



*Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici*

# **PRIMA LA SCIENZA** *e poi la tecnologia*

## **LIBRO BIANCO**

**sulla transizione ecologica delle infrastrutture e dei sistemi di  
trasporto con particolare riguardo a quelli alimentati ad idrogeno.**

**A cura di Aurelio Misiti e Fabio Croccolo**



**BARBARO EDITORE**

In copertina  
**Opera di Mimmo Sofo**

© 2025 R. BARBARO EDITORE  
[www.dbebarbaroeditore.it](http://www.dbebarbaroeditore.it) [info@dbebarbaroeditore.it](mailto:info@dbebarbaroeditore.it)

**prima edizione**  
**Dicembre 2025**  
**ISBN : 9788894796**

**Tutti i diritti riservati**

## Gli Esperti:

Pres. Fabio CROCCOLO (Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici) –*Coordinatore*

Prof. Aurelio MISITI (Presidente CNIM) - *Coordinatore scientifico*

Ing. Marcello PAOLUCCI (Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici)

Ing. Fabrizio FREZZINI (Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici)

Ing. Paolo SAPPINO (Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti)

Ing. Pasquale SAIENNI (ANSFISA)

Ing. Rocco CAMMARATA (ANSFISA)

Ing. Gianluca FORTE (ANSFISA)

Ing. Stefano ZAMPINO (ANSFISA)

Ing. Alberto ANDREONI (ANSFISA)

Prof. Gian Marco BIANCHI (Alma Mater Studiorum Università di Bologna)

Prof. Romano BORCHIELLINI (Politecnico di Torino)

Prof. Andrea LANZINI (Politecnico di Torino)

Ing. Michele Vincenzo MIGLIARESE CAPUTI (Università degli Studi di Roma  
"La Sapienza")

Prof. Cesare PIANESE (Università degli Studi di Salerno)

Prof. Giuseppe MASCHIO (Università degli Studi di Padova)

Prof. Donatella CIRRONE (Ulster University)

Ing. Vincenzo ANTONUCCI (CNR)

Ing. Laura ADALORO (CNR)

Dott. Antonio VITA (CNR)

Ing. Giorgio GRADITI (ENEA)

Dott. Andrea PISANO (ENI)

Dott. Alberto DI LULLO (ENI)

Dott. Giordano FRANCESCHINI (ENI)

Dott. Sabina MANCA (ENI)

Ing. Fabio DATTILO (Vigili del Fuoco)





## **PRESENTAZIONE**

Quando l'ing. Fabio Croccolo – all'epoca Presidente della III Sezione del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici che ho l'onore di presiedere – mi propose, come obiettivo per l'anno 2023, la redazione di un libro bianco sull'idrogeno e i carburanti alternativi, intuì subito l'utilità potenziale di un simile lavoro per svolgere al meglio il nostro lavoro di tecnici che devono valutare opere pubbliche dal punto di vista della fattibilità tecnico-economica delle stesse.

Lo incoraggiai pertanto a proseguire e istituì la Commissione dedicata alla redazione del libro, chiedendo al mio illustre predecessore e Maestro, il Prof. Aurelio Misiti, di assicurarne il coordinamento scientifico.

La prima stesura del libro venne in effetti prodotta e depositata gli atti di questo CSLP entro la fine del 2023, ma il sovraccarico di lavoro legato ai progetti del PNRR, prima, e il giovane pensionamento d'ufficio del Presidente Croccolo, poi, ne impedirono la revisione e la produzione a stampa.

Grazie all'impegno a titolo personale e volontaristico dei due curatori questo testo vede ora finalmente la luce e io mi pregio di includerlo quale uno dei lavori maggiormente significativi prodotti dal CSLP, nella certezza che sarà di ausilio fondamentale per i pianificatori, i progettisti e i decisori politici.

Un sentito ringraziamento a tutti i redattori, al coordinatore ing. Fabio Croccolo e in particolare al mio professore Aurelio Misiti.

**Massimo Sessa**



## INTRODUZIONE

Il genere umano è sempre più energivoro. Lo sviluppo tecnologico da un lato (si pensi alla cosiddetta intelligenza artificiale) e il benessere (ad esempio i condizionatori) richiedono quantità di energia con crescita esponenziale.

Anche se le previsioni pessimistiche formulate dal Club di Roma ne “I limiti dello sviluppo” (studio del Massachusetts Institute of Technology, 1972) – che immaginavano l’esaurimento del petrolio entro l’inizio del terzo millennio – sono state ampiamente disattese per molteplici ragioni (riduzione drastica dei consumi unitari, scoperta di nuovi giacimenti, nuove tecnologie estrattive, ecc.), è però proseguito il processo di emissione degli inquinanti, che pone seri problemi all’utilizzo delle fonti energetiche fossili.

È vero che ci sono in natura molteplici possibilità di ricavare energia dalle sorgenti naturali, in primis il sole, ma le nostre tecnologie non ci consentono per ora di farlo in modo efficiente, tale da poter coprire i crescenti fabbisogni che sono richiesti.

Più promettente è la fusione nucleare, che – se realizzata e industrializzata – potrebbe fornire una risposta adeguata alle esigenze ragionevolmente prevedibili. Tuttavia sia il sistema Tokamak che lo Stellarator richiedono ancora presumibilmente tra i 10 e i 25 anni di studio e sviluppo prima di diventare operativi.

Si tratta dunque di gestire una transizione energetica che riduca immediatamente l’emissione d’inquinanti mantenendo, anzi, incrementando la disponibilità di energia e che abbia una durata prospettica di circa trent’anni.

Lo sviluppo delle infrastrutture – di cui si occupa il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti – deve sostenere e accompagnare questa transizione, ma avendo bene in mente alcuni assunti fondamentali.

Innanzitutto occorre considerare il ciclo di vita delle infrastrutture, che – anche nelle condizioni più pessimistiche – difficilmente è inferiore ai 50 anni.

In secondo luogo bisogna tenere presenti le differenti autonomie di missione e le diverse distanze di break-even dei modi di trasporto: ciò che è ottimale per un treno non necessariamente lo è per un aereo o per un motoveicolo.

È poi necessario affrontare i problemi di sicurezza, penetrazione geografica, distribuzione e così via che ogni nuovo sistema pone.

Infine deve essere valutato per ogni infrastruttura il rapporto benefici/costi, per evitare di sprecare risorse in azioni che non ripagano – spesso neanche dal punto di vista ambientale – gli investimenti fatti.

Il tutto in un sistema nel quale i veicoli seguono uno sviluppo industriale dettato dalle esigenze dei produttori e degli utilizzatori, spesso senza minimamente considerare le problematiche infrastrutturali che esso pone (si pensi al gigantismo navale o ai veicoli a guida autonoma), con l'implicito assunto che toccherà poi alla finanza pubblica adeguare le infrastrutture alle decisioni – né condivise, né coordinate – degli operatori di mercato.

Nella mia lunga esperienza quale Direttore Generale del MIT, soprattutto nell'ultima parte come Presidente della III Sezione del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici, mi sono trovato spesso di fronte a simili dilemmi, quando mi venivano richieste o proposte opere basate più su articoli di stampa generalista e sull'immaginario collettivo, che su una solida analisi scientifica ed economica.

Questo libro nasce da tale esperienza: l'ho voluto e proposto proprio per fornire ai decisori politici e, soprattutto, a noi tecnici che abbiamo il compito di consigliarli uno strumento che consenta, nei limiti del possibile, di scegliere correttamente gli investimenti per la

transizione energetica, avendo nel contempo bene in mente lo scenario post-transizione al quale dobbiamo tendere.

Desidero ringraziare tutti gli autori: scienziati, ricercatori, docenti universitari, esperti industriali, che, con il loro sapiente e prezioso contributo hanno fisicamente dato vita a questo libro.

Un ringraziamento affettuoso all'ing. Massimo Sessa, Presidente del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici, che mi ha consentito di impegnarmi in questa attività e mi ha sostenuto lungo il percorso.

Infine non posso non rendere omaggio al Prof. Ing. Aurelio Misiti, coordinatore scientifico di questo lavoro e Maestro di tutti noi, per il suo continuo supporto, gli incoraggiamenti e lo slancio giovanile che ci ha consentito di giungere a questa pubblicazione.

**Fabio Croccolo**



## **GLOSSARIO**





## A

- **AFIR:** *Alternative Fuels Infrastructure Regulation*, regolamento europeo per lo sviluppo delle infrastrutture per i combustibili alternativi.
- **Ammoniaca:** Composto chimico ( $\text{NH}_3$ ) utilizzato in vari settori industriali.
- **Ammoniaca verde:** Combustibile sintetico prodotto da idrogeno verde e azoto atmosferico, potenzialmente utilizzabile nei trasporti.
- **Autonomia di missione:** Capacità di un veicolo di coprire una distanza o svolgere un servizio senza necessità di rifornimento o ricarica.

## B

- **BEV (Battery Electric Vehicle):** Veicolo elettrico alimentato esclusivamente da batterie ricaricabili.
- **Biocarburanti:** Carburanti derivati da biomassa. Possono sostituire i combustibili fossili nei motori a combustione interna, ma non sono sempre considerati carbon neutral.
- **Biometano:** Gas rinnovabile ottenuto dalla purificazione del biogas, utilizzabile nei veicoli a metano.

## C

- **CCUS:** *Carbon Capture, Utilization and Storage*, tecnologie per catturare, riutilizzare o stoccare la  $\text{CO}_2$ .
- **CNG (Compressed Natural Gas):** Gas naturale compresso, usato come carburante alternativo.
- **$\text{CO}_2$  eq:** Equivalente di anidride carbonica, misura standardizzata delle emissioni climalteranti.
- **Configurazione HRS (Hydrogen Refueling Station):** Struttura per il rifornimento di idrogeno, composta da sistemi di stoccaggio a bassa/media/alta pressione, compressori e sistemi di erogazione.

## D

- **Decarbonizzazione:** Processo di riduzione delle emissioni di carbonio (CO<sub>2</sub>) nei sistemi energetici e nei trasporti.

## E

- **E-fuels:** Combustibili sintetici prodotti da idrogeno e CO<sub>2</sub>, compatibili con i motori termici esistenti.
- **Elettrolizzatore:** Dispositivo che produce idrogeno tramite elettrolisi dell'acqua.
- **Emissioni WtW (Well-to-Wheel):** Emissioni totali di un veicolo, dalla produzione del carburante fino all'uso su strada.

## F

- **FCEV (Fuel Cell Electric Vehicle):** Veicolo elettrico alimentato da celle a combustibile che utilizzano idrogeno.
- **Fuel Cell (Cella a combustibile):** Dispositivo elettrochimico che converte l'idrogeno in elettricità, calore e acqua.
- **Fit for 55:** Pacchetto legislativo UE per ridurre le emissioni del 55% entro il 2030.
- **FER:** Fonti Energetiche Rinnovabili.

## G

- **GNL (Gas Naturale Liquefatto):** Gas naturale raffreddato a -162°C per facilitarne il trasporto e lo stoccaggio.

## H

- **HEV (Hybrid Electric Vehicle):** Veicolo ibrido con motore termico ed elettrico, non ricaricabile da rete esterna.
- **HRS (Hydrogen Refueling Station):** Stazione di rifornimento per veicoli a idrogeno, con sistemi di compressione e stoccaggio a diverse pressioni.

- **Hydrogen Valley:** Ecosistema locale integrato per produzione, distribuzione e utilizzo dell'idrogeno.

## I

- **ICE (Internal Combustion Engine):** Motore a combustione interna, tipico dei veicoli tradizionali.
- **Idrogeno verde:** Idrogeno prodotto tramite elettrolisi alimentata da fonti rinnovabili.
- **Idrogeno blu:** Idrogeno prodotto da gas naturale con cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub>.
- **Idrogeno grigio:** Idrogeno prodotto da fonti fossili senza cattura della CO<sub>2</sub>.
- **Idrogeno rosa:** Idrogeno prodotto tramite elettrolisi alimentata da energia nucleare.

## L

- **LCA (Life Cycle Assessment):** Valutazione dell'impatto ambientale di un prodotto lungo tutto il suo ciclo di vita.
- **Low Pressure Storage:** Serbatoi per lo stoccaggio dell'idrogeno a bassa pressione (50–200 bar), usati nella fase iniziale della catena di distribuzione.

## M

- **Medium/High Pressure Storage:** Serbatoi per lo stoccaggio dell'idrogeno a pressioni intermedie o elevate (450–1000 bar), utilizzati per il rifornimento diretto dei veicoli.
- **MHEV (Mild Hybrid Electric Vehicle):** Veicolo ibrido con supporto elettrico leggero, non in grado di muoversi in modalità solo elettrica.

## P

- **PHEV (Plug-in Hybrid Electric Vehicle):** Veicolo ibrido ricaricabile da rete elettrica.

- **PNIEC:** Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima.

## R

- **RED II / RED III:** Direttive europee sulle energie rinnovabili, con obiettivi al 2030.
- **REPowerEU:** Piano europeo per ridurre la dipendenza energetica da fonti fossili e accelerare la transizione verde.
- **RFNBO:** *Renewable Fuels of Non-Biological Origin*, come l'idrogeno verde o gli e-fuels.
- **Risk Management:** Gestione del rischio, fondamentale per la sicurezza di impianti e infrastrutture, soprattutto in ambito energetico e chimico.

## S

- **SAF (Sustainable Aviation Fuel):** Carburante sostenibile per l'aviazione, derivato da biomasse o sintesi chimica.
- **SOFC (Solid Oxide Fuel Cell):** Cella a combustibile ad ossidi solidi, ad alta efficienza.

## T

- **TPES (Total Primary Energy Supply):** Quantità totale di energia primaria disponibile per un paese o sistema.

## V

- **Vettore energetico:** Sostanza o sistema che trasporta energia da una fonte a un utilizzo finale (es. elettricità, idrogeno).
- **Vehicle-to-Grid (V2G):** Tecnologia che consente ai veicoli elettrici di restituire energia alla rete elettrica.

## **ACRONIMI**



<b>ANS</b>	Agenzia Nazionale per la	National Agency for Railway
<b>FISA</b>	Sicurezza delle Ferrovie e delle Infrastrutture Stradali e Autostradali	and Road Infrastructure Safety
<b>BEV</b>	Veicolo Elettrico a Batteria	Battery Electric Vehicle
<b>CCS</b>	Cattura e Stoccaggio della CO <sub>2</sub>	Carbon Capture and Storage
<b>CCU</b>	Cattura Utilizzo e Stoccaggio	Carbon Capture Utilization and
<b>S</b>	della CO <sub>2</sub>	Storage
<b>CNIM</b>	Comitato Nazionale Italiano per la Manutenzione	Italian National Maintenance Committee
<b>CNR</b>	Consiglio Nazionale delle Ricerche	National Research Council
<b>CSL</b>	Consiglio Superiore dei	High Council of Public Works
<b>P</b>	Lavori Pubblici	
<b>EFB</b>	Cumuli di Frutti Vuoti	Empty Fruit Bunches
<b>ENE</b>	Agenzia nazionale per le	National Agency for New
<b>A</b>	nuove tecnologie l'energia e lo sviluppo economico sostenibile	Technologies Energy and Sustainable Economic Development
<b>ENI</b>	Ente Nazionale Idrocarburi	National Hydrocarbons Authority
<b>ETS</b>	Serie Temporale con Smorzamento Esponenziale	Exponential Smoothing Time Series
<b>FCE</b>	Veicolo Elettrico a Cella a	Fuel Cell Electric Vehicle
<b>V</b>	Combustibile	
<b>FER</b>	Fonti Energetiche Rinnovabili	Renewable Energy Sources
<b>FNM</b>	Ferrovie Nord Milano	Northern Milan Railways
<b>GDE</b>	Green Deal Europeo	European Green Deal
<b>GHG</b>	Gas a Effetto Serra	Greenhouse Gases
<b>GNC</b>	Gas Naturale Compresso	Compressed Natural Gas
<b>GNL</b>	Gas Naturale Liquefatto	Liquefied Natural Gas
<b>GSE</b>	Gestore dei Servizi Energetici	Energy Services Manager
<b>HEV</b>	Veicolo Ibrido Elettrico	Hybrid Electric Vehicle
<b>HRS</b>	Stazione di Rifornimento di Idrogeno	Hydrogen Refueling Station
<b>ILUC</b>	Cambiamento Indiretto dell'Uso del Suolo	Indirect Land Use Change
<b>LCA</b>	Analisi del Ciclo di Vita	Life Cycle Analysis
<b>LCO</b>	Costo Uniformato	Levelized Cost of Electricity
<b>E</b>	dell'Elettricità	
<b>MAS</b>	Ministero dell'Ambiente e	Ministry of Environment and
<b>E</b>	della Sicurezza Energetica	Energy Security
<b>MIT</b>	Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti	Ministry of Infrastructure and Transport
<b>NDC</b>	Contributo Determinato a Livello Nazionale	Nationally Determined Contribution

<b>OEM</b>	Produttore di Equipaggiamento Originale	Original Equipment Manufacturer
<b>PEMFC</b>	Cella a Combustibile a Membrana a Scambio Protonico	Proton Exchange Membrane Fuel Cell
<b>PFA D</b>	Distillato di Acidi Grassi da Palma	Palm Fatty Acid Distillate
<b>PHE V</b>	Veicolo Ibrido Plug-in	Plug-in Hybrid Electric Vehicle
<b>PNIE C</b>	Piano Nazionale Integrato Energia e Clima	National Integrated Energy and Climate Plan
<b>RCF</b>	Carburanti a base di Carbonio Rinnovabile	Renewable Carbon Fuels
<b>RED</b>	Direttiva sulle Energie Rinnovabili	Renewable Energy Directive
<b>REE V</b>	Veicolo Elettrico con Estensione di Autonomia	Range Extender Electric Vehicle
<b>RFN BO</b>	Carburanti Rinnovabili di Origine Non Biologica	Renewable Fuels of Non-Biological Origin
<b>SAF</b>	Carburante Sostenibile per l'Aviazione	Sustainable Aviation Fuel
<b>SDGs</b>	Obiettivi di Sviluppo Sostenibile	Sustainable Development Goals
<b>SOF C</b>	Cella a Combustibile a Ossidi Solidi	Solid Oxide Fuel Cell
<b>TCO</b>	Costo Totale di Possesso	Total Cost of Ownership
<b>TEN-T</b>	Rete Transeuropea dei Trasporti	Trans-European Transport Network
<b>TPES</b>	Approvvigionamento Totale di Energia Primaria	Total Primary Energy Supply
<b>TRL</b>	Livello di Prontezza Tecnologica	Technology Readiness Level
<b>TtW</b>	Dal Serbatoio alle Ruote	Tank-to-Wheels
<b>UAV</b>	Veicolo Aereo Senza Pilota	Unmanned Aerial Vehicle
<b>UNFCCC</b>	Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici	United Nations Framework Convention on Climate Change
<b>WtW</b>	Dal Pozzo alle Ruote	Well-to-Wheels



# 1. L'energia a livello del pianeta terra

## 1.1 Energetica del Pianeta Terra

L'Energetica del pianeta Terra è caratterizzata da un bilancio termico radiativo tra crosta terrestre, atmosfera e il Sole. L'equilibrio di questi sistemi che scambiano tra loro energia dipende, tra le altre cose, dalle loro proprietà ottiche-radiative. La continua emissione ed accumulo di gas serra in atmosfera sta alterando la composizione chimica di quest'ultima, con un impatto appunto sulle sue caratteristiche radiative, come ad esempio una variazione del coefficiente di assorbimento della radiazione riemessa dalla Terra nello spettro infrarosso. Queste forzanti portano ad una nuova condizione di equilibrio che tende a verificare la temperatura superficiale del nostro pianeta. In effetti, attraverso le varie attività antropiche si emettono in atmosfera gas quali  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{N}_2\text{O}$ , ed altri ancora, che alterano la composizione chimica degli strati atmosferici su orizzonti temporali molto ampi, soprattutto nel caso della  $\text{CO}_2$  – che può essere riassorbita da cicli naturali del carbonio, ma molto lentamente.

Il motore primo di molti dei cicli naturali ed eventi atmosferici, severi o meno severi, che osserviamo sul nostro pianeta è il Sole. Il Sole apporta un flusso di energia al nostro pianeta che è enorme se confrontato con i nostri consumi. Alla sommità dell'atmosfera la costante solare, ovvero il flusso radiativo solare in direzione Terra, vale circa  $1361 \text{ W/m}^2$ . Per effetto della geometria della Terra, e della sua rotazione giornaliera attorno al proprio asse, e dell'attenuazione atmosferica (riflessione e assorbimento da parte degli strati atmosferici), l'irraggiamento medio sulla crosta terrestre è circa pari a  $160 \text{ W/m}^2$ . Questo è evidentemente un dato medio, che assume poi una variabilità anche ampia a seconda del punto di interesse, che dipende dalla latitudine, giorno dell'anno (che è rappresentato dall'angolo fondamentale noto come declinazione solare) e ovviamente l'ora solare. Per contro, il nostro *total primary energy supply*, TPES (*approvvigionamento totale di energia primaria*) – che rappresenta il fabbisogno energetico per soddisfare le nostre attività antropiche – ammonta a quasi  $600 \text{ EJ}$  [1] (exajoules, cioè  $10^{18}$  Joules) all'anno che corrispondono a  $0.37 \text{ W/m}^2$ . Il nostro fabbisogno energetico viene poi sostanzialmente tutto convertito in calore

attraverso le trasformazioni che si susseguono nel nostro sistema produttivo passando energia primaria ad usi finali.

Questo confronto tra il flusso radiativo solare disponibile sulla Terra e il nostro rateo di approvvigionamento (che oggi avviene soltanto in piccola parte dal Sole – solo pochi EJ sono attualmente generati da fonte solare<sup>1</sup> [1]) ci permette di intuire che le potenzialità del solare sono, in prospettiva, importanti anche al netto di inevitabili vincoli tecnici e/o economici sullo sfruttamento di tale risorsa.

