverso al rischio dovrebbe invece prendere in considerazione il potenziale dei LCF come tecnologia complementare all'elettrico per il trasporto su strada: rinunciarvi significherebbe precludere l'opportunità di creare una filiera produttiva nazionale in grado di abbattere le emissioni, del settore, valorizzando al contempo l'integrazione con il territorio.
- Ciò richiederebbe una chiara strategia nazionale per accompagnare la trasformazione della raffinazione nazionale lungo questa traiettoria, senza la quale è la stessa sicurezza energetica del Paese ad essere a rischio.

Più scenari per un obiettivo comune. La compresenza di più soluzioni in grado di conseguire lo stesso obiettivo ambientale è, oggi, il pezzo mancante del puzzle energetico; è, infatti, l'unico modo per conferire flessibilità ad un percorso difficile e costoso, ma al contempo ineludibile, che non può quindi rischiare di dipendere in modo sbilanciato da una sola fonte.

- Lo scenario 2030 del settore trasporti elaborato da RSE (RSE FF55), in conformità con la proposta di phase out del MCI, pone al 2030 un obiettivo di penetrazione dell'auto elettrica (6,2 milioni di BEV e 1,2 milioni di PHEV) che richiede un'attenta valutazione sulla sua reale raggiungibilità e sulle sue conseguenze. L'assenza di altre opzioni porterebbe a forti criticità, laddove la prima e unica opzione non dovesse risultare raggiungibile.
- È quindi necessario pensare ad uno Scenario Alternativo ("SA FF55") che, sempre in coerenza con gli obiettivi ambientali del Fit for 55 e quindi all'orizzonte 2030, traguardi un maggior sviluppo dei LCF e una più realistica penetrazione dei veicoli elettrici (3,4 milioni, equamente ripartiti tra BEV e PHEV). Si tratta di uno scenario integrativo e non antitetico a quello di RSE, elaborato al preciso scopo di evidenziare come il cambiamento

del settore trasporti possa e debba essere pianificato tenendo distinti gli strumenti dagli obiettivi.

- Nello "SA FF55", il minor ricorso all'elettricità (1,3 Mtep vs 2,7 Mtep) conseguente al minor numero prospettato di auto elettriche viene compensato da un aumento significativo dei consumi di LCF (4,9 vs 2,8 Mtep), idonei ad alimentare tutte i mezzi con MCI, anche ibridi.
- Il confronto tra gli scenari rende evidente come l'uso di LCF, in combinazione con la parziale elettrificazione del parco veicoli nel trasporto leggero su strada, risulti altrettanto efficace ed efficiente nella riduzione delle emissioni rispetto all'elettrificazione spinta del comparto. Pur con diverse ipotesi di composizione del parco circolante, le emissioni di CO_2 complessive al 2030 – calcolate sull'intero ciclo di vita dei prodotti/vettori energetici considerati – ammontano a 83,9 mil. ton in entrambi gli scenari.
- I quantitativi di LCF previsti nello scenario alternativo sono raggiungibili con un potenziamento della capacità produttiva soprattutto dei biocarburanti liquidi: biocarburanti avanzati per benzina e diesel, HVO e *Recycled Carbon Fuels*.
- Studi dimostrano come la disponibilità di biomassa per la produzione di biocarburanti avanzati non costituisca affatto un ostacolo allo sviluppo dei LCF di origine biogenica, pur nella necessità da parte delle tecnologie applicabili di progredire nel processo di maturità e diffusione verso il mercato, anche attraverso ulteriori attività di ricerca e opportune strategie di gestione.
- La realizzazione di questo scenario richiede investimenti in un range di 8-10 mld di euro, comunque di gran lunga inferiore rispetto a quanto previsto dallo scenario RSE. Un ammontare rilevante per la cui realizzazione è necessario un quadro di regole di mercato certe e di lungo periodo, incompatibile con il *phase out* dei MCI al 2035.
- Le decisioni prese nel decennio in corso influenzeranno la capacità di risposta del sistema nei decenni a venire: è necessario, quindi, porre le basi per la costruzione di un mix composito di soluzioni a basso impatto carboni-

co, in grado di traguardare gli obiettivi climatici comunitari in un contesto di maggior sicurezza del sistema energetico.

- L'elaborazione di uno scenario alternativo rispetto a quello di RSE intende, pertanto, dimostrare come uno stesso obiettivo sia conseguibile in modalità differenti. Non si tratta di definire quale dei due avrà la maggiore probabilità di accadimento, quanto di evidenziare come il futuro del settore trasporti non dovrebbe essere rappresentato con una linea retta, definita e univoca che contempli un'unica soluzione; bensì con un grafico ad area, nell'ambito del quale vengono prese in considerazione più opzioni, il cui peso potrà variare a seconda degli sviluppi tecnologici, economici e di filiera.

Impaginazione grafica e stampa:
Saro Italia srl - Roma - Tel. 06 6690598 - www.saroitaliasrl.it

UNEM
unione energie per la mobilità

Piazzale Luigi Sturzo, 31
00144 - Roma (Roma)

Tel. 06.5423651

unem@pec.it
info@unem.it

www.unem.it

@unem_it

/company/muoversi

RIE
RICERCHE INDUSTRIALI
ED ENERGETICHE

Via Castiglione, 25,
40124 Bologna (BO)

Tel. 051 656 0011

info@rie.it

www.rie.it