È utile ricordare che una parte dell'irraggiamento solare è comunque catturato dalla superficie terrestre per l'accrescimento della fitomassa. Anche questa quota è però un piccolo assorbimento rispetto alla quota totale incidente.

## **1.2 Definizione attuale di fonte di energia, di vettori energetici, di vincoli energetici e di transizione ecologica**

### *Fonti energetiche: esauribili e rinnovabili*

La nostra civiltà considera e contabilizza tipicamente quelle fonti energetiche che hanno un uso pratico e diffuso per il sostentamento delle nostre attività. In altre parole, noi abbiamo la tendenza a definire *fonti energetiche* quelle fonti che sono sfruttate per soddisfare le nostre necessità in termini produttivi.

Tra le fonti energetiche, la distinzione principale è in genere tra fonti *esauribili* e fonti *rinnovabili*. Le fonti fossili appartengono alla prima tipologia. Di fatto, si tratta di fitomassa e zoomassa decomposte, che si sono gradualmente trasformate e sedimentate in giacimenti tipicamente situati sotto la crosta terrestre. Considerando che la fitomassa deriva dal processo di fotosintesi attivato dalla radiazione solare e la zoomassa pure è direttamente o indirettamente alimentata dalla fitomassa, le fonti fossili possano essere viste come una sorta di riserva di fonte solare che si è gradualmente accumulata nel tempo.

Altre fonti esauribili sono quelle che dipendono da sostanze chimiche che risultano irreversibilmente estinte (trasformate) dopo essere state utilizzate. Ricadono in questa categoria le sostanze fissili utilizzate, o

---

<sup>1</sup> 1,72 EJ *equivalenti* sono stati generate da fonte solare nel 2021. Il concetto di *equivalenza* si basa sul corrispettivo di combustibili altrimenti necessari per generare la stessa produzione solare riportata sopra.

potenzialmente utilizzabili, per la produzione di energia termica ed elettrica in centrali nucleari a fissione, note anche come centrali termonucleari.

Le fonti cosiddette rinnovabili sono quelle che non dipendono da un accumulo (*stock*) di risorsa che viene gradualmente estinto. La radiazione solare, o il vento, sono fonti rinnovabili, e sono disponibili come un flusso di energia che può essere intercettato, o catturato, e convertito attraverso opportune tecnologie in energia elettrica e/o termica. Anche in questo caso, è utile notare come sia sempre il Sole il motore primo della risorsa ‘vento’. Infatti, la disuniforme temperatura della Terra causa gradienti di pressione atmosferica che sono a loro volta causa dei movimenti delle masse d’aria. Energia dal sole e dal vento rappresentano le cosiddette fonti rinnovabili ‘moderne’, in quanto il loro sfruttamento su dimensioni apprezzabili è iniziato soltanto da appena 2-3 decenni. Lo sfruttamento dell’energia potenziale e cinetica di masse d’acque, attraverso centrali idroelettriche, è invece un uso più consolidato ed attualmente questa rappresenta la fonte rinnovabile maggiormente sfruttata nel mondo per la produzione di energia elettrica.

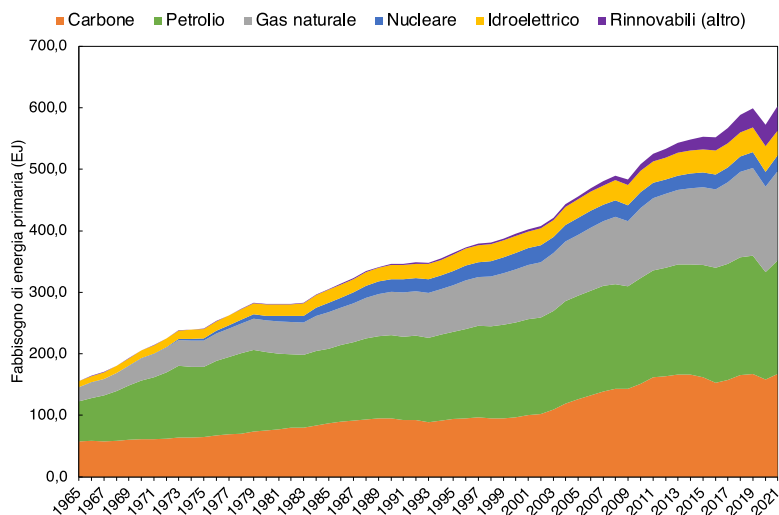
Completano il quadro delle fonti rinnovabili, l’uso di biomassa e lo sfruttamento della geotermia, ossia il calore del sottosuolo. La biomassa è una fonte rinnovabile ampiamente sfruttata, anche se con tecniche spesso rudimentali. Si parla in questo caso di ‘biomassa tradizionale’, spesso utilizzata in paesi in via di sviluppo attraverso processi di combustione e con lo scopo di cuocere cibi. L’effettiva “rinnovabilità”, e anche neutralità carbonica, delle biomasse è altamente dipendente dal tipo di biomassa e dai metodi utilizzati per la sua conversione in energia (tipicamente calore, negli usi tradizionali). Sicuramente biomasse derivanti da processi di scarto, o da residui forestali, sono biomasse pienamente rinnovabili.

Vista l’urgenza di decarbonizzare il nostro sistema energetico, sono molteplici le nuove tecnologie in fase di sviluppo nell’ambito delle fonti rinnovabili. A titolo di esempio, e non esaustivo, citiamo le tecnologie per la conversione del moto ondoso in energia elettrica.

*Il mix attuale di fonti energetiche*

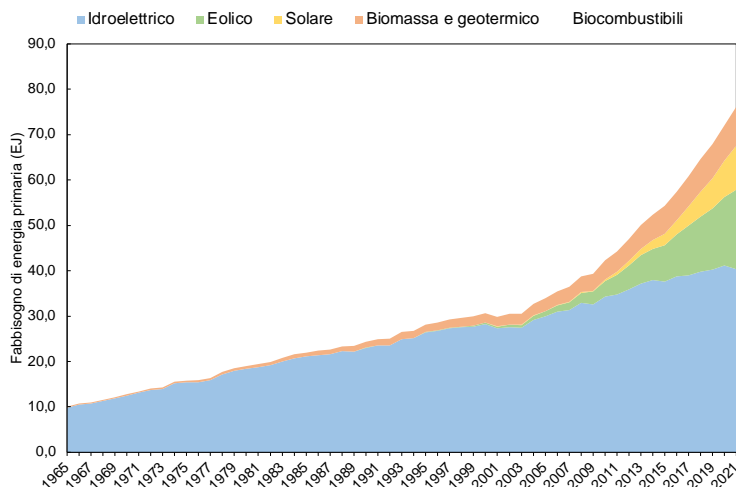
Le fonti energetiche attualmente più rilevanti per il nostro sistema energetico e produttivo rimangono i combustibili fossili (carbone, petrolio e gas naturale), che ancora al 2021 coprivano circa l'80% del TPES (Figura 1.1). Il grafico mostra la graduale transizione, nell'ambito dei combustibili fossili, da carbone a gas naturale e l'emergere delle fonti rinnovabili diverse dall'idroelettrico a partire dall'ultimo ventennio circa.

In Figura 1.2 è mostrato il dettaglio sul contributo fornito dalle fonti rinnovabili. Si può notare come il contributo da eolico e solare stia incrementando esponenzialmente. In alcuni contesti, le fonti energetiche rinnovabili (FER) possono anche rappresentare una quota significativa del mix di generazione elettrica. È questo il caso dell'Italia, dove nel 2021 oltre il 40% dell'energia elettrica immessa in rete proveniva da fonte rinnovabile [2]. Tuttavia, la produzione di energia elettrica vale appena il 20% del fabbisogno nazionale di energia primaria.



*Figura 1.1.*

*Fabbisogno di energia primaria su scala mondiale nel periodo 1965-2021  
(fonte: elaborazione personale da dati della BP Statistical Review)*



*Figura 1.2*

*Fabbisogno di energia primaria da fonti rinnovabili su scala mondiale nel periodo  
1965-2021  
(fonte: elaborazione personale da dati della BP Statistical Review)*

### *Vettori energetici*

Distinti dalle fonti energetiche trattate nella sezione precedente, sono i vettori energetici. Quest'ultimi derivano da trasformazioni delle fonti energetiche primarie. I vettori energetici sono tipicamente prodotti per una loro maggiore praticità di trasporto, accumulo e utilizzo rispetto alle fonti primarie.

L'elettricità è spesso da considerarsi un vettore energetico, anche se può essere prodotta direttamente da alcune fonti rinnovabili. L'elettricità viene trasformata (a diversi livelli di tensione) e trasportata quindi verso gli usi finali. L'idrogeno puro è da considerarsi un vettore energetico in quanto viene prodotto, ad oggi, a partire da altre fonti energetiche primarie o da altri vettori – attualmente l'idrogeno è prodotto prevalentemente da gas naturale attraverso il processo catalitico di *steam reforming*. Qualora l'idrogeno fosse anche prodotto direttamente dalla radiazione solare (ad es. attraverso innovativi processi di fotosintesi artificiale), questo rappresenterebbe comunque un modo di accumulare l'energia solare e di *vettorialarla* quindi altrove rispetto al sito di produzione.

### *Vincoli energetici e transizione energetica*

E' evidente che i vincoli dei combustibili esauribili siano di finitezza di risorse e ambientali. In passato la transizione energetica è avvenuta passando dall'uso della biomassa all'uso del carbone. Tale transizione ha consentito di sostenere la rivoluzione industriale. Al carbone si è avvicendato il petrolio come fonte energetica prevalente. Il ruolo del gas naturale era in procinto di diventare prevalente anch'esso, ma la crescente consapevolezza e preoccupazione sui cambiamenti climatici ha rallentato l'uso delle fonti fossili a favore delle nuove fonti rinnovabili quale solare ed eolico.

Attualmente la transizione energetica verso le fonti rinnovabili è ancora agli albori, e la sfida sarà il tempo richiesto per il passaggio prevalente ad esse.

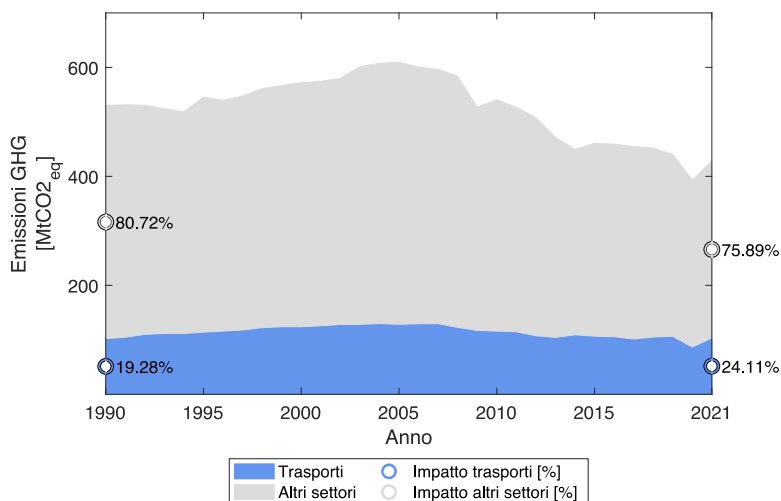
### **Riferimenti on-line e bibliografici:**

- [1] BP Statistical Review of World-Energy, <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/primary-energy.html>.
- [2] Gestore dei Servizi Energetici (GSE), <https://www.gse.it/servizi-per-te/news/fuel-mix-determinazione-del-mix-energetico-per-gli-anni-2020-2021>.

## 2 .Il quadro energetico europeo e nazionale ed i vincoli per il settore dei trasporti

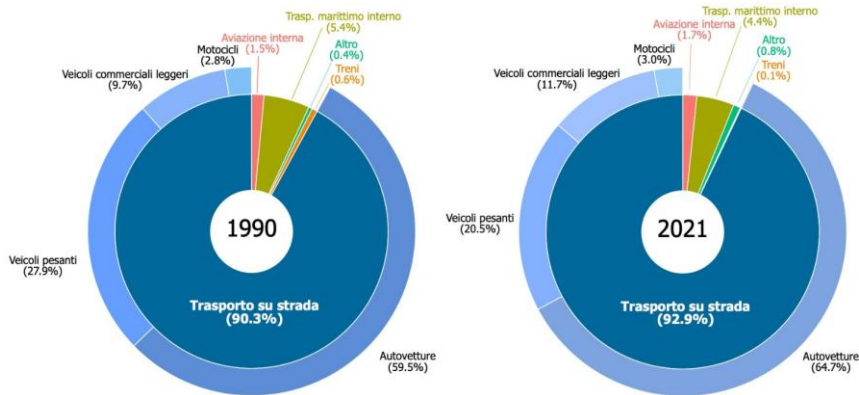
### 2.1 Emissioni di anidride carbonica nel settore dei trasporti

Dai dati dell'European Environment Agency (EEA) e della United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), nel 2021 il settore dei trasporti ha contribuito per il 24,1% alle emissioni di gas serra (Greenhouse Gases, GHG) in Italia. Negli ultimi 30 anni le emissioni del settore dei trasporti si sono tenute circa costanti (102.2 Mton CO<sub>2</sub> eq. nel 1990, 103.3 Mton CO<sub>2</sub> eq. nel 2021) ma, a fronte di una riduzione delle emissioni totali, il loro contributo è aumentato rispetto al 19.3% del 1990, utilizzato come riferimento per le politiche climatiche europee.



*Figura 2.1*  
*Emissione di gas serra in Italia dal 1990 al 2021. Elaborazione propria su dati EEA e UNFCCC.*

Del totale delle emissioni di CO<sub>2</sub> eq. per il settore dei trasporti, il 92.9% sono state associate al trasporto su strada e, di queste, il 64.7% alle automobili, il 20.5% ai veicoli pesanti, l'11.7% ai veicoli commerciali leggeri e il 3% ai motocicli. In figura 2.2 è possibile osservare come, rispetto al 1990, abbiano assunto sempre più rilevanza le emissioni associate alle automobili e ai veicoli commerciali leggeri, mentre si è ridotto l'impatto di quelle associate ai veicoli pesanti. Si osserva, inoltre, una diminuzione dell'impatto associato al trasporto marittimo interno e ai treni, mentre aumenta quello dell'aviazione interna e internazionale (compresa nella voce "altro" in figura).



**Figura 2.2**  
*Ripartizione percentuale delle emissioni di gas serra in Italia per modalità di trasporto nel 1990 e nel 2021. Elaborazione propria sulla base di dati EEA e UNFCCC.*



## **2.2 Politiche energetiche europee e nazionali per il settore dei trasporti**

La normativa di riferimento per lo sviluppo delle energie rinnovabili, ed in particolare dei biocarburanti, in UE è la Direttiva (UE) 2009/28/EC denominata RED (Renewable Energy Directive) che fissa gli obiettivi di crescita e diffusione delle fonti rinnovabili nei settori principalmente coinvolti (Energie, trasporti, ecc.) da raggiungere entro il 2020.

Le crescenti ambizioni di decarbonizzazione e penetrazione delle rinnovabili hanno successivamente portato alla Direttiva 2018/2001/EC, denominata RED II che ha definito nuovi e più sfidanti obiettivi da raggiungere entro il 2030 da parte di tutti gli Stati Membri che hanno l'obbligo di recepirne gli obiettivi nel proprio ordinamento nazionale.

Dal 20 novembre 2023 è in vigore la nuova Direttiva RED III. La Direttiva 2023/2413/EC, che aggiorna la Direttiva 2018/2001/EC, prevede una serie di novità per gli Stati membri nel settore delle energie rinnovabili, in particolare per quanto riguarda la loro promozione e l'aumento della loro quota nel mix energetico dell'Unione.

Con la nuova direttiva l'Europa vuole garantire, entro il 2030, una quota rinnovabile pari almeno al 42,5% (contro l'attuale 32%) nel consumo finale di energia, con l'obiettivo di raggiungere il 45%. Tutti gli Stati Membri sono inoltre incoraggiati a destinare almeno il 5% della capacità delle nuove installazioni energetiche a soluzioni innovative.

Nel settore dei trasporti, l'Unione Europea si impegna a ridurre le emissioni di gas serra del 14,5% entro il 2030. Questo obiettivo sarà raggiunto grazie all'uso di biocarburanti avanzati e a una quota più ambiziosa di carburanti rinnovabili non biologici, come l'idrogeno.

L'Italia ha recepito la direttiva REDII con il d.lgs. 199/2021 fissando una quota di almeno il 16 % di fonti rinnovabili sul totale di carburanti immessi in consumo nel trasporto stradale e ferroviario al 2030, attraverso il consumo di biocarburanti liquidi e gassosi ed RNFB e RCF con riduzione GHG minima del 70%.

Il Piano Nazionale per l'Energia e il Clima (PNIEC) italiano, pubblicato a gennaio 2020 e attualmente in fase di revisione, ha fissato al 22% il contributo delle fonti rinnovabili nel settore trasporti al 2030. L'ambizione del Piano è di colmare il *gap* tra il target biocarburanti e il 22% fissato da Piano con un incremento dell'utilizzo di energia elettrica da fonti rinnovabili nei trasporti.

In linea con la direttiva RED II, i biocarburanti prodotti dalle materie prime elencate nell'allegato VIII<sup>2</sup>, parti A e B, del d.lgs. 199/2021, sono conteggiati 2 volte il loro contenuto energetico, mentre i SAF AVIO e i carburanti rinnovabili per il settore marittimo 1,2 volte (se non prodotti da colture alimentari e foraggere) e l'elettricità rinnovabile 4 volte se utilizzata su strada e 1,5 volte se utilizzata nel trasporto ferroviario.

Sono inoltre previsti sub target per i biocarburanti avanzati (prodotti dai *feedstock* di cui all'allegato VIII parte A), nonché *cap* per alcune tipologie di biocarburanti (prodotti da colture alimentari e foraggere e *high* ILUC o prodotti dalle materie prime di cui all'allegato VIII, parte B).

Dal 2024 ai fini dell'adempimento degli obblighi non sarà più possibile conteggiare la quota di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa, prodotti da olio di palma, fasci di frutti di olio di palma vuoti (EFB) e acidi grassi derivanti dal trattamento dei frutti di palma da olio (PFAD), salvo che siano certificati a basso rischio ILUC.

La disciplina nazionale (art. 39 del d.lgs. 199/2021) ha fissato un **mandato supplementare** - non incluso nell'obbligo del 16%, ma che contribuisce all'obiettivo del 22% - per l'immissione in consumo di **biocarburanti utilizzati in purezza** pari a 300 mila tonnellate nel 2023, con un incremento di 100 mila tonnellate anno fino a raggiungere 1 milione di tonnellate dal 2030 in avanti. Al fine di promuovere la riconversione verde (totale o parziale) delle raffinerie esistenti è stato istituito un fondo, con una dotazione di 260 milioni di € complessivi fino al 2024, per la remunerazione degli investimenti volti alla produzione nazionale di biocarburanti per utilizzo in purezza. È attesa a breve la pubblicazione in GU del decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) che disciplina l'attuazione degli obblighi di immissione in consumo, da parte dei soggetti obbligati, dei biocarburanti nell'orizzonte temporale 2023-2030.

---

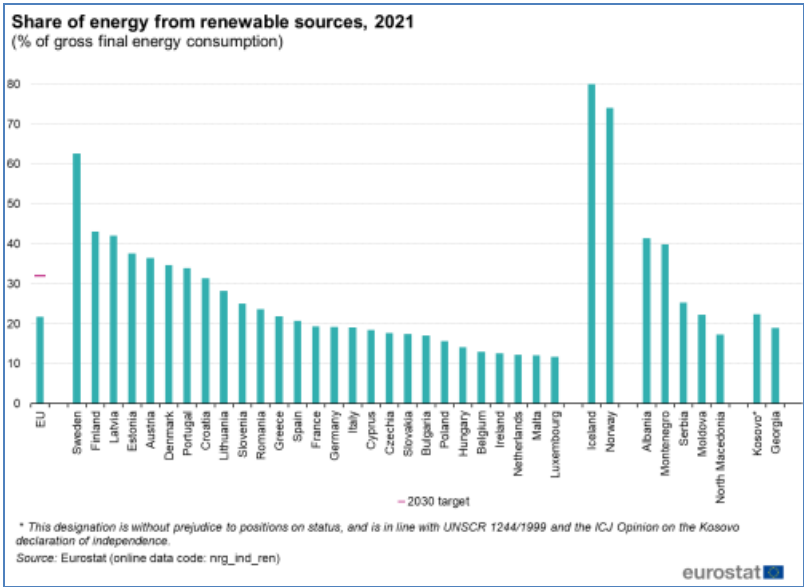
<sup>2</sup> Annex IX della direttiva RED II 2018/2001.

La politica energetica europea è estremamente orientata all'incremento dell'efficienza energetica, all'uso delle fonti rinnovabili e alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>.

Il riferimento principale della politica europea sull'energia è il *Green Deal Europeo* (GDE), il quale, approvato il 14 luglio 2021, adotta una serie di proposte per ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> del 55% entro il 2030, rispetto ai valori del 1990, con l'ambiziosa prospettiva di far diventare il nostro continente completamente *carbon neutral* (ossia ad emissioni nette di CO<sub>2</sub> nulle) entro il 2050.

Il Regolamento (UE) 2021/1119 [2] del Parlamento europeo e del Consiglio del 30 giugno 2021 istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica e modifica il regolamento (CE) n. 401/2009 e il regolamento (UE) 2018/1999 («Normativa europea sul clima»). Questo Regolamento (UE) 2021/1119, detto anche “Normativa europea sul clima”, si inserisce nel quadro di riforme legislative per l'attuazione del Green Deal Europeo (GDE) e all'art. 2.1 stabilisce che *‘l'equilibrio tra le emissioni e gli assorbimenti di tutta l'Unione dei gas a effetto serra disciplinati dalla normativa unionale è raggiunto nell'Unione al più tardi nel 2050, così da realizzare l'azzeramento delle emissioni nette entro tale data, e successivamente l'Unione mira a conseguire emissioni negative’*. La Commissione Europea ha presentato, il 14 luglio 2021, un articolato pacchetto di proposte denominato ***Fit for 55*** [3] al fine di allineare la normativa vigente in materia di clima ed energia al nuovo obiettivo di riduzione, entro il 2030, delle emissioni nette di CO<sub>2</sub> eq. (emissioni previa deduzione degli assorbimenti) di almeno il 55 % rispetto ai livelli del 1990, nella prospettiva della neutralità climatica entro il 2050. L'obiettivo del 55%, reso vincolante dalla normativa europea per il clima, rappresenta il *contributo determinato a livello nazionale (national determined contribution - NDC)* dell'Unione Europea (UE) e dei suoi Stati membri nell'ambito della convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC). L'importanza del pacchetto ***Fit for 55***, quale strumento per il mantenimento degli impegni presi con l'Accordo di Parigi, è stata ribadita anche nelle conclusioni con cui il 6 ottobre 2021 il Consiglio dei Ministri dell'ambiente dell'Unione Europea ha definito la propria posizione negoziale alla COP26 [4].

La misura denominata **REPowerEU** [5], varata nel 2022, accelera la transizione energetica attraverso misure volte a ridurre la dipendenza da gas e petrolio provenienti dalla Russia entro il 2030. Tra le azioni specifiche contenute nel piano REPowerEU, da attuare a breve termine, si trova un'aumento dell'obiettivo di penetrazione delle rinnovabili **nel mix energetico elettrico dal 40 al 45%** e un'accelerazione sull'idrogeno con l'obiettivo di installare 17.5 GW di capacità di elettrolizzatori al 2025 per garantire un approvvigionamento locale di idrogeno verde, soprattutto destinato alla decarbonizzazione del settore industriale. Raggiungere il 45% previsto dal piano REPowerEU punterebbe sostanzialmente a raddoppiare la quota globale di energia (settore elettrico e termico) prodotta da fonti rinnovabili nell'UE rispetto al 2021, anno in cui è stata stimata essere circa il 22% [6, 7] con una distribuzione su base nazionale mostrata in Figura 2.2, portando le capacità totali di produzione di energia rinnovabile a 1236 GW entro il 2030, rispetto ai 1067 GW entro il 2030, previsti nell'ambito del pacchetto *Fit for 55*.



*Figura 2.3*  
*Percentuale su base nazionale dell'energia da fonti rinnovabili sul totale consumato [6]*

Con riferimento specifico all'ambito **dei trasporti**, con il pacchetto ***Fit for 55*** la Commissione Europea ha **proposto di rivedere le norme sulle emissioni di CO<sub>2</sub> nei diversi settori in cui è articolato:**

**1) Autovetture e veicoli commerciali leggeri**

Sono stati introdotti obiettivi di riduzione più ambiziosi per il 2030, stabilendo, soprattutto, **un nuovo obiettivo di riduzione del 100% per il 2035.**

A seguire, il 14 febbraio 2023 è stata approvata la risoluzione legislativa del Parlamento europeo sulla proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio [8] che **modifica il regolamento (UE) 2019/631** per quanto riguarda il rafforzamento dei livelli di prestazione in materia di emissioni di CO<sub>2</sub> delle autovetture nuove e dei veicoli commerciali leggeri nuovi, in linea con la maggiore ambizione dell'Unione Europea in materia di clima (COM(2021)0556 – C9-0322/2021 – 2021/0197(COD)). In particolare, l'art. 1 della risoluzione dispone che, **a decorrere dal 1° gennaio 2035**, si applicheranno i seguenti **obiettivi** [8]:

*a) per le emissioni medie del parco **di autovetture nuove**, un obiettivo per l'intero parco dell'UE pari a una riduzione del 100 % dell'obiettivo nel 2021, determinato conformemente al punto 6.1.3 dell'allegato I, parte A [8];*

*b) per le emissioni medie del **parco di veicoli commerciali leggeri nuovi**, un obiettivo per l'intero parco dell'UE pari a una riduzione del 100 % dell'obiettivo nel 2021, determinato conformemente al punto 6.1.3 dell'allegato I, parte B [8];*

Pertanto, sulla base delle disposizioni ad oggi in vigore e sopra richiamate, **a partire dal 2035 non sarà più possibile immettere sul mercato dell'UE autovetture o veicoli commerciali leggeri con motore a combustione interna** ma, di fatto, **solo veicoli elettrici a batteria** (denominati anche BEV, *Battery Electrical Vehicle*), **veicoli elettrici a cella di combustibile** (ossia a *Fuel Cell*, FCEV) o (su questo vi è incertezza interpretativa) veicoli con motore termico alimentato a idrogeno. Va rimarcato, che nell'ottica di una

valutazione più ampia, basata sul concetto di neutralità tecnologica, a marzo 2023, su proposta della Germania, **vi è stata una apertura della Commissione Europea all'impiego di combustibili sintetici** (i così detti *e-fuel*) per l'alimentazione di motori termici equipaggianti autovetture e veicoli commerciali leggeri. La Commissione Europea si è mostrata disponibile a recepire la classificazione di tali combustibili sintetici *e-fuel* come **carbon neutral** (ad impronta netta di carbonio nulla nel loro ciclo di vita, dalla produzione all'utilizzo) e, pertanto, aprendo alla eventuale possibilità che a partire dal 2035 le autovetture nuove ed i veicoli commerciali leggeri nuovi, **equipaggiati con un motore termico alimentabile da tale combustibile**, possano essere venduti. Va sottolineato che tale apertura, qualora recepita in una disposizione normativa, eliminerebbe anche i dubbi interpretativi sull'**impiego dell'idrogeno nei motori termici**.

## 2) Veicoli pesanti e gli autobus urbani

Similmente, la Commissione ha proposto nuovi obiettivi ambiziosi di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, rispetto ai limiti del 2019, sia per i veicoli pesanti sia per gli autobus urbani [8]:

A) Per i **nuovi veicoli pesanti** ha previsto:

- la riduzione del 45% delle emissioni di CO<sub>2</sub> a partire dal 2030;
- la riduzione del 65% delle emissioni di CO<sub>2</sub> a partire dal 2035;
- la riduzione del 90% delle emissioni di CO<sub>2</sub> a partire dal 2040.

B) Per i **nuovi autobus urbani** ha previsto la riduzione del 100% delle emissioni di CO<sub>2</sub> a partire dal 2030.

La Commissione ha, inoltre, proposto di installare punti di ricarica e di rifornimento a distanza regolare sulle autostrade principali: ogni 60 km per la ricarica elettrica e ogni 150 km per il rifornimento di idrogeno.

### 3) Settori marittimo e aeronautico

Nelle politiche di decarbonizzazione deliberate dal pacchetto ***Fit for 55*** sono inclusi anche i settori aeronautico e marittimo che attualmente dipendono quasi esclusivamente dai combustibili fossili e che contribuiscono, rispettivamente, per il 14,4% e il 13,5% del totale delle emissioni di CO<sub>2</sub> nel settore dei trasporti in Europa. Le iniziative ***ReFuelEU Aviation***, per l'aviazione e ***FuelEU Maritime***, per il settore marittimo, mirano ad aumentare l'adozione di carburanti sostenibili da parte degli aeromobili e delle navi per ridurne significativamente l'impatto ambientale.

Il 28 marzo 2023 è stato raggiunto un accordo politico provvisorio tra il Consiglio e il Parlamento europeo sulla proposta della Commissione Europea di revisione della legislazione vigente volta ad accelerare la realizzazione di un'infrastruttura per la ricarica o il rifornimento di veicoli con combustibili alternativi e a fornire alimentazione elettrica alle navi nei porti e agli aeromobili in stazionamento per ridurre in modo significativo le emissioni di CO<sub>2</sub> [9].

L'accordo provvisorio mantiene gli aspetti fondamentali della proposta della Commissione, vale a dire i principali parametri chiave che avranno un impatto reale sul clima, in particolare:

- *per la ricarica dei veicoli elettrici leggeri, i requisiti per la capacità di potenza totale da fornire in base alle dimensioni del parco veicoli immatricolato e i requisiti di copertura della rete transeuropea dei trasporti (TEN-T) nel 2025 e nel 2030;*
- *per la ricarica dei veicoli elettrici pesanti e il rifornimento di idrogeno, i requisiti di copertura della rete TEN-T entro il 2030, a decorrere dal 2025 per i veicoli elettrici pesanti;*
- *per la fornitura di energia elettrica alle navi ormeggiate nei porti, i requisiti applicabili a partire dal 2030.*

Il testo dell'accordo provvisorio presenta anche alcune modifiche alla proposta della Commissione:

- *date le dinamiche specifiche dei veicoli elettrici pesanti e il fatto che il mercato è meno sviluppato rispetto a quello dei veicoli leggeri, nel 2025 è previsto l'avvio di un processo graduale di realizzazione di un'infrastruttura volta a coprire tutte le strade TEN-T entro il 2030*
- *per garantire che gli investimenti in materia di rifornimento di idrogeno abbiano la massima efficacia e per adeguarsi alle evoluzioni tecnologiche, i requisiti si concentrano sulla realizzazione di un'infrastruttura di rifornimento di idrogeno gassoso, con particolare attenzione ai nodi urbani e agli hub multimodali;*
- *per garantire che i requisiti in materia di ricarica elettrica siano coerenti con la diversità delle situazioni sul campo e che gli investimenti siano proporzionati alle esigenze, la potenza totale dei gruppi di stazioni di ricarica elettrica è stata adattata e la distanza massima tra i gruppi di stazioni di ricarica per le tratte stradali a traffico molto basso può essere aumentata;*
- *per quanto riguarda la facilità di utilizzo dell'infrastruttura di ricarica elettrica e di rifornimento di idrogeno, sono disponibili diverse opzioni di pagamento e di indicazione dei prezzi, evitando nel contempo investimenti sproporzionati, in particolare nelle infrastrutture esistenti;*
- *riguardo alla fornitura di elettricità da terra nei porti marittimi, le disposizioni sono ora pienamente coerenti con la proposta FuelEU Maritime recentemente approvata.*

Le prospettive nazionali di contributo alla decarbonizzazione ed al raggiungimento degli obiettivi al 2030, fissate dal *Clean Energy for all Europeans Package*, sono declinate nel documento programmatico denominato *Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)*. Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) [10] vigente in Italia è quello approvato nel 2020 ed è previsto che un suo primo aggiornamento debba essere sottomesso alla Commissione Europea entro il 30 giugno 2023. In particolare, il PNIEC prevede che *‘per i trasporti si attribuisca rilievo prioritario alle politiche per il contenimento del fabbisogno di mobilità e all’incremento della mobilità collettiva, in particolare su rotaia, compreso lo spostamento del trasporto merci da gomma a ferro. Difatti, è*



*necessario integrare le cosiddette misure “improve” (relative all’efficienza e alle emissioni dei veicoli) con gli strumenti finalizzati a ridurre il fabbisogno di mobilità (misure “avoid”) e l’efficienza dello spostamento (misure “shift”). Per il residuo fabbisogno di mobilità privata e merci, si intende promuovere l’uso dei carburanti alternativi e in particolare il vettore elettrico, accrescendo la quota di rinnovabili attraverso strumenti economici e di natura regolatoria, coordinati con le autonomie locali.’* Per ulteriori dettagli sulle politiche energetiche nel campo dei trasporti si rimanda al documento completo del PNIEC [10], ed al futuro testo aggiornato la cui approvazione è attesa nel 2023.

Dal quadro presentato risulta evidente che per centrare gli obiettivi di riduzione delle emissioni di anidride carbonica sopra richiamati sarà necessario: a) incrementare la quota di energia elettrica e termica prodotta da fonti energetiche rinnovabili; b) investire su sistemi di propulsione e di conversione dell’energia ad impronta netta di CO<sub>2</sub> nulla sull’intero ciclo di vita (dalla produzione dell’energia alla dismissione del prodotto); c) promuovere una migliore efficienza energetica; d) investire sulla creazione di una adeguata infrastruttura e su tutto quanto possa rendere ‘mature’ ed ‘implementabili su larga scala’ le nuove tecnologie di conversione dell’energia e di propulsione al servizio dei diversi settori dei trasporti; e) tenere in considerazione gli aspetti legati all’approvvigionamento di materie prime e di energia e le peculiarità delle singole applicazioni.

## 2.3 Indipendenza energetica

L'Europa è per oltre il 95% dipendente da petrolio proveniente da paesi al di fuori dell'UE, e per oltre l'85% nel caso del gas naturale. Inoltre, le fonti fossili costituiscono la maggior parte del nostro mix energetico totale. Nel caso specifico dell'Italia, la dipendenza da fonti fossili è dell'81%. In sintesi, il nostro sistema economico-produttivo dipende (ancora) prevalentemente da fonti fossili prodotte/estratte in paesi extra-UE.

L'utilizzo di fonti rinnovabili è in crescita in Italia e in UE. I *drivers* della transizione alle rinnovabili sono:

- politica energetica di decarbonizzazione in atto con target fissati e strumenti operativi a disposizione (ad es., *carbon pricing*, incentivazione di fonti rinnovabili con tariffe premio, ecc.);
- costi attualizzati di produzione (*Levelized Cost of Electricity, LCOE*) in calo per sia la generazione eolica (onshore) che da fotovoltaico.

Le barriere sono tipicamente legate all'accettazione sociale (soprattutto per gli impianti eolici), processi autorizzativi per grandi impianti, uso del territorio e gestione dell'intermittenza (con conseguenti rischi di stabilità della rete). Di crescente rilevanza l'identificazione e sostenibilità dell'intera *supply chain* della filiera rinnovabile. Infatti, con le rinnovabili, la pressione geopolitica si sposta dall'ubicazione dei giacimenti di fonti fossili a quella delle materie prime necessarie per la produzione industriale di impianti e componenti necessari alla filiera.

### ***Riferimenti on-line e bibliografici:***

1. Commissione europea, Direzione generale della Mobilità e dei trasporti, EU transport in figures : statistical pocketbook 2021, Publications Office, 2021, <https://data.europa.eu/doi/10.2832/27610>
2. Disponibile online <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/HTML/?uri=CELEX:32021R1119&from=IT>
3. Disponibile online: <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/#package>
4. Camera dei Deputati, Pacchetto “Pronti per il 55%” (FIT for 55%): la revisione della normativa in materia di clima, Dossier N. 58/2021
5. Disponibile online:[https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe\\_en](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_en)
6. Disponibile online: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable\\_energy\\_statistics](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics)
7. Disponibile in: <https://www.eea.europa.eu/ims/share-of-energy-consumption-from>
8. Disponibile online:[https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TC1-COD-2021-0197\\_IT.pdf](https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TC1-COD-2021-0197_IT.pdf)
9. Disponibile in: <https://www.consilium.europa.eu/it/press/press-releases/2023/03/28/alternative-fuel-infrastructure-provisional-agreement-for-more-recharging-and-refuelling-stations-across-europe/>
10. Disponibile online:  
[https://www.mase.gov.it/sites/default/files/archivio/pniec\\_finale\\_17012020.pdf](https://www.mase.gov.it/sites/default/files/archivio/pniec_finale_17012020.pdf)

### 3. Il sistema dei trasporti e gli attuali usi dell'energia

Nel quadro odierno degli obiettivi dell'Unione Europea, **la decarbonizzazione del settore dei trasporti rientra nei diciassette obiettivi** di sviluppo sostenibile assunti dall'Agenda 2030 dell'Organizzazione delle Nazioni Unite. Se si considera l'Italia, **il 97% dei veicoli** che nel 2021 componevano il parco circolante su gomma **risultava equipaggiato con motori termici** alimentati con combustibili di natura fossile.

Pertanto, al fine del miglioramento della qualità dell'aria e della riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, la Commissione Europea ed il Parlamento Europeo hanno previsto **indirizzi e deliberato pacchetti normativi**, tra cui il pacchetto di provvedimenti *Fit for 55*, **che prevedono l'abbattimento delle emissioni di CO<sub>2</sub>, anche nel settore dei trasporti e secondo tempistiche definite.**

Sulla base di tali indirizzi e dettami normativi, pertanto, è necessario perseguire azioni finalizzate al miglioramento delle tecnologie tradizionali ed allo sviluppo e alla implementazione nel mercato di tecnologie di propulsione innovative insieme alla promozione di modalità più efficienti per il trasporto delle persone e delle merci (trasporto pubblico e traffico merci su rotaia, ecc).

La **scelta della tecnologia propulsiva** più idonea per la transizione energetica è strettamente legata al settore di applicazione della stessa ed al profilo di missione del veicolo considerato e, inoltre, deve essere basata anche su fattori che includono: il contributo di decarbonizzazione, l'efficienza energetica *WtW* (*Well-to-Wheels*), la neutralità tecnologica, il rischio di dipendenza strategica rispetto alle risorse primarie su cui si basa, l'interazione con i sistemi di produzione di energia rinnovabile e, inoltre, l'analisi puntuale del ciclo di vita legato (non limitato alle sole emissioni di CO<sub>2</sub>, ma anche inclusivo del relativo consumo di suolo e di risorse naturali).

Nell'ambito della **transizione energetica** nel settore dei trasporti **le tecnologie di propulsione disponibili** sono riconducibili a: veicoli elettrici a batteria (BEV), veicoli elettrici a idrogeno a cella di

combustibile (FCEV), veicoli ibridi (HEV o PHEV) e motori termici alimentati con combustibili alternativi (idrogeno, metano (GNC), a GNL, biocombustibili o combustibili sintetici).

Con riferimento al **trasporto leggero su gomma** (autovetture e veicoli commerciali leggeri), le tecnologie più promettenti per la decarbonizzazione risultano essere i veicoli elettrici a batteria (BEV) ed i veicoli elettrici a cella di combustibile alimentati a idrogeno (FCEV).

Con riferimento al **trasporto pesante su gomma**, le prospettive tecnologiche per una mobilità sostenibile possono essere molteplici a causa delle richieste di autonomia di tali mezzi e dei requisiti di *payload* da garantire. In tale settore, si segnala che l'adozione di soluzioni innovative che possano accompagnare la transizione energetica verso l'impiego di mezzi elettrificati, o dotati di tecnologie propulsive sostenibili (come ad esempio l'installazione di punti di ricarica ad alta potenza, l'elettrificazione delle autostrade, il *battery swap* (ossia la sostituzione delle batterie in infrastrutture dedicate), oppure l'adozione di combustibili *carbon neutral*) richiede una convergenza delle politiche europee tenuto conto della complessità di alcune scelte e del rischio di avere veicoli ad utilizzo limitato all'interno dei soli Paesi dell'UE.

Nei **trasporti di lunga e di lunghissima percorrenza in ambito marittimo ed aeronautico**, ad oggi, l'elettrificazione delle tecnologie propulsive sembra impraticabile per l'impossibilità di eseguire ricariche frequenti rispetto alle percorrenze richieste. Pertanto, l'utilizzo di sistemi propulsivi basati su combustibili alternativi (quali idrogeno, biocombustibili, gas naturale liquefatto o combustibili sintetici (*e-fuels*)) appare la soluzione più efficace.

Con riferimento **ai veicoli elettrici a batteria (BEV)** si ritiene che la riduzione del costo, la riduzione dei tempi di ricarica, l'aumento della densità energetica delle batterie e l'implementazione di una capillare infrastruttura di ricarica o di *battery swap* siano elementi essenziali per la crescita delle quote di mercato, secondo gli obiettivi previsti, nei diversi settori dei trasporti in cui siano applicabili, in funzione della tipologia del veicolo e del relativo profilo di missione.

**I veicoli elettrici a cella di combustibile alimentati ad idrogeno** (FCEV) presentano tempi di ricarica notevolmente ridotti rispetto ai mezzi elettrici alimentati a batteria e possono trovare impiego nei settori nei quali l'elettificazione risulta difficilmente praticabile. Con riferimento all'idrogeno è opportuno ricordare che la sua produzione richiede elevate quantità di energia elettrica (che in ottica di decarbonizzazione deve provenire da fonti rinnovabili), che l'infrastruttura di distribuzione e di rifornimento dell'idrogeno non è praticamente presente sul territorio nazionale e che devono essere adottati nuovi standard di progettazione e nuove tecnologie al fine di garantirne la distribuzione, il rifornimento, lo stoccaggio a bordo veicolo e l'applicazione propulsiva in condizioni di sicurezza e di affidabilità.

Con riferimento **all'elettificazione dei trasporti nella sua ottica più ampia**, pur considerando il fatto che la penetrazione dei nuovi veicoli a propulsione elettrica o a idrogeno avverrà con gradualità, è opportuno prevedere che la rete elettrica nazionale ed europea sia in grado di adeguarsi al più presto rendendo disponibile una infrastruttura capillare di distribuzione del vettore energetico (l'elettricità) e che quest'ultimo sia prodotto il più possibile da fonti rinnovabili. Inoltre, il progressivo aumento della percentuale di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili dovrà necessariamente essere accompagnato da un incremento della capacità di accumulo dell'energia allo scopo di evitare problemi di sovrapproduzione di energia elettrica rispetto alla domanda istantanea della rete. Oltre al ricorso al pompaggio idraulico, una possibile soluzione ai problemi di sovrapproduzione può essere costituita dall'interconnessione bimodale tra i veicoli elettrici a batteria e la rete elettrica, in modo da consentire il trasferimento di elettricità in entrambi i sensi (*da* e *verso* la batteria del veicolo) e garantire così il bilanciamento del carico di rete rispetto alla domanda istantanea di elettricità. Esiste anche una ulteriore modalità di stoccaggio di tipo chimico dell'energia che è costituita dalla produzione di vettori energetici rappresentati da combustibili alternativi a emissioni di CO<sub>2</sub> nette nulle: idrogeno 'verde' (prodotto attraverso elettrolizzatori) e combustibili sintetici (*e-fuels*, equivalenti agli attuali idrocarburi). Questa modalità di stoccaggio di tipo chimico può rappresentare una delle

possibili risposte alle crescenti richieste di accumulo di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabile grazie alle caratteristiche proprie di tali combustibili in termini sia di elevata densità energetica sia di elevata capacità di accumulo per lunghi periodi. Va altresì rilevato che le potenzialità applicative di tale opzione devono necessariamente essere valutate in tutte le loro sfaccettature che comprendono l'elevata quantità di energia richiesta per produrre un chilogrammo di tali combustibili, il livello di sviluppo delle tecnologie produttive, la localizzazione dei siti produttivi, le tecnologie di cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub> necessaria per la produzione di combustibili sintetici (*e-fuels*) e, infine, l'identificazione di quei particolari settori dei trasporti dove tali combustibili possono essere impiegati nell'alimentazione di un motore termico. La recente apertura della Commissione Europea (marzo 2023) verso l'impiego di combustibili sintetici ad impronta di CO<sub>2</sub> nulla nell'applicazione all'alimentazione di motori termici nei settori delle autovetture e dei veicoli commerciali leggeri, va considerata con attenzione e merita un necessario approfondimento sia in considerazione del possibile ruolo ricoperto da tali vettori energetici nel novero di soluzioni per l'accumulo di energia rinnovabile, come sopra riportato, sia come elemento strategico di diversificazione tecnologica. È da valutare, anche, in una prima fase transitoria, di consentire l'utilizzo di biocombustibili e di gas naturale liquefatto.

Si ritiene di dover porre attenzione anche ad **eventuali criticità derivanti dalla dipendenza derivante dall'adozione di una sola tecnologia e dai conseguenti rischi di approvvigionamento**, in termini di costi e di dotazione, sia dell'energia sia delle materie prime qualora esse non siano disponibili, o non siano sufficientemente disponibili, nel territorio nazionale o nei Paesi dell'Unione Europea (come la recente pandemia e la recente crisi ucraina hanno mostrato).

Risulta, infine, molto complesso effettuare **previsioni sulla tendenza nel medio e nel lungo periodo della richiesta energetica nel settore dei trasporti** per i molteplici fattori che la determineranno a partire dalle politiche di incentivazione sia economiche sia di mobilità. Le prospettive nazionali di contributo alla decarbonizzazione e al

raggiungimento degli obiettivi al 2030 fissati dal *Clean Energy for all Europeans Package*, sono declinate nel documento programmatico denominato *Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)*.

### **3.1 I sistemi di propulsione utilizzati attualmente nel settore dei trasporti**

È consolidato che gli obiettivi europei di riduzione dei consumi energetici da combustibili fossili, di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> e di miglioramento della qualità dell'aria possono essere raggiunti perseguendo più azioni chiave:

- a. spostando la domanda di trasporto verso modalità più efficienti, come il trasporto pubblico e il traffico merci su rotaia;
- b. innovando le tecnologie di trasporto;
- c. aumentando l'efficienza e l'impatto ambientale delle tecnologie tradizionali;
- d. promuovendo la rapida diffusione dei veicoli alternativi nelle varie forme di mobilità.

In Italia, in base ai dati riferiti all'ultimo decennio, il settore dei trasporti, rapportato all'intero sistema economico del Paese, occupa circa un terzo dei consumi finali complessivi di energia.

Alla data del presente lavoro, la ripartizione energetica media dei consumi relativa al settore trasporti è riconducibile, per circa il 90%, ai prodotti petroliferi, mentre i restanti contributi sono costituiti da un 3,2 % di gas naturale, 4% di biocarburanti e 2,85% di elettricità, di cui appena il 38% circa prodotta da fonti rinnovabili. Le fonti rinnovabili, nel 2020, hanno avuto complessivamente un'incidenza pari al 5%, sommando il contributo dei biocarburanti e dell'elettricità da FER, dall'ultimo rapporto del GSE "Energia nel settore Trasporti 2005 – 2021".

Per quanto riguarda i prodotti petroliferi i sistemi di alimentazione per il settore trasporti utilizzati nell'ultimo decennio sono in ordine decrescente: gasolio 60,56 %, benzine 22,37 %, cherosene 11,13 %, GPL 4,79 %, altri prodotti 1,16 %.

Relativamente al gas naturale, invece, i principali sistemi di alimentazione, con riferimento allo stesso intervallo temporale sono



costituiti da biometano per il 10 % del totale, il cui consumo è riconducibile esclusivamente all'ultimo quinquennio e la percentuale risulta in repentina crescita; il restante 90 % è costituito da fonte fossile.

I biocarburanti liquidi si suddividono in biodiesel e benzine bio. Quest'ultima tipologia, nell'ultimo decennio, ha inciso soltanto per il 3,5 % sul totale dei consumi.

Ad oggi, infine, il contributo energetico dell'elettricità nel settore trasporti nell'ultimo decennio può essere ricondotto a fonti rinnovabili e non rinnovabili. Le prime incidono per circa un terzo del totale elettrico, ma risultano in costante crescita.

In generale, nel campo dei trasporti, gli andamenti dei consumi energetici hanno subito un repentino calo a causa del periodo pandemico, per poi avere, subito dopo, un effetto rimbalzo ri-attestandosi sui valori antecedenti con l'unica eccezione per il gas naturale sui consumi del quale hanno inciso anche fattori di altra natura come quelli geopolitici ed economici. La guerra Russia-Ucraina ha ulteriormente mutato il quadro di riferimento precedente in particolar modo per il gas naturale.

La ripartizione dei consumi finali di energia per modalità di trasporto nell'ultimo decennio vede una prevalenza del trasporto stradale con circa un 84,6 %, seguito dal settore aviazione con un 8,6 %, mentre il settore ferroviario e quello della navigazione rappresentano il 2,2 % e 2,6 % rispettivamente, il restante 2,1 % è rappresentato da attività ausiliari dei trasporti, altri trasporti terrestri marittimi e aerei, altro. A differenza delle altre modalità di trasporto, quella su strada può impiegare tutte le fonti energetiche disponibili [22]

A fronte del quadro descritto, è molto difficile avere una prospettiva certa degli scenari futuri, di medio periodo (2030): basti pensare che il recente quadro internazionale, caratterizzato dalla crisi legata all'invasione dell'Ucraina ha messo in luce l'estrema vulnerabilità del settore energetico e la stretta dipendenza dagli assetti geopolitici mondiali. In particolare, la dipendenza italiana ed europea da Paesi esteri, per quanto concerne l'acquisto di combustibili fossili, ha messo in luce profonde criticità anche nel settore dei trasporti. In accordo con gli orientamenti della Commissione europea e con il progetto RePowerEU, risulta sempre più necessaria l'adozione di processi di

decarbonizzazione sia per far fronte all'emergenza climatica e ambientale sia per esigenze di carattere economico ed energetico.

La decarbonizzazione del settore dei trasporti, infatti, è uno degli obiettivi assunti dall'Agenda 2030 dell'Organizzazione delle Nazioni Unite e dei 17 Sustainable Development Goals (SDGs). L'aspetto della decarbonizzazione e della sostenibilità dei sistemi di trasporto è stato affrontato nel contesto dell'Agenda 2030, in concomitanza con gli obiettivi di sicurezza energetica, di sicurezza e di accessibilità dei trasporti, di riduzione delle emissioni inquinanti, di riduzione delle congestioni del traffico, affrontando le suddette tematiche con approccio armonizzato alle esigenze di crescita economica e crescita industriale.

A livello nazionale il settore dei trasporti è responsabile, fino all'ultimo anno antecedente la pandemia, del 25 % circa delle emissioni totali di gas ad effetto serra e del 30,7% delle emissioni totali di CO<sub>2</sub>. La quasi totalità di queste emissioni afferiscono al trasporto stradale.

Entrando nel merito dei sistemi di propulsione per la transizione energetica nei trasporti i **diversi veicoli** (ossia veicoli su gomma a quattro ruote, veicoli su gomma a due/tre ruote, veicoli ferroviari, natanti, aeromobili) **attualmente impiegati nel settore dei trasporti** possono essere classificati come segue, in funzione del sistema propulsivo che li equipaggia:

- A. **Veicoli con motore termico - ICE** (Internal Combustion Engine) alimentati con **combustibili fossili** (benzina, gasolio, gas naturale, ecc) oppure con idrogeno;
- B. **Veicoli ibridi - HEV** (Hybrid Electric Vehicle)/**MHEV** (Mild-Hybrid Electric Vehicle)/**PHEV** (Plug-in Hybrid Electric Vehicle) equipaggiati con un motore termico ed un motore elettrico, con prevalenza del motore termico nella generazione di potenza. In tale categoria rientrano anche i **REEV** (Range Extender Electrical Vehicle) come più sotto specificato.
- C. **Veicoli elettrici a batteria – BEV** (Battery Electrical Vehicle) alimentati con **corrente elettrica**;

**D. Veicoli elettrici a Fuel Cell - FCEV** (Fuel Cell Electric Vehicle) alimentati con **idrogeno**;

**E. Veicoli a reazione**, dotati di una o più turbine a reazione (denominate anche turbine a gas o turbogas) alimentate con un combustibile specifico **di origine fossile** (nell'aviazione, settore dove vengono impiegate, il combustibile è a base di cherosene)

Nel seguito si fornirà una breve descrizione delle caratteristiche salienti di ognuna delle tecnologie sopra elencate:

**A. Veicoli equipaggiati con motore termico (ICE):**

Sono dotati di un serbatoio di combustibile, in cui è accumulata l'energia in forma chimica, e di un motore termico. **Il combustibile di natura fossile** (benzina, gasolio, gasolio miscelato con biocarburante, gas naturale, gas di petrolio liquefatto) alimenta il motore termico, convertendo la propria energia chimica in energia termica, la quale, a sua volta, viene convertita in energia meccanica e trasferita all'albero di trasmissione del veicolo ed agli ausiliari. Il motore termico è applicato in tutti i settori dei trasporti: veicoli a due e tre ruote, autovetture, veicoli commerciali leggeri e pesanti, pullman, macchine agricole a movimento terra, veicoli ferroviari, laddove non sono presenti linee elettrificate, navi e aerei. In particolare, con riferimento al trasporto stradale italiano, nel 2021 circa il 97% dei veicoli era equipaggiato con motori termici a combustione interna. Sulla base dei dati di ANFIA [1], nel 2021 il parco circolante italiano su strada ammontava a 52,7 milioni di veicoli ed era così composto: 39,8 milioni di autovetture, 7,2 milioni di motocicli, 3,7 milioni di veicoli commerciali leggeri, 0,7 milioni di mezzi pesanti per il trasporto merci, 0,1 milioni di autobus, oltre ad altre tipologie di mezzi.

**B. Veicoli ibridi (HEV, MHEV, PHEV, REER)**

La **propulsione ibrida** trova applicazione **in quasi tutti i settori dei trasporti** con differenti gradi di ibridizzazione: veicoli a due e tre ruote, autovetture, veicoli commerciali leggeri e pesanti, pullman, veicoli ferroviari, natanti e navi, aerei. I veicoli ibridi nascono con l'intento di conciliare i vantaggi di un sistema propulsivo elettrico con la flessibilità

e l'autonomia di un motore termico, migliorandone l'efficienza di conversione dell'energia.

I veicoli ibridi elettrici (Hybrid Electric Vehicle-**HEV**) prevedono due motori, uno termico ed uno elettrico di potenza molto ridotta, nonché due sistemi di accumulo dell'energia da cui solo alimentati: un serbatoio di **combustibile di natura fossile** (la cui energia contribuisce alla quasi totalità dell'energia richiesta dal veicolo nel profilo di missione) per l'alimentazione del motore termico e **la batteria**, con capacità di accumulo (variabile da 1,2 a 2 kWh a seconda della classe del veicolo e delle finalità (alimentazione dei dispositivi ausiliari a bordo oppure contributo alla propulsione del veicolo)) per l'alimentazione del motore elettrico. Il motore elettrico può funzionare sia da generatore sia da alternatore e, per tale motivo, il flusso di potenza dall'utilizzatore (ruote/elica), al motore, alla batteria è bi-direzionale. La ricarica della batteria avviene in fase di decelerazione (o frenata) quando viene convertita in energia elettrica una parte dell'energia meccanica che necessariamente sarebbe dissipata. Questo tipo di veicolo può funzionare in modalità puramente elettrica (con una autonomia e a velocità estremamente ridotte), in modalità puramente termica, oppure in modalità mista combinando le due fonti energetiche. Il vantaggio dei veicoli HEV è quello **di migliorare la bassa efficienza energetica del motore termico**, con conseguente riduzioni di emissioni di CO<sub>2</sub>. Nel caso di un'autovettura, in funzione del tipo di percorso (urbano, extraurbano o misto), tale guadagno è valutabile nell'ordine del 20% rispetto ad un veicolo analogo equipaggiato unicamente con un motore termico alimentato con benzina.

Qualora sia previsto che la parte propulsiva elettrica supporti quella termica attivandosi esclusivamente nelle fasi di partenza/ripartenza, si parla di veicoli ibridi Mild Hybrid (Mild Hybrid Hybrid Electric Vehicle - **MHEV**). In questi veicoli, la componente propulsiva elettrica non è finalizzata a supportare la trazione, pertanto, la batteria presenta dimensioni ridotte (inferiori a 1 kWh nel caso delle autovetture) e si ricarica sempre e unicamente durante le fasi di decelerazione o frenata.

Nel caso di veicoli (non solo autovetture) in cui sia previsto che la ricarica della batteria avvenga sia tramite il recupero parziale dell'energia motrice nelle fasi di decelerazione o di frenata sia,

**prevalentemente, collegandola direttamente alla rete elettrica tramite una presa di corrente domestica o una stazione di ricarica pubblica**, si parla di veicoli ibridi Plug-In (Plug-In Hybrid Electric Vehicle-**PHEV**). I **veicoli PHEV** presentano una taglia del sistema propulsivo elettrico maggiore rispetto a quanto prevista nel veicolo ibrido ma sempre inferiore a quella del motore termico. Con specifico focus alle autovetture, ad esempio, la capacità di accumulo della batteria è di circa 15-20 kWh e consente una autonomia in modalità puramente elettrica di circa 50-60 km, a seconda della classe del veicolo, della stagione climatica, della modalità di marcia e del percorso. Poiché in Italia, in linea con altre nazioni europee, circa il 75% delle autovetture percorre meno di 60 km al giorno ed il 90% meno di 100 km [2], è evidente le autovetture ibride Plug-In PHEV possono essere di interesse per la loro capacità di marciare in modalità esclusivamente elettrica nei percorsi urbani e metropolitani.

Nella categoria dei veicoli ibridi rientrano anche i veicoli **REEV** (Range Extender Electrical Vehicle), che utilizzano sia il vettore elettrico sia il vettore combustibile liquido. In questi veicoli, per estenderne l'autonomia, il motore termico è abbinato in serie al motore elettrico, che invece è dimensionato per garantire la prestazione del veicolo.

### C. Veicoli elettrici a batteria (BEV)

La propulsione elettrica pura si sta diffondendo in quasi tutti i settori dei trasporti laddove non era già presente e laddove applicabile, o potenzialmente applicabile. In tali veicoli l'elettricità è l'unico vettore energetico ed il sistema di accumulo è costituito da una batteria con capacità variabile da qualche decina a qualche migliaio di kWh a seconda dell'applicazione (come successivamente riportato si va da 50-110 kWh per le autovetture, ai 300-750 kWh per i mezzi adibiti a trasporto pesante fino ai 4.000/5.000 kWh per traghetti a propulsione elettrica). La ricarica della batteria avviene tramite la rete elettrica collegandola a una presa di corrente o ad una stazione di ricarica. Una minima frazione della capacità di accumulo della batteria rimane disponibile per il recupero parziale dell'energia motrice nelle fasi di decelerazione/frenata. La configurazione del sistema di propulsione elettrico è relativamente semplice e comprende (in una descrizione molto sintetica) una batteria, un motore elettrico, un inverter, un convertitore DC-DC e un sistema elettronico di controllo. Il motore elettrico può funzionare sia da generatore sia da alternatore e, per tale motivo, il flusso di potenza dall'utilizzatore (ruote/elica), al motore, alla batteria è bi-direzionale. Con specifico riferimento ad un bilancio di conversione dal serbatoio alle ruote *TtW* (*Tank-to-Wheels*) si può stimare che, per una autovettura di *classe C*, l'energia richiesta da un veicolo elettrico sia pari a circa  $16-18 \text{ kWh}/100\text{km}$  e sia pari circa  $55-65 \text{ kWh}/100\text{km}$  nel caso di un veicolo ibrido con motore a benzina [3].

Considerando un bilancio energetico *WtW* (*Well-to-Wheels*, ossia *dalla pozza alle ruote*) i veicoli BEV presentano un'efficienza complessiva della tecnologia dell'ordine del 70-80%.

Si segnala, infine, che l'alimentazione elettrica può avvenire anche mediante l'impiego di una catenaria (esempio classico del trasporto ferroviario e di alcuni progetti pilota per il trasporto pesante in Germania [4]) o mediante ricarica attraverso un sistema a induzione (sono attivi alcuni progetti pilota, presenti anche in Italia [5]).

Con riferimento alle autovetture elettriche a batteria diversi sono i modelli in vendita. Per fornire un quadro delle tecnologie delle autovetture BEV si citano, a titolo esemplificativo e non esaustivo, alcuni fra i modelli di autovetture presenti sul mercato nel 2022 con le loro caratteristiche salienti: a) **Fiat 500 elettrica**, dotata di una batteria

da 42 kWh (37,3 nell'effettivo) che offre un'autonomia variabile da 200 km in autostrada a oltre 310 km in percorso extraurbano, con un consumo medio di 14,8 kWh ogni 100 km [6]; b) **Tesla Model Y**, in grado di percorrere fino a 507 km (WLTP) con una batteria da 75 kWh e **Tesla Model S** in grado di percorrere da 600 a 634 km (WLTP) in funzione del modello con una batteria da 100 kWh [7]; c) **Dacia Spring**, con una capacità del pacco batterie da 26,8 kWh, che consente di raggiungere 227 km di autonomia nel ciclo WLTP [8]; d) **Peugeot e-208**, con una batteria da 51 kWh con un'autonomia fino a 400 km (WLTP) [9]; e) **Volkswagen ID3**, che è equipaggiata con una batteria da 58 kWh grazie alla quale si possono raggiungere fino a 426 km di autonomia [10];

Come riportato in [11], le opzioni per i **veicoli commerciali leggeri** sono del tutto analoghe a quelle relative alle autovetture. L'elettrificazione diretta ha anche il vantaggio di offrire risparmi più significativi, trattandosi di veicoli con profili di utilizzo più intensivi rispetto alle auto. Ulteriori vantaggi possono derivare dalla possibilità di abbattere le emissioni di inquinanti locali, specie in ambito urbano. Fra i veicoli commerciali leggeri si possono citare: **Citroen Berlingo Van Full Electric**, **Iveco e-Daily**, **Nissan e-NV200**, **Peugeot Partner Full Electric**, **Piaggio Porter Electric Power**. Come esempio di specifiche tecniche, il modello Iveco e-Daily è caratterizzato da una potenza fino a 134 kW ed è equipaggiato con pacchi batteria modulari di capacità di accumulo fino a 111 kWh che garantiscono, sul ciclo WLTP, una autonomia variabile da 110 a 300 km a seconda della versione, della motorizzazione e del numero di pacchi batteria.

Esistono applicazioni anche nel settore dei **veicoli commerciali pesanti** dove il sistema propulsivo elettrico si sta diffondendo soprattutto in Nord Europa. Come riportato in [11], *‘i principali fattori limitanti per il trasporto pesante BEV sulle lunghe distanze sono i seguenti: a) necessità di infrastrutture di ricarica ad altissima potenza (1 MW) per consentire rifornimenti veloci e di un sistema elettrico capace di gestire queste potenze in maniera efficiente e flessibile; b) necessità di contenere la taglia delle batterie, per evitare costi proibitivi. Una soluzione che può permettere di gestire entrambi questi aspetti è resa possibile da sistemi di strade elettrificate (electric road systems, ERS),*

*in analogia con quello che succede per i treni o l'applicazione del concetto di 'battery swap' (ossia di sostituzione delle batterie), nelle aree di servizio'*

Si riportano alcuni esempi di modelli di veicoli commerciali pesanti: a) **NiKola Tre** (sviluppato da Nikola Corporation su una piattaforma di veicolo IVECO), che eroga una potenza di 480 kW con un'autonomia di circa 500 km. È dotato di sei pacchi batteria agli ioni di litio con una capacità totale di circa 733 kWh che possono essere ricaricati a 350 kW [12]; b) **Volvo FH/FL/FM Electric**, che garantiscono autonomie variabili fino a 300 km in funzione delle batterie, con capacità variabile da 180 a 540 kWh, e della configurazione [13]; c) **SCANIA** propone un autocarro elettrico dotato di sei batterie agli ioni di litio aventi una capacità di accumulo di 624 kWh e in grado di garantire un'autonomia variabile fra 250 km e 350 km a seconda del peso dell'automezzo (variabile nei range massimi di 64 e 40 tonnellate) [14].

Con riferimento ai motocicli, è opportuno rilevare che l'elettrificazione è una tecnologia compatibile con la stragrande maggioranza degli utilizzi di questi veicoli, tipicamente urbani: con batteria di dimensioni ridotte (fino a 3 kWh) si ottiene una autonomia da 40 a 60 km circa. Esempi di commercializzazione diffusa riguardano in particolare la Cina e il sud-est asiatico.

Nell'ambito del trasporto marittimo si segnala che l'elettrificazione con soluzioni ibride o integrali è stata intrapresa in particolare nei Paesi Scandinavi. La bassa densità di energia delle batterie limita l'applicabilità dell'elettrificazione integrale alle brevi distanze. A tale riguardo si possono citare due interessanti applicazioni: i) la nave traghetto e-ferry *Ellen* (introdotta in servizio nel 2019 in Danimarca) copre fino a 22 miglia nautiche ed è equipaggiata con una batteria di capacità nominale pari a 4,3 MWh [15]; ii) il catamarano *Rygerelektra* (con capacità fino a 300 passeggeri), entrato in servizio in Norvegia nel 2020, può coprire fino a 60 miglia nautiche ed è equipaggiato con una batteria di capacità nominale di 2,0 MWh [16].

Allo stato attuale della tecnologia, l'elettrificazione integrale non è invece un'opzione praticabile sulle tratte più lunghe (rispetto alle quali non è possibile attuare una ricarica con la frequenza richiesta) per le



quali, invece, bisogna puntare necessariamente a combustibili alternativi.

#### D. Veicoli elettrici a Fuel Cell - FCEV

I veicoli elettrici con cella a combustibile, o Fuel Cell, (indicati anche con gli acronimi **FCEV** o **HFCEV**) sono a tutti gli effetti veicoli elettrici e prevedono che una cella a combustibile combini idrogeno (stoccato a bordo del veicolo) e ossigeno (prelevato dall'aria) per produrre elettricità, con concomitante generazione di calore e di acqua. L'elettricità è poi utilizzata dal motore elettrico per la trazione e l'alimentazione degli ausiliari. Il sistema propulsivo di un veicolo a cella di combustibile, in uno schema sintetico, include i seguenti componenti principali: il serbatoio dell'idrogeno, la Fuel Cell, l'inverter, il convertitore DC-DC, la batteria, il motore elettrico e un sistema elettronico di controllo. In un bilancio *TtW* (*Tank-to-Wheels, dal serbatoio alle ruote*) la Fuel Cell presenta un'efficienza dell'ordine del 50-55%. Considerando invece un bilancio *WtW* (*Well-to-Wheels, dal pozzo alle ruote*), la Fuel Cell presenta un'efficienza complessiva della tecnologia dell'ordine del 35%, ossia assai inferiore a quella dei veicoli BEV. Diverse sono le tipologie di Fuel Cell: attualmente le più diffuse sono le cosiddette **PEMFC** (*Proton Exchange Membrane Fuel Cell*, alimentate a idrogeno), anche se esistono altre tipologie di Fuel Cell di cui la più promettente è la **SOFC** (*Solid Oxide Fuel Cell*), potenzialmente alimentabile non solo con idrogeno ma anche con altri combustibili. Attualmente uno dei motivi che ne limita, o condiziona, la loro diffusione è legato alla carente rete di distribuzione dell'idrogeno nel territorio europeo ed italiano [17].

Con riferimento agli autoveicoli a Fuel Cell, alcune fra le maggiori aziende automobilistiche (Honda, Hyundai, Toyota, Mercedes) hanno previsto l'applicazione della tecnologia delle celle a combustibile ad idrogeno nei loro futuri piani industriali. Come riferimento tecnologico va sicuramente citata la Toyota che dal 2014 commercializza il modello **Mirai**. La seconda generazione della Mirai [3] è equipaggiata con un serbatoio capace di contenere 5,6 kg di idrogeno (e di volume pari a 142 litri), con una Fuel Cell in grado di erogare una potenza massima di 128 kW ed un motore elettrico in grado di erogare una potenza massima di 134 kW. La Mirai seconda generazione permette una autonomia fino a 650 km nel ciclo WLTP , con un consumo pari a 0,79 kg di H<sub>2</sub> per 100 km di percorrenza..

Relativamente al settore dei pullman si possono citare molti esempi di veicoli alimentati a Fuel Cell grazie al fatto che operano con profili di missione predeterminati, i quali richiedono poche stazioni di rifornimento, disponibili generalmente nei depositi. Inoltre, vi è da sottolineare che le aziende pubbliche. che in gran parte gestiscono tali mezzi. molto spesso sono beneficiarie di sovvenzioni mirate al rinnovo del parco dei mezzi circolanti con nuovi modelli a zero emissioni. In Tabella 3.1 sono riportati alcuni esempi di applicazioni [18].

Bus Model	FC-Stack Power [kW]	B Energy [kWh]	Range [km]	FC Type	Storage and Pressure Level
Fuel cell eCitaro range extender bus	60	243	350–400	PEM-FC	35 kg, 35 MPa
ThunderPower hybrid fuel cell bus	60	26	240–320	PEM-FC	25 kg, 25 MPa
City Class fuel cell bus	60	48	200	PEM-FC	1260 L
Starbus fuel cell	85	36	300–350	PEM-FC	820 L, 14.5 kg
Van Hool's A330 Fuel Cell Electric Bus	85	24	300	PEM-FC	38 kg, 35 MPa
Urbino 12 Hydrogen	70	48	350	PEM-FC	37 kg, 35 MPa
Caetano Hydrogen Bus	60	44	400	PEM-FC	37.5 kg, 35 MPa
Rampini Hydrogen Ale Bus	16	80–90	170–190	PEM-FC	2 × 4.89 kg, 35 MPa
Safra HyCity	45	130	350	PEM-FC	35 kg, 35 MPa

*Tabella 3.1  
Tavola comparativa delle applicazioni delle Fuel Cell ai pullman [18]*

Con riferimento ai **veicoli commerciali leggeri** pochi sono i veicoli a Fuel Cell. A titolo di esempio si possono citare: a) **Opel Vivaro e-Hydrogen** [19], che è un veicolo equipaggiato con una Fuel Cell da 45 kW. L'idrogeno è stoccato a 700 bar in un serbatoio che ne contiene 4,4 kg. Sono necessari tre minuti per un rifornimento e offre un'autonomia fino a 400 km secondo il ciclo WLTP. Va specificato che il sistema propulsivo prevede anche una batteria di 10 kWh che può accumulare energia mediante ricarica dalla rete elettrica e assistere la Fuel Cell nell'autonomia del veicolo; b) analoghe prestazioni si rilevano per il modello **Citroën ë-Jumpy Hydrogen** [20].

Nell'ambito del **trasporto pesante su gomma**, l'autonomia dei veicoli a Fuel Cell risulta generalmente minore a quella dei veicoli tradizionali a gasolio, prevedendo serbatoi aventi capienza compresa tra 30 e 100 kg di idrogeno pressurizzato a 350 o 700 bar, in grado di garantire un'autonomia variabile da 350 fino a circa 1000 km in funzione della configurazione del sistema propulsivo e del veicolo. In Tabella 3.2 sono riportati alcuni esempi di applicazioni [21].

Nell'ambito del **settore marittimo**, va rilevato che, come riportato in [2], le celle a combustibile cominciano a mostrare una considerevole potenzialità sia a fini propulsivi sia per l'alimentazione dei sistemi ausiliari di bordo (ad esempio per coprire i cosiddetti *servizi hotel* quando l'imbarcazione si trova ormeggiata in porto). La caratteristica modulare delle celle a combustibile permette loro di adattarsi potenzialmente a diverse tipologie di imbarcazioni e di servizi.

#### **F. Sistemi propulsivi a reazione**

Impiegati diffusamente nel settore aeronautico per gli altissimi valori di potenza/peso che sono in grado di garantire, tali sistemi sono turbine a gas (o turbogas) e sono costituiti da un gruppo in cui sono abbinati un compressore assiale, una camera di combustione ed una turbina assiale, la quale è in grado di produrre coppia meccanica (esclusivamente per il trascinamento del compressore oppure anche di un'elica per la spinta propulsiva) e anche spinta propulsiva dell'aeromobile se non è presente

un’elica. Il combustibile utilizzato in aviazione è di natura fossile, a base di cherosene, (il più diffuso è denominato Jet-A e JetA1) che presenta caratteristiche specifiche per lo stoccaggio in forma liquida in alta quota dove si registrano bassissimi valori di temperatura (che possono raggiungere i -45/-50 °C).

						
	ESORO/MAN (coop)	Scania (Asko)	VDL (Colruyt / Interreg)	Hyundai (H2E)	Nikola-CNH	Toyota/Kenworth (LA Port)
Nazione	Svizzera	Svezia	Paesi Bassi / Belgio		Corea Sud / Svizzera	USA / UE
Disponibilità	In strada dal 2018	Q4-2019/Q1-2020	2020	2020-2025	2022	In strada da Q1 2019
Taglia (PTT)	34 t	27 t	44 t	27 t	34 t	36 t
Autonomia	400 km	500 km	350 km	400 km	400 km	700-1200 km
Ricarica	10 min			7 min	15 min	
Potenza motore	250 kW	390 kW		210 kW	350 kW	750 kW
Fuel Cell	100 kW	90 kW	88 kW	88 kW	190 kW	300 kW
Batteria	120 kWh	56 kWh	72 kWh	82 kWh	190 kW	320 kWh
Serbatoi H2	35 kg (350 bar)	33 kg	30 kg		33 kg	100 kg
Consumi	7,5 - 8 kg/100 km					4,6 kg/100 km

Tabella 3.2

Applicazioni di sistemi propulsivi a Fuel Cell al trasporto pesante su gomma [21]

## **3.2 Le tecnologie disponibili per la transizione ecologica nei trasporti**

### **3.2.1 Inquadramento generale**

Per un inquadramento generale, inerente alle tecnologie disponibili, occorre premettere che, a prescindere dalla tecnologia utilizzata, nella prospettazione degli sviluppi futuri, qualsiasi valutazione inerente alla sostenibilità deve passare per un'analisi puntuale del ciclo di vita legato alla fonte energetica di riferimento. Ad esempio, non andrebbero analizzate esclusivamente le emissioni di CO<sub>2</sub>, ma anche il relativo consumo di suolo e di risorse naturali. Il LCA (Life cycle Analysis) considera, infatti, tutta la filiera, ovvero dall'estrazione del prodotto petrolifero fino al suo utilizzo finale; tale assunzione comporta che l'aspetto impattante dell'utilizzo di un veicolo non sia soltanto il contributo di emissioni derivanti dal suo uso, ma se ne consideri anche il consumo di risorse e quindi produzione di CO<sub>2</sub> per l'estrazione, produzione, installazione, smaltimento dei componenti del veicolo. In definitiva non esiste una tecnologia in assoluto migliore di altre, attesa la dipendenza dagli ambiti di produzione della fonte di energia e delle componenti per il relativo sfruttamento: ogni valutazione deve essere eseguita avendo una visione d'insieme del problema e il LCA è uno degli strumenti per ottenerla.

Ad esempio, avvalendosi di alcune recenti sperimentazioni riferite al settore stradale e mirate a confrontare veicoli di massa, dimensioni e sagoma, ma con differente tipologia di propulsione, si evince che il veicolo elettrico è caratterizzato da emissioni zero durante l'uso, mentre la relativa produzione, inclusi la componentistica elettrica ed elettronica e le batterie, è caratterizzata da una significativa quantità di gas serra (GHG); aggiungendo le emissioni stimate per la fornitura di energia elettrica, il LCA è prossimo a quello di modelli con motori a combustione. Sul LCA dell'auto elettrica può influire positivamente il riciclo delle componenti elettriche, al momento, tuttavia, ancora non compiutamente valutabile anche in termini di prospettive future. Complessivamente, le auto alimentate a metano (CNG) e le PHEV hanno simili LCA [7].

Nel seguito, anche avvalendosi del quadro descritto in un utile report di sintesi richiamato nell'elenco dei riferimenti bibliografici ed on-line [8], viene riportato il quadro generale, riferito alla realtà nazionale e inerente alle diverse tecnologie attualmente in uso in relazione diversi modi di trasporto, a partire da quelle descritte nel precedente paragrafo, senza trascurare il richiamo ad alcune tipologie di veicoli la cui presenza, ancorché secondaria rispetto ai veicoli elettrici e ad idrogeno, è comunque prevista negli scenari di breve medio termine.

***Mezzi ad alimentazione elettrica.*** Questa tipologia di mezzi può contare sull'accessibilità e diffusione dell'energia elettrica attraverso reti consolidate e complete e sta estendendo sempre più il proprio campo di applicazione. La riduzione dei costi dei sistemi di accumulo, l'aumento della loro densità energetica e la riduzione dei tempi di ricarica favoriscono la diffusione e lo sviluppo della tecnologia.

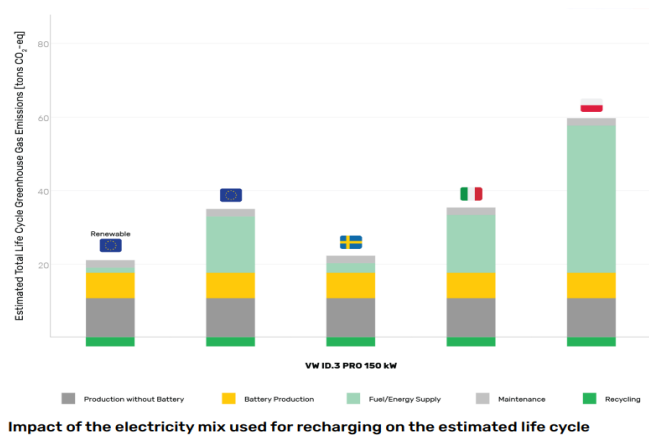
*Campo di impiego.* Il campo di impiego riguarda principalmente gli autoveicoli, ma comprende anche biciclette, scooter, monopattini, grazie alla possibilità di rimuovere le batterie per ricariche domestiche, o utilizzo di sempre più diffusi spazi di ricarica.

Oltre agli autoveicoli, in particolare nell'ambito urbano e per la mobilità di medio raggio, la convenienza dell'elettrico riguarda i mezzi leggeri (LDV) per il trasporto urbano, anche se il prezzo di acquisto elevato rallenta la diffusione di tali mezzi. Un ampio campo di impiego riguarda i mezzi per il trasporto collettivo, per i quali la diffusione è tuttavia ancora limitata in ragione della necessità di disporre di un consistente parco veicolare e di adeguati spazi di ricarica.

Come già descritto, l'uso in diversi ambiti trasportistici, come quello navale ed aereo, è ancora poco diffuso e le prospettive di sviluppo sono legate, per il trasporto navale, a consistenti investimenti nel campo delle infrastrutture di distribuzione appositamente strutturate per il rifornimento di navi passeggeri e merci, nell'ambito dei processi di ristrutturazione delle aree portuali.

*Aspetti applicativi (vantaggi e svantaggi).* I principali vantaggi legati ai mezzi ad alimentazione elettrica sono di tipo ambientale, ma come riportato

in precedenza, sono fortemente legati alle fonti energetiche. È importante notare come, in alcuni paesi, la produzione dell'energia da fonti fossili comporta un bilancio sfavorevole in termini di LCA. In Italia, la produzione di energia da fonti rinnovabili supera il 40% e questo consente, soprattutto per determinate tipologie di veicoli (leggeri), un sostanziale vantaggio dell'elettrico [7-8]. Molto diverso il caso di altri Paesi come la Polonia, dove la produzione da fonti fossili (carbone) è maggiore (v. Figura 3.1).



*Figura 3.1.*

*L'impatto del mix energetico sul LCA per veicoli elettrici – fonte EuroNcap*

Su scala urbana, al vantaggio in termini di inquinamento atmosferico si aggiunge il vantaggio legato alla riduzione dell'inquinamento acustico. I vantaggi ambientali sono anche associati alle esternalità evitate.

Per il raggiungimento degli obiettivi programmatici energetici nazionali, un aumento della quota modale del trasporto pubblico locale e dello sharing elettrico costituiscono elementi basilari, ma sugli obiettivi transizione all'elettrico influiscono i costi di produzione e il ritardo del sistema produttivo oltre ai costi economici e ambientali di produzione delle batterie, nonostante le iniziative sviluppate in Europa per incrementarne la produzione.

Sussiste, d'altronde, un generale ritardo nella dotazione di infrastrutture di ricarica a fronte dei 3,3 milioni di punti di ricarica privati necessari, secondo alcuni scenari, al 2030.

**Mezzi alimentati ad idrogeno.** L'impiego dell'idrogeno trasporti ha particolare rilevanza nei casi in cui l'elettrificazione risulti non possibile, o problematica. Ad esempio, l'impiego dell'idrogeno consente l'integrazione nei tratti della rete ferroviaria che non possono essere elettrificati e per gli autoveicoli pesanti per il trasporto di persone e merci su lunghe distanze. I FCEV (Fuel Cell Electric Vehicle) rappresentano, infatti, soluzioni non sostitutive, ma fortemente correlate alle caratteristiche delle reti, per cui i veicoli alimentati a propulsione elettrica, o a GNC/biocarburanti sono preferibili al momento dell'attuale edizione del testo.

*Campo di impiego.* È possibile prevedere che i mezzi di trasporto merci a lungo raggio saranno sempre di più alimentati ad idrogeno.

Nella Tabella 3.3 vengono riportate le proprietà principali dell'idrogeno, in comparazione con le caratteristiche di altre sostanze comburenti.

Properties	Hydrogen	Comparison
Density (gaseous)	0.089 kg/m³ (0°C, 1 bar)	1/10 of natural gas
Density (liquid)	70.79 kg/m³ (-253°C, 1 bar)	1/6 of natural gas
Boiling point	-252.76°C (1 bar)	90°C below LNG
Energy per unit of mass (LHV)	120.1 MJ/kg	3x that of gasoline
Energy density (ambient cond., LHV)	0.01 MJ/L	1/3 of natural gas
Specific energy (liquefied, LHV)	8.5 MJ/L	1/3 of LNG
Flame velocity	346 cm/s	8x methane
Ignition range	4-77% in air by volume	6x wider than methane
Autoignition temperature	585°C	220°C for gasoline
Ignition energy	0.02 MJ	1/10 of methane

Notes: cm/s = centimetre per second; kg/m³ = kilograms per cubic metre; LHV = lower heating value; MJ = megajoule; MJ/kg = megajoules per kilogram; MJ/L = megajoules per litre. Source: *The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities*, IEA, June 2019.

Tabella 3.3. Proprietà principali dell'idrogeno

Le criticità legate all'uso di tale combustibile vanno affrontate e superate attraverso le indicazioni contenute nel regolamento prodotto dai Vigili del Fuoco.

A fronte delle criticità, nell'ambito del trasporto su strada, legate ai rischi di esplosione e incendio soprattutto negli spazi confinati (gallerie), nei trasporti marittimi a corto raggio e sulle vie navigabili interne, l'idrogeno costituisce un vettore energetico alternativo a basse emissioni, mentre per consentirne l'utilizzo per le navi a lungo raggio si



prospetta la necessità di incrementare la potenza delle celle a combustibile e usare l'idrogeno rinnovabile per produrre carburanti sintetici, metanolo o ammoniaca, con una maggiore densità energetica.

*Aspetti applicativi (vantaggi e svantaggi).* Come già evidenziato, i punti di forza dei mezzi di trasporto alimentati ad idrogeno sono tali da renderli concorrenziali nei cosiddetti settori *hard-to-abate* e difficilmente elettrificabili, quali il trasporto medio/pesante a lungo raggio (LDV/HDV) e quello ferroviario. I vantaggi risiedono nei tempi di ricarica ridotti (attualmente tempi di ricarica più brevi fino a 15 volte, delle ricariche elettriche ultra-fast) e sono simili a quelli di un veicolo a GNL, a fronte di un range di utilizzo paragonabile a quello dei veicoli a combustione interna.

I FCEV non determinano emissioni di CO<sub>2</sub> ed altri inquinanti (NOX, SOX) pericolosi per la salute, e, ancorché in misura non elevata, hanno effetti benefici sull'aria aspirata per il funzionamento del veicolo, tuttavia, dal punto di vista dell'efficienza energetica, con particolare riferimento ai veicoli "leggeri", l'idrogeno prodotto con l'elettricità sconta una perdita di efficienza legata al processo di conversione energetica (da elettricità ad idrogeno), al suo stoccaggio, al rifornimento del veicolo (con il relativo processo di compressione) e infine alla riconversione energetica (da idrogeno ad elettricità). Relativamente all'elettricità utilizzata, nei FCEV, si registra un'efficienza di circa il 30%, contro l'efficienza di un veicolo elettrico dell'ordine del 75-80%.

Per superare le criticità legate allo stoccaggio, la produzione tramite elettrolizzatori è particolarmente indicata e apporta benefici importanti al sistema elettrico, consente l'integrazione delle risorse da fonti di energia rinnovabile, difficilmente collegabili alle reti di trasporto o di distribuzione, ma richiede ampi spazi che, secondo alcuni recenti sviluppi, potrebbero essere ricavati in prossimità delle fasce di rispetto stradali.

Uno degli aspetti che pongono un freno allo sviluppo resta legato al costo elevato dovuto alla scarsa produzione: nel 2019 la IEA International Energy Agency ha stimato che su scala globale sono state prodotte 70 Mton di idrogeno consumando 275 Mtoe (Megatonne of Oil Equivalent) di energia, il 2% della domanda primaria globale di energia [8]. Circa due terzi dell'idrogeno è prodotto con processi di reforming utilizzando gas naturale e quindi con impatti considerevoli in termini di emissioni di CO<sub>2</sub>. L'idrogeno rinnovabile prodotto tramite elettrolizzatori con elettricità proveniente da impianti da fonti rinnovabili sarà il combustibile del futuro.

*Mezzi con alimentazione a metano (CNG).* L'alimentazione a metano è molto diffusa nel campo dell'autotrazione e ha avuto uno sviluppo significativo nel periodo 2010-2019, grazie alle politiche di incentivazione governative, ai vantaggi ambientali, alla maggiore disponibilità di nuovi modelli da parte delle case automobilistiche. In Italia, questi fattori [8] hanno contribuito a portare il parco circolante a metano a quasi un milione di veicoli anche se, per motivi legati all'autonomia del veicolo, i motori sono spesso di tipo bivalente metano-benzina.

*Campo di impiego.* Una gran parte di impiego del CNG riguarda l'alimentazione "alternativa" di veicoli già circolanti. Attualmente, il parco auto italiano, pari a circa 40 milioni di veicoli, è composto per il 32% da autovetture da Euro 0 a Euro 3, e ben il 57% ha comunque dieci, o più anni [8]. Per le situazioni in cui non è possibile la sostituzione del mezzo, la modifica dell'alimentazione a metano/biometano (totalmente, o parzialmente) costituisce una buona opzione a disposizione. Un'interessante opportunità saranno i sistemi *Mild-hybrid* per le auto a metano (ibridazione leggera, finora limitata a veicoli a benzina e diesel).

Il biometano rappresenta un'opportunità anche nel settore agricolo, trattandosi di un biocarburante producibile anche direttamente in azienda. Il comparto agricolo ha, inoltre, la possibilità di valorizzazione di effluenti zootecnici, sottoprodotti e colture di integrazione.

*Aspetti applicativi (vantaggi e svantaggi).* Premesso che, per una corretta applicazione delle tecnologie di produzione del biometano è auspicabile

una revisione dell'impianto legislativo esistente, soprattutto a livello comunitario, l'utilizzo del metano nel campo dell'autotrazione già consente una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> nell'ordine del 20-25%: il biometano garantisce un risparmio nelle emissioni di CO<sub>2</sub> di almeno il 65% rispetto al carburante fossile di riferimento. Ne deriva una riduzione delle emissioni climalteranti intorno al 95%, che, a determinate condizioni e matrici di produzione, può raggiungere livelli *carbon negative*. La riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> varia in funzione delle matrici di produzione [8]. L'alimentazione a biometano riduce anche le emissioni in termini di ossido di azoto (NOX) e annulla il particolato (PM10). Secondo alcune stime del CIB – Consorzio Italiano Biogas, l'incremento della produzione di biometano fino a 6,5 miliardi di Sm<sup>3</sup> comporterebbe una riduzione delle emissioni generate dal settore agricolo nell'ordine del 30%.

***Mezzi con alimentazione a GNL.*** Il GNL sta sempre più diffondendosi per i veicoli stradali adibiti al trasporto merci. All'inizio del 2021 i mezzi circolanti in Italia alimentati in GNL sono circa 3 mila, su un totale di 20 mila in Europa [8]. Secondo la stessa fonte, inoltre, la rete infrastrutturale è cresciuta in maniera esponenziale, passando dal primo impianto di rifornimento di GNL del 2014 a circa 100 operativi. Un recente modello di simulazione elaborato da Iveco-CSST e inerente alle percorrenze con veicoli a GNL ha evidenziato un mercato potenziale del trasporto con mezzi a GNL di circa 76 mila viaggi/giorno (pari ad un quarto di quelli totali). Di questi, oltre 50 mila sono spostamenti bidirezionali che si avvalgono di un solo punto di rifornimento, ad inizio viaggio. Il “Documento di consultazione per una Strategia Nazionale sul GNL” stima che nel 2030 saranno usati 3,2 milioni di tonnellate di GNL e di biometano liquefatto destinate al settore trasporti.

In termini programmatici, è auspicabile una diversione al biometano liquefatto, mediante la diffusione di mezzi a bio-GNL per il trasporto pubblico interurbano e soprattutto per il trasporto di merci pesanti. Per quanto riguarda il trasporto pubblico sono estremamente interessanti le possibilità di “integrazione” tra la produzione direttamente derivante dalla valorizzazione della raccolta differenziata dei rifiuti e da un parco

mezzi alimentato con biometano “autoprodotto”. Il processo di diversione, per determinate tipologie di mezzi, potrebbe risentire positivamente di politiche *ad hoc* come quelle di applicazione di pedaggi autostradali scontati per mezzi di trasporto pesante “green” (es. sconto del 30% riconosciuto ai mezzi con alimentazione GNL sulle autostrade A35 e A58).

*Campo di impiego.* Come già descritto, il campo ottimale di impiego del GNL è sostanzialmente quello del trasporto merci, ma anche l’industria marittima italiana potrà far fronte alla domanda di navi a propulsione GNL, o “GNL-Ready”, che consentono gradualità necessaria per passare da una fase “dual-fuel” all’uso esclusivo del GNL, garantendo la flessibilità operativa necessaria a consentire la sostenibilità economico e finanziaria della soluzione metano liquido anche nella prospettiva di rispettare i limiti di emissioni fissati dall’Organizzazione Marittima Internazionale (IMO).

*Aspetti applicativi (vantaggi e svantaggi).* Uno degli aspetti applicativi più significativi è legato alla possibilità di utilizzo in tutti i settori con prestazioni elevate in termini di potenza ed autonomia e con ingombri ridotti. Le maggiori criticità e gli ostacoli alla diffusione sono riconducibili alla complessità dei processi di liquefazione/rigassificazione e nell’assenza di una rete di distribuzione capillare.

### 3.2.2. Le tecnologie

La decarbonizzazione dei veicoli, come anticipato, è un necessario passo verso la riduzione e la neutralizzazione delle emissioni di anidride carbonica e delle emissioni di inquinanti gassosi e solidi.

Sulla base degli indirizzi e delle politiche europee, al fine di procedere all’eliminazione progressiva dell’impiego di combustibili fossili come vettore energetico, sulla base del principio di neutralità tecnologica e della valutazione delle emissioni di anidride carbonica sull’intero ciclo di vita del vettore energetico, si può affermare che **tutte le precedenti tecnologie sono disponibili** per la transizione energetica nei trasporti una volta che si preveda la sostituzione dei combustibili fossili con combustibili sintetici (o eventualmente con i bio-combustibili) nei

motori termici o nei turbogas. Va ricordato che i combustibili sintetici risultano ‘*carbon neutral*’ sul loro ciclo di vita se prodotti, con cattura di anidride carbonica, attraverso l’impiego di elettricità derivante da fonti energetiche rinnovabili.

In Tabella 3.4 si riporta un confronto fra le tecnologie disponibili per la transizione energetica.

	Sistema di Propulsione	Vettore Energetico	Batteria	Efficienza energetica nell'applicazione	Emissioni dirette di CO <sub>2</sub> e/o gas serra	Emissioni inquinanti locali
Motore Termico	A combustione	Combustibile (fossile o idrogeno o e-fuel o biocombustibile)	Solo per funzioni ausiliarie	Auto e autocarri: 20-38% circa  Navi: 40-50% per navi	Presenti Assenti solo con uso di idrogeno	Gassose: presenti Solide: presenti
HEV (hybrid electric vehicle) o  MHEV (Mild-Hybrid Electric Vehicle)	A combustione (prevalente) ed elettrico	Combustibile (fossile o idrogeno o e-fuel o biocombustibile)	HEV: Capacità limitata (max 2-3 kWh nelle auto) ed alimentata in fase rigenerativa  MHEV: Capacità limitata (max 0.9 kWh nelle auto) ed alimentata in fase rigenerativa	Superiore di un 10% ai valori del motore termico	Presenti Assenti solo con uso di idrogeno	Gassose: presenti, Solide: presenti
PHEV (Plug-in Hybrid Electric Vehicle)	A combustione (prevalente) ed elettrico	Combustibile (fossile o idrogeno o e-fuel o biocombustibile) e elettricità	Capacità variabile da 15 kWh a centinaia kWh, in funzione del settore, e ricaricabile dalla rete	Superiore di un 20% ai valori del motore termico (in funzione dell'uso)	Presenti Assenti solo con uso di idrogeno	Gassose: presenti, Solide: presenti
BEV (Battery Electric Vehicle)	Elettrico	Elettricità	Capacità variabile da 50 kWh a 5 MWh kWh in funzione del settore (auto, camion, navi) e ricaricabile dalla rete	70-80%	Assenti	Gassose: assenti Solide: presenti
FCEV (Fuel Cell Electric Vehicle)	Elettrico	Idrogeno	Sì Capacità limitata (2-3 kWh nelle auto) ed alimentata solo internamente	50-55% in architetture ibride (combinata a batterie)	Assenti	Gassose: assenti Solide: presenti
Turbo gas	A combustione	Combustibile per aviazione (cherosene) o idrogeno o e-fuel	Solo per funzioni ausiliarie	Circa 38-40%	Presenti Assenti solo con uso di idrogeno	Gassose: presenti, Solide: presenti

*Tabella 3.4*  
*Confronto fra le tecnologie disponibili per la transizione energetica*

**3.2.3 Punti di attenzione nella implementazione delle tecnologie**  
Per una migliore valutazione della possibilità di applicazione delle suddette tecnologie ai diversi settori dei trasporti e dei tempi di implementazione è opportuno considerare i seguenti aspetti:

**A. Obiettivi dell’Unione Europea**

Gli scenari coerenti con il pacchetto *Fit for 55* prevedono [1] che autovetture, furgoni leggeri e autobus svolgano un ruolo decisivo nell’elettrificazione tramite l’introduzione di veicoli BEV e/o FCEV, la cui penetrazione nel trasporto stradale sarà incentivata per effetto degli

stessi obiettivi di riduzione delle emissioni del settore imposta dai diversi provvedimenti legislativi.

Con riferimento ai veicoli elettrici (BEV), considerando il mix di fonti primarie oggi impiegato per la produzione di energia elettrica nel quale sono presenti anche fonti rinnovabili, (in Italia il contributo di rinnovabili alla produzione totale di energia elettrica è pari a circa il 40% del totale), la loro adozione consente da subito una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>. Gli obiettivi europei prevedono anche un preciso supporto tramite politiche che ne permettano la graduale e completa penetrazione nel mercato al fine di superare le attuali barriere costituite sia dalla inadeguatezza dell'infrastruttura di dispaccio e di ricarica sia dagli alti costi totali di proprietà, ora determinati anche dal basso livello di penetrazione di tali veicoli nel mercato.

Per le maggiori distanze tipiche del trasporto pesante su gomma, sotto il punto di vista dell'efficienza energetica, la soluzione dell'elettrificazione diretta (BEV) risulterebbe sicuramente attrattiva ma restano aperti diversi scenari e diversi punti di attenzione riguardanti sia la tecnologia e il suo impatto sul veicolo (pesi e ingombri) sia, soprattutto, l'aspetto infrastrutturale (diffusione punti di ricarica ad alta potenza, elettrificazione delle autostrade, stazioni di sostituzione delle batterie (*battery swap*)) rispetto al quale è richiesto un veloce allineamento delle politiche europee per effetto della natura dei profili di missione caratterizzati da lunghe percorrenze attraverso più nazioni.

È altresì evidente che in tutti i settori del trasporto possono essere presi in considerazione i veicoli a Fuel Cell (FCEV), così come può essere valutata la propulsione con motore termico alimentato a idrogeno o combustibile sintetico, anche se quest'ultimo genera emissioni inquinanti gassose e/o solide durante l'applicazione. Va rilevato che, come sarà mostrato, diversi sono i punti di attenzione su cui è necessario lavorare per l'implementazione dei sistemi di propulsione a idrogeno, nelle forme possibili (FCEV (a zero emissioni locali) e motore termico).

Più chiaro è lo scenario del settore dei trasporti di lunga e lunghissima percorrenza, sia in campo marittimo sia in campo aeronautico, nei quali l'elettrificazione diretta non è al momento applicabile né sembra lo sia neanche in un prossimo futuro. In tali settori, pertanto, sono ritenute di

interesse le tecnologie propulsive basate su idrogeno, biocombustibili, gas naturale liquefatto o combustibili sintetici [1].

## **B. Tipo di vettore energetico**

Tenuto conto del quadro normativo europeo del *Fit for 55*, i **vettori energetici** con cui vengono alimentati i sistemi di propulsione di interesse per la transizione energetica possono essenzialmente tre, ricordando che la produzione di idrogeno (o di combustibili sintetici) assorbe, di fatto, energia elettrica:

1. **L'elettricità**, per i veicoli BEV, PHEV e HEV tenendo conto che i combustibili sintetici (necessari per l'alimentazione dei motori termici nei veicoli HEV, PHEV in un'ottica di uso di fonti '*carbon neutral*' e rinnovabili) richiedono energia elettrica per la loro produzione.
2. **L'idrogeno**, per i veicoli a Fuel Cell e anche per i veicoli HEV o i PHEV nei casi in cui il motore termico sia alimentato con idrogeno.
3. **I combustibili sintetici**, nel settore dell'aviazione (per le applicazioni ad aeromobili con motore a reazione o con motore termico) e nel settore marittimo (per le applicazioni a natanti con motore termico o ibridi) ed eventualmente, se vi saranno modifiche normative, al settore del trasporto su gomma (per le applicazioni a veicoli con motore termico o ibridi).

## **C. Maturità e disponibilità della tecnologia**

Le diverse tecnologie possono **risultare più o meno mature** sia per ragioni legate al loro stato di sviluppo, inclusa la disponibilità su larga scala delle infrastrutture che le supportano o di materie prime, sia per ragioni strettamente legate allo specifico settore in cui se ne prevede l'applicazione. Ovviamente non vanno dimenticati i costi e gli investimenti che ne accompagnano l'introduzione, i quali possono costituire una barriera iniziale nella diffusione della tecnologia e rispetto ai quali occorrono politiche di incentivazione mirate.

### C.1 Veicoli Elettrici

La soluzione basata sull'elettrificazione con veicoli a batteria (BEV) è la più competitiva dal punto di vista dell'efficienza energetica complessiva, pari a circa 70-80% se valutata in un bilancio *Well-to-Wheels* (*WtW*, dal *pozzo alle ruote*) e della capacità di decarbonizzazione. Quest'ultima sarà tanto più elevata quanto maggiore sarà la frazione di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Inoltre, l'elettrificazione con veicoli a batteria si presta molto bene ad essere applicata al trasporto su gomma per il quale è possibile effettuare la ricarica della batteria con la cadenza richiesta soprattutto nell'ambito della mobilità nei centri urbani e nelle aree metropolitane.

L'applicazione dei veicoli elettrici (BEV) nei diversi settori del trasporto su grande scala è legata, in particolare a:

a) **sviluppo dell'infrastruttura di produzione e trasporto dell'energia elettrica e delle stazioni di ricarica** sul territorio nazionale ed europeo. Nella valutazione degli scenari di elettrificazione del trasporto in Italia e in Europa, è opportuno accompagnare l'elettrificazione anche con una pianificazione volta a garantire la disponibilità non solo di una adeguata quantità annua di energia elettrica ma anche di una **idonea potenza elettrica disponibile**, per evitare squilibri rispetto alla domanda istantanea di elettricità;

b) **durata di ricarica della batteria**, attualmente molto lunga in relazione all'autonomia;

c) **densità di energia volumetrica e gravimetrica delle batterie**, che attualmente risultano molto inferiori a quella degli idrocarburi liquidi e dei combustibili sintetici. Le batterie presentano densità energetiche gravimetriche variabili tra **100 e 250 Wh/kg** contro i circa **11.500 Wh/kg teorici** degli idrocarburi (benzina e diesel). Va segnalato che, in virtù della maggiore efficienza *WtW* (*Well-to-Wheels*, ossia riferita ad un bilancio energetico cosiddetto dal *pozzo alle ruote*) dei veicoli elettrici rispetto ai veicoli con motore termico, la densità energetica effettiva degli idrocarburi si attesta a circa



**2.500-3.500 Wh/kg.** La densità energetica attuale delle batterie rappresenta poi uno dei maggiori ostacoli all'applicazione dell'elettrificazione con accumulo a batteria nell'aviazione e nel trasporto marittimo. L'**Autonomia**, infatti, è ridotta a causa della minore densità energetica che obbliga ad un compromesso fra la capacità di accumulo della batteria e il peso della stessa. Questo limite emerge marcatamente nelle applicazioni relative al trasporto su lunghe distanze, specie per navi e/o aerei, e quindi nei casi in cui la ricarica delle batterie non può avvenire con la cadenza richiesta durante la missione del veicolo [2].

d) **dipendenza dell'autonomia dalle condizioni termiche operative della batteria:** una temperatura troppo bassa (ad es.  $T < 10^{\circ}\text{C}$ ) determina l'aumento della resistenza interna e conseguentemente una riduzione della capacità energetica e della potenza erogata, mentre una temperatura troppo alta non solo riduce la capacità della batteria (alcuni studi hanno registrato una diminuzione del 70% dopo 500 cicli di scarica a  $55^{\circ}\text{C}$ ), ma può comportare anche combustione, esplosione o una fuga di gas tossici (es.  $\text{CO}$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ) a causa dell'elevata reattività del litio [3];

e) **durata della vita delle batterie:** la durata del mantenimento delle specifiche di fabbrica delle batterie rappresenta a tutt'oggi una grossa incognita. Le batterie, infatti, tollerano un numero massimo di cicli carica (e scarica), che si riduce se si fa un uso frequente di ricariche, in particolare di quelle ad alta potenza (ossia superiori a 50 kW,) e se si portano la batteria ad un livello di carica superiore all'85% della capacità nominale massima di accumulo;

f) **possibilità di approvvigionamento dei materiali impiegati per le batterie,** i cui livelli di produzione attuali dovranno essere aumentati sostanzialmente per soddisfare la futura domanda e la cui reperibilità potrebbe essere localizzata in poche aree geografiche al di fuori, non solo dell'Italia ma anche della EU, creando potenziali rischi di approvvigionamento o di costi di approvvigionamento.

## C.2 Veicoli a idrogeno

Nel caso **dell'impiego di idrogeno**, come combustibile in veicoli equipaggiati con **Fuel Cell** o con **motori termici**, devono essere considerati i seguenti elementi:

a) Affinché l'idrogeno possa contribuire alla decarbonizzazione dei trasporti **la sua produzione deve essere basata** sull'impegno di processi (esempio: elettrolisi) che utilizzino energia prodotta da **fonti rinnovabili** e che **evitino emissioni di gas serra** nell'ambiente;

b) **I veicoli elettrici a celle a combustibile** presentano un'efficienza complessiva  $W/W$  della tecnologia dell'ordine del 35%;

c) L'idrogeno, come tutti i combustibili gassosi, presenta **una bassissima densità energetica volumetrica, parzialmente compensata dal maggiore potere calorifico inferiore** (circa tre volte maggiore rispetto a quello di un idrocarburo liquido come la benzina commerciale). A fronte di questo, oggi si possono immagazzinare 200 kWh (ossia circa 6 kg di idrogeno compresso a 700 bar) in un serbatoio di peso complessivo pari a 125 kg e di volume pari a 260 litri. Nel caso specifico dell'aviazione si sottolinea che la sua elevata densità energetica gravimetrica lo renderebbe teoricamente preferibile alle batterie e all'attuale combustibile (cherosene), ma, anche ipotizzando uno stoccaggio in forma liquida (ossia a  $-252\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) è necessario ricordare che, rispetto al cherosene: i) la densità energetica gravimetrica effettiva si riduce notevolmente per via del peso del serbatoio richiesto; ii) la densità energetica volumetrica risulta essere inferiore di circa un terzo, richiedendo serbatoi più pesanti e di maggiore volume rispetto a quelli attuali con un evidente impatto sulla riduzione del carico pagante;

d) È necessaria una **progettazione specifica dell'infrastruttura di distribuzione e dei sistemi di propulsione** al fine di considerare le peculiari caratteristiche chimiche e fisiche dell'idrogeno (si pensi agli effetti di infragilimento dei materiali

indotti dall'idrogeno, ai necessari adeguamenti da prevedere per le guarnizioni ed alle necessarie precauzioni da prendere in termini di sicurezza a causa della maggiore facilità dell'idrogeno a creare miscele infiammabili con l'ossigeno e della bassa energia di accensione di tali miscele);

e) È necessario prevedere un'**implementazione diffusa sul territorio nazionale dell'infrastruttura** di distribuzione e di rifornimento;

f) **Le dimensioni ed il peso** delle Fuel Cell **sono ancora rilevanti** (dell'ordine di 4-5 kg/kWh) cui va aggiunto il peso altrettanto rilevante del serbatoio di stoccaggio dell'idrogeno a causa degli standard di sicurezza richiesti;

g) **L'energia necessaria alla produzione di idrogeno** (in particolare 'idrogeno verde', ossia da fonte rinnovabile) **è alta**, tenuto conto che servono indicativamente 50 kWh per produrre 1 kg di idrogeno 'verde' tramite elettrolisi.

### C.3 Veicoli alimentati con combustibili sintetici (*e-fuels*)

Nel caso di impiego di combustibili sintetici per l'alimentazione di motori termici o di turbogas risulta alto il valore dell'energia richiesta per produrre 1 kg di combustibile sintetico (28-32 kWh/kg nel caso di una benzina sintetica [4,5]). I combustibili sintetici si ottengono dalla combinazione di idrogeno e carbonio. L'impronta *carbon neutral* di tali combustibili deriva dal fatto che il carbonio proviene da processi di cattura dell'anidride carbonica. È opportuno segnalare che, se è chiaro che **i combustibili sintetici rappresentano una soluzione promettente** alla decarbonizzazione **nelle applicazioni al trasporto su lunghe tratte (navi o aerei)**, molto spesso il loro impiego nel settore del trasporto su gomma è visto con distacco per la loro caratteristica intrinseca di richiedere una quantità di energia per la loro produzione ritenuta non compatibile con la futura produzione da fonti primarie rinnovabili.

#### C.4. Veicoli ibridi plug-in

Nel contesto della transizione energetica, i veicoli ibridi plug-in costituiscono, nei diversi settori del trasporto (su gomma e marittimo in particolare), una tecnologia ponte di interesse che può permettere uno spostamento progressivo verso l'elettrificazione della propulsione, con benefici per l'uso parsimonioso di materiali e componenti critici (per costo e approvvigionamento), e la possibilità (data dalla presenza del motore a combustione) di permettere l'adeguamento progressivo dell'infrastruttura di produzione e di distribuzione dell'elettricità e dell'infrastruttura di ricarica.

#### **D. Ruolo nella capacità di accumulo a supporto della produzione di energia rinnovabile**

Il crescente impiego di fonti rinnovabili dal 2040 comporterà un elevato aumento delle ore di sovrapproduzione di energia elettrica da FER che potrà:

1. Essere **accumulata** in forma elettrochimica **nelle batterie dei veicoli** con tecnologie di *smart grid Vehicle-2-Grid* basate sull'interconnessione fra i veicoli e la rete elettrica per trasferire quote di energia rinnovabile in eccesso nelle batterie ed eventualmente prelevare dalle stesse quote di energia al fine di garantire il bilanciamento del carico di rete rispetto alla domanda istantanea di elettricità.

2. Essere **accumulata** in forma chimica per la **produzione di vettori energetici alternativi e a zero emissioni nette di CO<sub>2</sub> eq. come idrogeno e combustibili sintetici (e-fuels)**, utilizzabili per favorire la decarbonizzazione di industria e trasporti. Va assolutamente considerata la potenzialità dei combustibili sintetici in quanto sono in grado di accumulare grandi quantità di energia per lunghi periodi e con caratteristiche di alta potenza e di elevata densità energetica pari solo a quelle garantite dal pompaggio idrico. A tale riguardo è opportuno sottolineare due punti: i) la crescita di rinnovabili deve essere accompagnata da un tasso di crescita della capacità di accumulo ancora

maggiore per compensare le caratteristiche proprie delle fonti rinnovabili di non programmabilità della produzione di elettricità; ii) già oggi in Italia è presente una sovrapproduzione di energia da fonti rinnovabili rispetto alla domanda e tale sovrapproduzione presenta un andamento di crescita esponenziale [4]. Pertanto, se da un lato è vero che la produzione di un combustibile sintetico, idrogeno incluso, presenta costi energetici elevati (ossia circa 55 kWh per produrre 1 kg di idrogeno da elettrolisi e da 28 kWh a 32 kWh circa per produrre 1 kg di benzina sintetica tramite il processo *Fischer-Tropsch* [5,6]), dall'altro va considerato il fatto che in mancanza di una idonea capacità di stoccaggio (energia e potenza) si rischia di non potere accumulare energia rinnovabile per la quota in eccesso rispetto alla domanda e non assorbibile all'estero. È pertanto opportuno valutare e approfondire ulteriormente il possibile ruolo e le potenzialità dei combustibili sintetici nell'accumulo di energia prodotta da fonti rinnovabili.

## **E. Impatto Ambientale**

Volendo focalizzarsi **sull'impatto ambientale** conseguente all'utilizzo di tali tecnologie si può sicuramente affermare che, durante il periodo di transizione energetica verso la produzione di energia elettrica totalmente da fonti *carbon neutral* e rinnovabili, l'impatto ambientale dipende dalla tipologia della fonte primaria (rinnovabile o fossile) con cui vengono prodotti l'elettricità e l'idrogeno, senza contare l'impatto ambientale derivante da altri processi del ciclo di vita (ad esempio, quello derivante dall'estrazione degli elementi per la produzione delle batterie) o dalle modalità di implementazione di una tecnologia. Come accennato in precedenza, ad esempio, in Italia solo il 40% circa dell'elettricità proviene da FER (Fonti Energetiche Rinnovabili). La produzione di idrogeno si basa quasi prevalentemente su fonti fossili (circa 95 % dell'idrogeno è prodotto tramite *Steam Reforming* del Metano) comportando un notevole impatto sull'ambiente oltre che alti costi e perdite energetiche importanti per il trasporto e la distribuzione. Dal punto di vista ambientale, si può concludere che la penetrazione nel mercato di veicoli nuovi BEV, PHEV e FCEV contribuirà al miglioramento dell'impatto ambientale e alla decarbonizzazione quanto maggiore saranno le quote di mercato di tali veicoli e quanto maggiore sarà la percentuale energia elettrica prodotta da fonti rinnovabile [2].

## F. Neutralità tecnologica

Per perseguire efficacemente gli obiettivi citati di riduzione delle emissioni di gas serra è opportuno che **tutte le possibili tecnologie**, almeno in fase di analisi, siano prese in considerazione **senza alcuna esclusione** aprioristica, sia per potere disporre di una pluralità di soluzioni evitando pericolose dipendenze derivanti dall'adozione di una unica tecnologia, sia per permettere che ogni settore possa avvalersi della tecnologia più idonea al profilo di missione ed alle specifiche del veicolo che lo caratterizzano.

## G. Costi

Una attenta valutazione non potrà non essere dedicata al ruolo dei costi derivanti sia dalla implementazione della infrastruttura di supporto sia dalla produzione, dall'esercizio, dalla manutenzione e dalla dismissione sostenibile di ciascun veicolo.

### 3.2.4. Prospettive di implementazione delle tecnologie

Dallo studio dell'ISFORT dell'ottobre 2022, recepito nell'ambito della redazione del testo *“mobilità e logistica sostenibili: analisi e indirizzi strategici per il futuro”* dal MIT, è emerso che la domanda di mobilità degli italiani negli ultimi 5 anni ha subito dei notevoli cambiamenti. L'analisi delle abitudini di mobilità, infatti, ha evidenziato delle mutazioni determinate sia dal periodo pandemico che dalla variazione delle modalità di erogazione del lavoro (smart working). Il traffico stradale di veicoli leggeri sulla rete stradale ha subito, nel periodo del primo lockdown (marzo-aprile 2020), una profonda riduzione dei traffici - dell'ordine dell'80-85% - ad oggi, di fatto azzerata. In questo quadro, comunque, i trasporti collettivi risultano aver subito una notevole contrazione a favore dei trasporti individuali su strada.

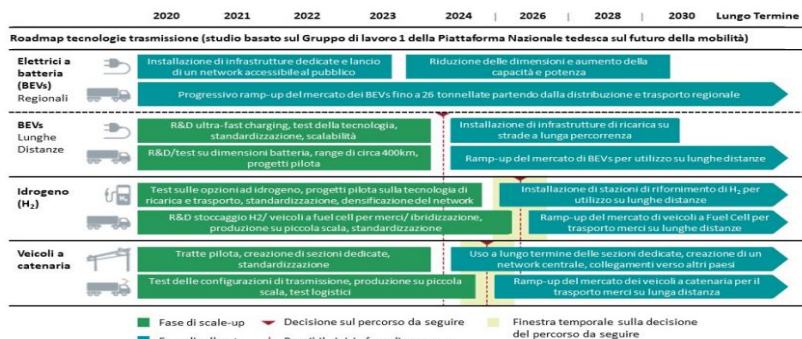
In questa prospettiva, è molto complesso effettuare previsioni riferite al medio e lungo termine.

Nel diagramma seguente (Figura 3.2) viene illustrato in forma sintetica in che modo il processo di diversione verso l'utilizzo di tecnologie di propulsione alternative dei veicoli è strettamente correlato agli aspetti legati all'infrastrutturazione finalizzata alla distribuzione, oltre che alla riconversione del sistema industriale in relazione alla produzione degli stessi veicoli.



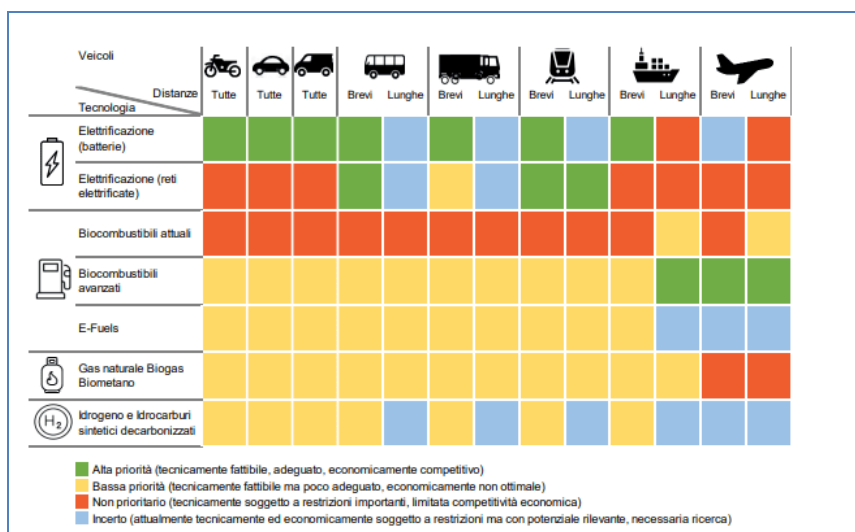
*Figura 3.2 Elementi caratterizzanti il processo di diversione verso tecnologie alternative nei trasporti*

Nonostante l'incertezza dovuta ai numerosi fattori in gioco, sussistono alcune stime previsionali di evoluzione. In particolare, negli ulteriori diagrammi che seguono vengono riportati gli scenari di correlazione tra l'evoluzione della domanda e l'evoluzione tecnologica con riferimenti ai principali sistemi di alimentazione alternativa al 2030 e, ancora, le previsioni relative ai consumi finali lordi per settore assumendo sempre come anno orizzonte per le stime il 2030 (Figura 3.3).



**Figura 3.3**  
*Fonte: Decarbonizzare i trasporti – MIMS 2022 [1]*

Si ritiene anche opportuno riportare in Tabella 3.5 le conclusioni sulle diverse priorità di implementazione delle tecnologie di decarbonizzazione per la propulsione nei diversi settori contenute nel documento del Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibile MIMS del 2022 [1], cui si è giunti pesando il grado di raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione dell’Unione Europea e il grado di sviluppo delle tecnologie rispetto al singolo settore:





*Tabella 3.5: Sinottica comparativa della priorità delle diverse soluzioni propulsive nell'ambito della transizione energetica nei trasporti [1]*

Come si evince dalla trattazione fin qui sviluppata, nel settore dei trasporti non risulta ancora una variazione significativa dei sistemi di alimentazione che, per la quasi totalità, sono riconducibili ai prodotti petroliferi, come riportato nelle statistiche dei paragrafi precedenti. Tra quelli descritti fanno eccezione principalmente i biocombustibili, mentre si registra una ancora modesta diversione verso l'utilizzo di risorse derivanti da fonti rinnovabili (tramite l'alimentazione di veicoli elettrici da parte della rete elettrica).

La graduale penetrazione delle risorse derivanti da fonti energetiche rinnovabili nel quadro energetico nazionale che, soprattutto nell'ultimo triennio, ha subito un notevole incremento, è prevalentemente riconducibile agli effetti delle politiche di incentivazione in materia di energie rinnovabili.

Secondo i dati forniti da Eurostat e già riportati in altro capitolo, l'Italia figura nel numero di Stati membri che hanno superato il target assegnato per il 2020 di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili con una percentuale del 20,4% contro un obiettivo assegnato del 17% (cfr. allegato 1 della direttiva UE 2018/2001).

L'Eurostat, infatti, rileva che la quota di energia rinnovabile è più che raddoppiata nei paesi dell'Unione tra il 2004 (9,6%) e il 2020 (22,1%).

Focalizzando l'attenzione sul settore dei trasporti, la quota di energia proveniente da fonti rinnovabili; nel 2020 si è attestata al 10,2% raggiungendo l'obiettivo di settore (fissato per il 2020 al 10%).

Se, nel 2004 tale contributo si attestava all'1,6 %, nel 2015 ancora era limitata al 6%. Nel 2023 si è posto l'obiettivo di raggiungere la quota del 24 % attraverso la diffusione dei veicoli elettrici, dei biocarburanti avanzati e di biocarburanti rinnovabili. Volendo fare una proiezione futura, conformemente al piano climatico contenuto nell'Agenda 2030, l'Unione Europea ha stabilito un utilizzo dei biocarburanti avanzati con una quota pari al 2,2 % del totale consumato attualmente, mentre per i

combustibili rinnovabili di origine non biologica risulta un obiettivo del 2,6 %.

Il conseguimento degli scenari al 2030 che caratterizzano, al momento, anche gli obiettivi della maggior parte dei documenti di pianificazione sia a livello europeo che a livello nazionale, dovrà essere costantemente monitorato, anche al fine di indirizzare progressivamente la produzione industriale e gli utilizzatori verso un cambiamento globale di prospettiva, con un approccio alla sostenibilità sempre più integrato.

### **3.3 La variazione quantitativa e qualitativa nel tempo del fabbisogno energetico nei trasporti**

Poiché **il vettore energetico** alla base dell'alimentazione di veicoli elettrici e della produzione di combustibili sintetici ed idrogeno è **costituito dall'elettricità**, è doveroso presentare preliminarmente il **bilancio energetico elettrico italiano**.

Secondo dati Terna [1], **nel 2021** la domanda totale di energia elettrica è stata pari a 319,9 TWh, con un aumento del 6,2% rispetto all'anno precedente ed è stata soddisfatta per l'86,6% da produzione nazionale per un valore pari a 277 TWh. La restante quota del fabbisogno è stata coperta dalle importazioni nette dall'estero,

Nel 2021 il **59,0 % dell'energia elettrica prodotta** in Italia proveniva da centrali termoelettriche **da fonte non rinnovabile** mentre **il 41% derivava da fonti rinnovabili**. Di questa, il 16,4% proveniva da centrali idroelettriche mentre il restante 24,6% era suddiviso fra eolico, fotovoltaico, geotermico e bioenergie.

Con riferimento alla potenza installata, la potenza efficiente lorda era pari a 119,8 GW, di cui il 48,4% (58 GW) era costituito da un parco di generazione da fonti rinnovabili (fotovoltaico pari a 22,6 GW, eolico pari a 11,3 GW, idrico pari a 19,2 GW). La massima potenza richiesta dal sistema elettrico nazionale è stata di 55.016 MW (alternativamente “circa 55 GW”), registrata nel mese di luglio, in diminuzione dello 0,3%

rispetto al 2020. Infine, risultavano in esercizio circa 75.000 sistemi di accumulo (+90% rispetto al 2020) per una potenza attiva nominale complessiva pari a 407,1 MW.

Con riferimento all'andamento della produzione di energia elettrica nei prossimi anni in Italia fino al 2030 e fino al 2040, pur nella complessità della stima, Snam e Terna hanno elaborato tre diverse tipologie di scenari [3]:

- uno scenario per il 2030, basato sul **Fit for 55** (FF55). Come descritto in [3] *‘lo scenario Fit-For-55 (FF55) con orizzonte 2030 riveste un ruolo particolare per il sistema elettrico, non solo perché riguarda gli obiettivi di policy al 2030 ma soprattutto perché ipotizza un mix efficiente di investimenti in infrastrutture di rete, fonti rinnovabili, accumuli e nuove tecnologie digitali compatibili con i principali vincoli tecnici, economici ed amministrativi che altrimenti ne potrebbero impedire la realizzabilità in tempi così stretti’*;
- due scenari per il 2040 il cui punto di partenza è sempre il **Fit for 55**, e con l’obiettivo di raggiungere un sistema Net Zero al 2050. Nel primo, il **Global Ambition Italia (GA-IT)**, gli obiettivi vengono raggiunti grazie al contenimento dei consumi, allo sviluppo di energie rinnovabili e all’uso di Carbon Capture and Storage (CCS). Nel secondo, il **Distributed Energy Italia (DE-IT)**, si ipotizza una penetrazione più spinta del vettore elettrico con conseguente necessità di una quantità più elevata di fonti rinnovabili non programmabili, di accumuli elettrici e di elettrolizzatori che contribuiranno a contenere la sovrapproduzione (*‘over generation’*); anche in tale scenario si ricorre alla tecnologia CCS per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione, sebbene con un ruolo più marginale;
- uno scenario al 2030 e al 2040, denominato **Late Transition (LT)**, che prevede il raggiungimento dei target europei con alcuni anni di ritardo (5-10 anni). Come descritto in [3] *lo*

*scenario **Late Transition** è costruito coerentemente al PNIEC e allo scenario NT Italia,..., considerando però una dislocazione delle FER più allineata alle richieste di connessione pervenute a Terna'.*

**Con riferimento al 2030**, la produzione da fonti **rinnovabili** (idrico, eolico, fotovoltaico, bioenergie e geotermico) nello scenario **FF55** è stimata pari a 239 TWh, raggiungendo quindi una **quota da fonti energetiche rinnovabili (FER) sul fabbisogno elettrico totale di circa il 65%**, mentre nello scenario **LT** è stimata ad un valore inferiore pari al 56%. Ciò rappresenta un incremento di ben 127 TWh di produzione FER rispetto ai valori registrati nel 2019. Ciò si traduce nell'installazione di quasi 102 GW di impianti solari ed eolici al 2030 per il raggiungimento degli obiettivi di policy. La generazione elettrica a gas naturale scenderà dai 138 TWh attuali a 75 TWh (-46%), mentre la generazione a carbone sarà totalmente assente, come previsto dal PNIEC. In questo scenario, a dominare tra le fonti rinnovabili sarà il solare, che rappresenterà circa il 40% della generazione da FER. L'elevato incremento delle FER dovrà essere accompagnato **da un aumento della capacità di accumulo**, data dalla somma di accumuli esistenti, accumuli small-scale (batterie elettrochimiche pensate per affiancare lo sviluppo del solare di piccola taglia) e accumuli utility-scale, con un rapporto energia/potenza elevato (pompaggio idroelettrico, accumulo elettrochimico e chimico). **Il fabbisogno di accumulo energetico totale al 2030 è stimato a 95 GWh.** In questo scenario di incremento di rinnovabili nel quale diventa fondamentale l'aumento della capacità di accumulo, **non può non essere considerato il ruolo dell'idrogeno e, in generale, dei combustibili sintetici (e-fuels)** pur in un contesto produttivo complesso da valutare in modo approfondito in ogni suo aspetto.

**Con riferimento al 2040**, la continua crescita delle FER raggiungerà il massimo nello scenario **DE-IT** (156 GW totali), un valore leggermente inferiore nello scenario **GA-IT** (140 GW) e un valore minimo nello scenario **LT** (104 GW). In tutti gli scenari il solare sarà la tecnologia trainante. Nel 2040 la stima della quota di produzione da fonte rinnovabile operata dagli scenari **DE-IT** e **GA-IT** coprirà,

rispettivamente, il 77% e il 76% del fabbisogno totale. Nello scenario **LT**, nel 2040, invece, si prevede che la quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili sarà leggermente minore attestandosi al 63% circa del fabbisogno totale. La produzione termica convenzionale risulta in ulteriore decrescita rispetto al 2030.

È prevista anche l'installazione di elettrolizzatori, i quali consentiranno di sfruttare **la sovrapproduzione di elettricità ('over generation')** del sistema rispetto alla domanda per **produrre idrogeno verde**. Gli elettrolizzatori rappresentano un altro elemento comune a tutti gli scenari. Al 2040 si prevede una potenza impegnata per gli elettrolizzatori variabile fra un valore massimo pari a circa 12 GW e minimo pari a 5 GW, a seconda dello scenario considerato.

In tutti gli scenari considerati, sia per il 2030 che per il 2040, inoltre, è previsto un aumento dell'energia importata rispetto al 2019 (38.1 TWh, contro i 49.0 – 53.7 TWh attesi in futuro, a seconda dello scenario considerato), con l'Italia che rimane un importatore netto dai paesi limitrofi.

Con riferimento specifico alla **domanda di energia nel settore dei trasporti**, in Figura 3.1 è riportato **l'andamento del contributo dei singoli settori dei trasporti ai consumi italiani di energia 1990-2020**. L'analisi del GSE [5], ottenuta dalla rielaborazione di dati provenienti da diversi database, mostra che nel 2021 **i consumi nazionali di energia nel settore dei trasporti** sono pari a circa **35,5 Mtep** e concentrano il 31% dei consumi **energetici totali** del Paese.

In un quadro più generale, uno studio del 2020 del Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibile MIMS [4] mostra che la domanda di mobilità degli italiani negli ultimi cinque anni ha subito notevoli cambiamenti. L'analisi delle abitudini di mobilità, infatti, ha evidenziato mutazioni determinate sia dal periodo pandemico sia dalla variazione delle modalità di svolgimento del lavoro (smart working). Il traffico stradale di veicoli leggeri sulla rete stradale (ANAS e Autostrade) ha subito, nel periodo del primo lockdown (marzo-aprile

2020), una profonda riduzione del traffico sino a oltre l'80%. Tale riduzione è andata tendenzialmente riducendosi (fatta eccezione per le successive ondate di aumento dei contagi del 2020 e 2021) sino a valori prossimi a quelli pre-pandemici nel secondo trimestre del 2022. I trasporti collettivi risultano aver subito una notevole contrazione a favore invece dei trasporti individuali su strada, compatibilmente con l'emergenza pandemica. Tale orientamento, decisamente a sfavore della sostenibilità dei trasporti, risulta non ancora pienamente rientrato ad ottobre 2022.

Con riferimento al **contributo delle fonti energetiche primarie al soddisfacimento della domanda nel settore dei trasporti**, l'analisi del GSE [5] indica che nel periodo *2005-2021* è avvenuta progressiva contrazione dei consumi di prodotti petroliferi (-11,4 Mtep, per una variazione pari a -26%) grazie anche all'efficientamento dei veicoli. Tra le fonti fossili si rileva l'aumento dei consumi di gas di petrolio liquefatto (+37%) e del gas naturale (+202%, grazie anche al notevole contributo del biometano. Con riferimento ai **consumi elettrici** complessivi (ferrovie, autoveicoli elettrici, tram, metropolitane, ecc.) si rileva **un aumento del 12%**. In Figura 3.2 tali variazioni sono riportate assumendo un riferimento convenzionale pari a 100 (100%) nell'anno 2005 per ogni fonte energetica.

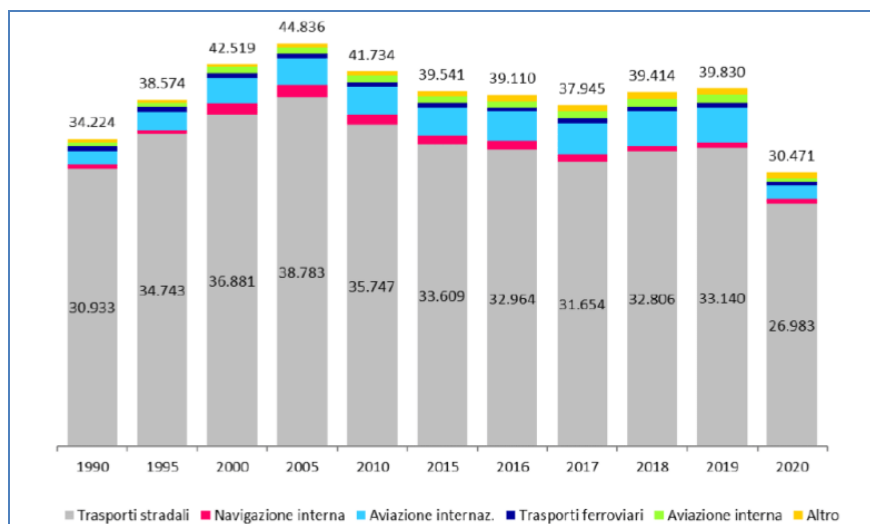
Come rilevabile in Figura 3.6, quasi tutti gli Stati Membri, ad eccezione della Svezia, nel 2020 presentavano un contributo dei prodotti petroliferi uguale o superiore al 90% [5]. In Figura 3.7 (fonte Eurostat [6]) è mostrata **la distribuzione della quota di energia proveniente da fonti rinnovabili (FER) nel settore dei trasporti in Europa**: nel 2020 tale quota si è attestata intorno al 10% raggiungendo l'obiettivo di settore (fissato per il 2020 al 10%). Nel 2004 tale contributo si attestava all'1,6 %, mentre nel 2015 ancora era limitata al 6%. Nel 2023 si è posto l'obiettivo di raggiungere la quota del 24 % attraverso la diffusione dei veicoli elettrici, dei biocarburanti avanzati e dei biocarburanti rinnovabili.

In considerazione del rilievo assunto dal settore dei trasporti verso il raggiungimento degli **obiettivi di sostenibilità** promossi dal *Fit for 55*, diventa particolarmente utile valutare la composizione del parco **dei veicoli elettrici** nel 2021 in Italia. Secondo l'analisi elaborata dal GSE [5], i tassi di crescita del settore tra 2020 e 2021 sono stati decisamente importanti e hanno registrato un massimo del 260% per le autovetture PHEV. Nel 2021 il parco circolante italiano contava 260.000 veicoli ad alimentazione elettrica (BEVs, ibridi plug-in, motocicli, autocarri, filobus e autobus), prevalentemente BEVs (45%) e PHEVs (44%) [5]. I motocicli e gli autocarri ad alimentazione elettrica costituivano il 10% del totale, mentre filobus e autobus lo 0,5% (Figura 3.5) [5]. I **consumi elettrici associati** [5] rappresentavano solo il 2% del totale, ma sono quelli che stanno registrando i tassi di crescita più significativi: infatti, negli ultimi 5 anni i consumi di energia elettrica nei trasporti su strada sono più che quintuplicati, raggiungendo, nel 2021, oltre 38 ktep (circa 440 GWh) (Figura 3.6).

Risulta molto complesso effettuare previsioni sulla tendenza nel medio e nel lungo periodo della richiesta energetica nel settore dei trasporti per i molteplici fattori che la determineranno a partire dalle politiche di incentivazione sia economiche sia di mobilità.

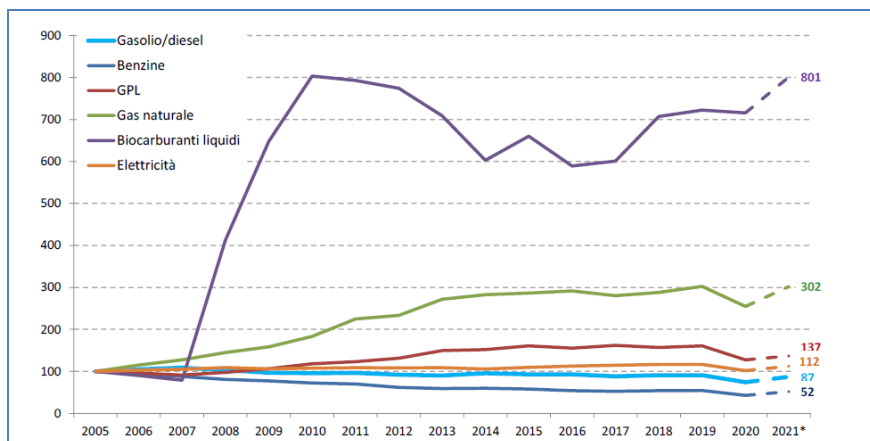
Come già delineato in precedenza, le prospettive nazionali di contributo alla decarbonizzazione e al raggiungimento degli obiettivi al 2030 fissati dal *Clean Energy for all Europeans Package*, sono declinate nel documento programmatico denominato *Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)*. In attesa dell'aggiornamento previsto nel 2023, la versione vigente (2020) del PNIEC italiano contempla un obiettivo minimo efficienza energetica tramite una **riduzione dei consumi di energia almeno pari a 50,98 Mtep nel periodo 2021-2030** (corrispondente a circa 9,25 Mtep di risparmio annuale), ripartiti per settore (Figura 3.4) e per il quale ci si attende che **il settore dei trasporti contribuisca per 2,6 Mtep** [7].

Il PNIEC italiano attualmente in vigore prevede poi, con specifico riferimento al settore dei trasporti, una quota di energia da rinnovabile settoriale pari **al 22% nel 2030**, sensibilmente superiore al 14% previsto dalla RED II, come mostrato in Figura 3.10 [7].



*Figura 3.4*

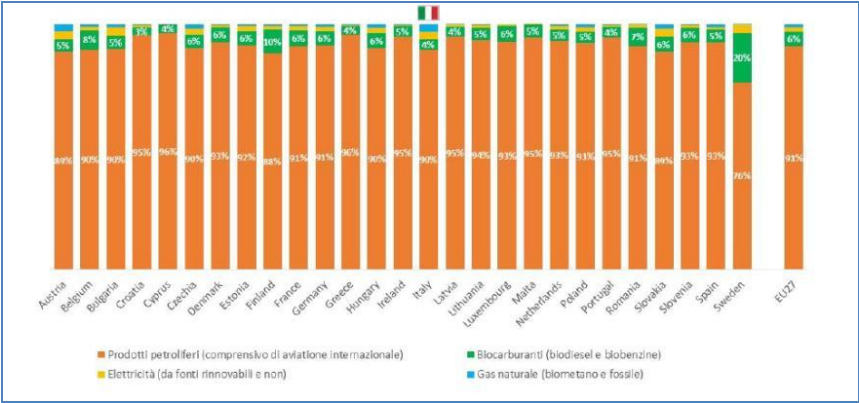
*Andamento del contributo dei singoli settori dei trasporti ai consumi di energia nel periodo 1990-2020 in Italia [5]*



*Figura 3.5: Andamento delle fonti energetiche nel settore dei trasporti in Italia [5]*



*Riferimento convenzionale assunto pari a 100 nell'anno 2005 per ogni fonte energetica.*



*Figura 3.6: Composizione percentuale a livello nazionale dei consumi complessivi di energia nei trasporti dei Paesi Membri dell'Unione Europea [5]*

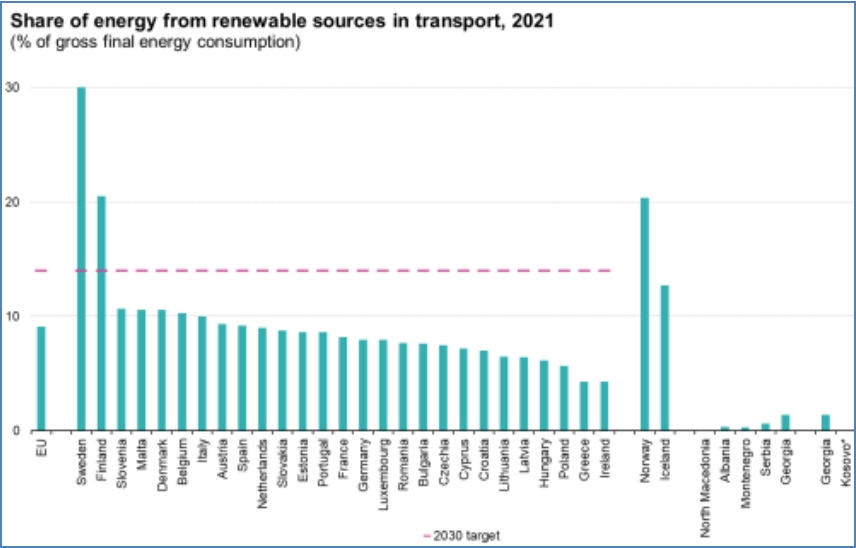


Figura 3.7 - Quota di energia proveniente da fonti rinnovabili (FER) nel settore dei trasporti in EU [6]

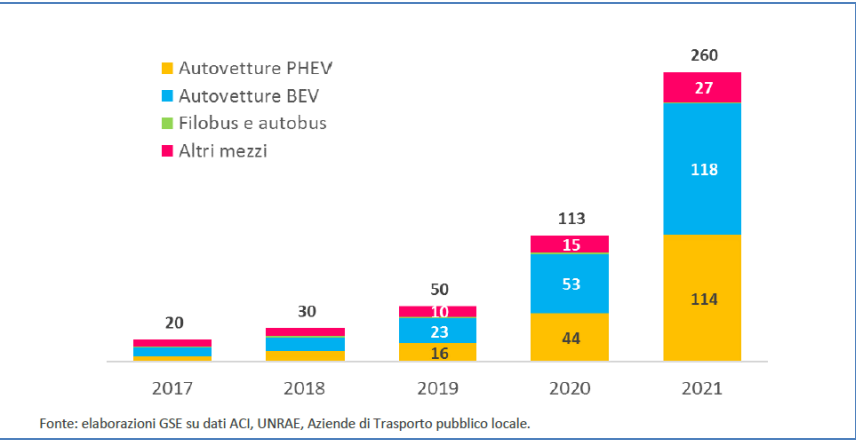


Figura 3.9 - Numero di veicoli circolanti in Italia (migliaia) [5]

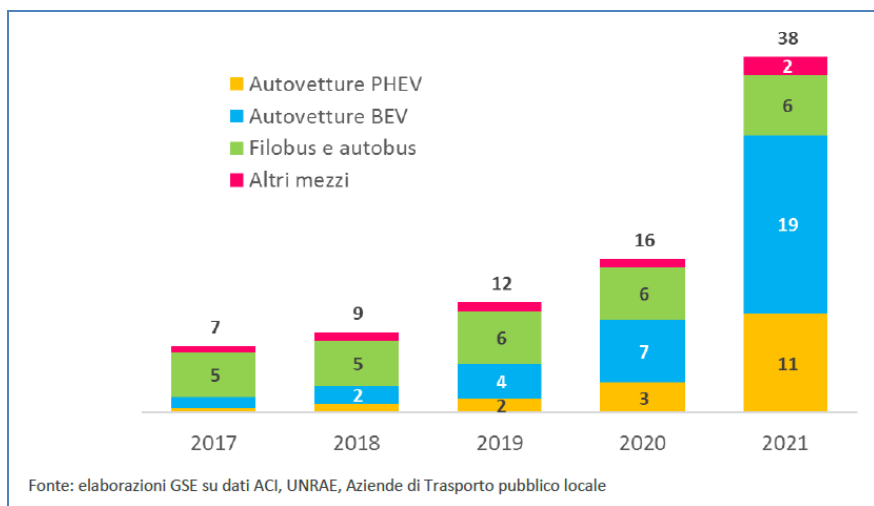


Figura 3.8- Consumi di energia elettrica nei trasporti su strada (ktep) [5]

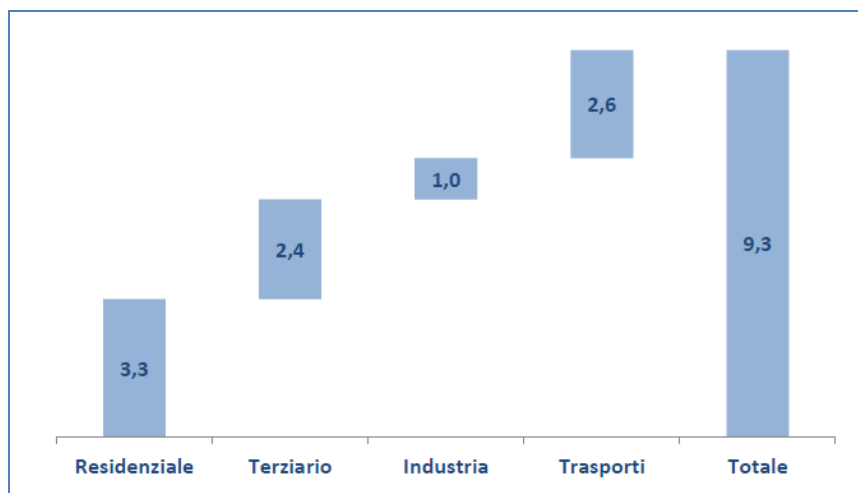
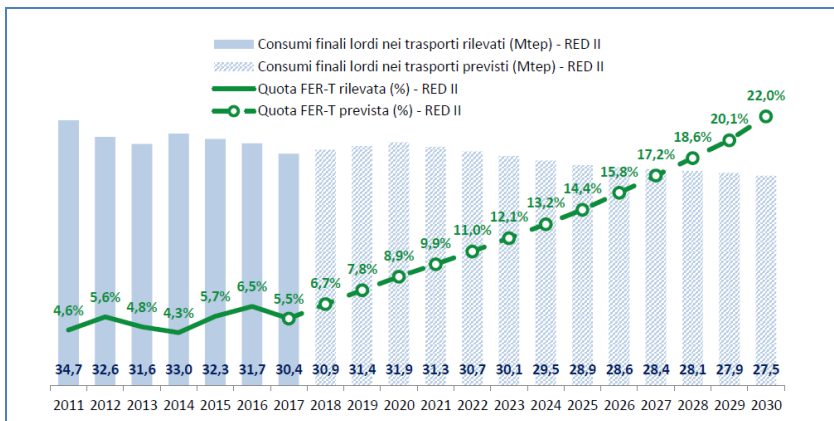


Figura 3.10 - Contributo alla riduzione dei consumi finali di energia (Mtep) al 2030 [7]



*Figura 3.11 - Consumi e Percentuali di energia da fonti rinnovabili rilevata e stimata nel trasporto su strada (ktep) [7]*

## Sintesi ed elementi conclusivi

Per quanto concerne le tecnologie disponibili per la transizione energetica si possono evidenziare i seguenti punti di attenzione:

- La scelta della tecnologia propulsiva è strettamente legata al settore di applicazione ed al profilo di missione del veicolo e deve essere basata su elementi basati sul contributo di decarbonizzazione, di efficienza energetica e di neutralità tecnologica;
- Per effetto degli obiettivi di riduzione delle emissioni, e delle relative tempistiche, derivanti dai diversi provvedimenti emessi sulla base del pacchetto *Fit for 55*, nel settore degli autoveicoli e dei mezzi commerciali leggeri, i veicoli elettrici a batteria rappresentano la tecnologia di transizione e decarbonizzazione primaria per il loro raggiungimento;
- Per le maggiori distanze tipiche del trasporto pesante su gomma restano aperti diversi scenari e punti di attenzione (punti di ricarica ad alta potenza, elettrificazione delle autostrade, battery swap, idrogeno, biocombustibili o combustibili sintetici ad impronta di carbonio nulla) che richiedono una convergenza delle politiche europee;
- Nei trasporti di lunga e lunghissima percorrenza in campo marittimo ed aeronautico, nei quali l'elettrificazione non è applicabile per l'impossibilità di idonee frequenze di ricarica, le tecnologie propulsive basate su idrogeno, biocombustibili, gas naturale liquefatto o combustibili sintetici possono essere interesse;
- Per accelerare la transizione è necessario supportare l'implementazione delle tecnologie individuate con adeguate infrastrutture sia con riferimento al vettore energetico elettricità sia al vettore energetico idrogeno (o altro combustibile alternativo);
- Con riferimento all'idrogeno si ricorda che la sua produzione richiede energia elettrica (che in ottica di decarbonizzazione deve provenire da fonti rinnovabili) e che l'infrastruttura di distribuzione

e di rifornimento non è praticamente presente sul territorio nazionale;

- Con riferimento all'elettrificazione dei trasporti nella sua ottica più ampia, pur considerando il fatto che la penetrazione dei nuovi veicoli a propulsione elettrica o a idrogeno avverrà con gradualità, è opportuno prevedere che la rete elettrica italiana e quella europea siano in grado di adeguarsi fin da ora, garantendo non solo strutture di dispaccio dell'elettricità e di ricarica dei veicoli elettrici distribuite capillarmente sul territorio ma anche una adeguata potenza netta installata e disponibile, possibilmente derivante da impianti rinnovabili;
- Si ritiene di dovere porre attenzione ad eventuali criticità derivanti dalla dipendenza da una sola tecnologia e dai conseguenti rischi di approvvigionamento, in termini di costi e disponibilità, sia dell'energia sia delle materie prime qualora non disponibili, o sufficientemente disponibili, nel territorio nazionale o nei Paesi dell'Unione Europea (come la recente pandemia e la recente crisi ucraina hanno mostrato);
- Sulla base del punto precedente, escludendo i casi legati a specifiche applicazione (navi e aerei che percorrono lunghe tratte senza possibilità di rifornimento/ricarica elettrica frequente), la scelta di tecnologie basate sull'idrogeno o sui combustibili sintetici non può essere valutata prendendo come solo punto di riferimento l'efficienza e le (eventuali) emissioni di inquinanti locali derivanti dall'applicazione;
- L'apertura della Commissione Europea nel marzo 2023 *verso l'impiego di combustibili sintetici ad impronta di carbonio nulla e verso l'idrogeno nell'applicazione ai motori termici* va considerata con attenzione e approfondita con analisi energetiche mirate visto quanto sopra evidenziato circa il possibile ruolo che tali vettori energetici possono ricoprire come una delle soluzioni nell'accumulo di energia rinnovabile e come elemento strategico di diversificazione tecnologica.

## **Riferimenti on-line e bibliografici**

1. Disponibile online:
2. <https://www.anfia.it/it/automobile-in-cifre/statistiche-italia/parco-circolante>
3. Paffumi et al. , 'Alternative utility factor versus the SAE J2841 standard method for PHEV and BEV applications, 2018
4. Disponibile on line:  
[https://www.toyota.it/content/dam/toyota/nmsc/italy/gamma/pdf/scheda-tecnica/MIRAI\\_Scheda\\_tecnica.pdf](https://www.toyota.it/content/dam/toyota/nmsc/italy/gamma/pdf/scheda-tecnica/MIRAI_Scheda_tecnica.pdf)
5. Disponibile online: <https://press.siemens.com/global/en/feature/ehighway-solutions-electrified-road-freight-transport>
6. Disponibile online: <https://electreon.com/projects>
7. Disponibile online: <https://insideevs.it/reviews/606672/flat-500-elettrica-cabrio-video>
8. Disponibile online: [https://www.tesla.com/it\\_it](https://www.tesla.com/it_it)
9. Disponibile online: <https://www.dacia.it/gamma/spring/autonomia-ricarica.html>
10. Disponibile online: <https://insideevs.it/news/612841/peugeot-e208-2023-autonomia-potenza/>
11. Disponibile online: <https://www.volkswagen.it/it/modelli/id3.html>
12. Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibile, MIMS, 'Decarbonizzare i trasporti Evidenze scientifiche e proposte di policy', 2022
13. Disponibile on line: <https://www.nikolamotor.com/tre-bev/>
14. Disponibile on line: [https://www.volvotruckcenter.it/vtc/it-it/trucks/electric-trucks.html?gclid=EAIaIQobChMIn4WrsZef\\_gIVIOFRCh2i-A6qEAAAYASAAEgIHdPD\\_BwE](https://www.volvotruckcenter.it/vtc/it-it/trucks/electric-trucks.html?gclid=EAIaIQobChMIn4WrsZef_gIVIOFRCh2i-A6qEAAAYASAAEgIHdPD_BwE)
15. Disponibile on line: [https://www.scania.com/it/it/home/soluzioni-elettriche-scania.html?cid=sep-984002&gclid=EAIaIQobChMIg-Tvg5if\\_gIVFK3VCb3d4nrUEAAYASAAEgLnQID\\_BwE](https://www.scania.com/it/it/home/soluzioni-elettriche-scania.html?cid=sep-984002&gclid=EAIaIQobChMIg-Tvg5if_gIVFK3VCb3d4nrUEAAYASAAEgLnQID_BwE)
16. Disponibile online: <https://electrek.co/2019/11/26/electric-ferry-longest-range-saves-tons-co2/>
17. Disponibile on line <https://insideevs.com/news/428001/world-fastest-all-electric-rygerelektra-ferry/>

18. Disponibile online: <https://b2.live/en>
19. Disponibile online: <https://www.mdpi.com/2075-1702/10/12/1121>
20. Disponibile on line: <https://www.opel.ie/about-opel/opel-news/1705-opel-vivaro-e-hydrogen-offers-zero-emissions-up-to-400km-r.html>
21. Disponibile on line: <https://www.citroen.it/mondo-citroen/news/jumpy-hydrogen.html>
22. Disponibile online: [https://www.b2it.it/wp-content/uploads/2019/12/Piano-Nazionale\\_Mobilita-Idrogeno\\_integrale\\_2019\\_FINALE.pdf](https://www.b2it.it/wp-content/uploads/2019/12/Piano-Nazionale_Mobilita-Idrogeno_integrale_2019_FINALE.pdf)
23. GSE Eurostat Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibile, MIMS, 'Decarbonizzare i trasporti Evidenze scientifiche e proposte di policy, 2022
24. Gnadt et al. (2019), Technical and environmental assessment of all-electric 180-passenger commercial aircraft
25. Disponibile online:  
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544221019009>
26. Disponibile online:  
[https://download.terna.it/terna/Evoluzione\\_Rinnovabile\\_8d940b10dc3be39.pdf](https://download.terna.it/terna/Evoluzione_Rinnovabile_8d940b10dc3be39.pdf)
27. Grabn M. et al., 'Review of electrofuel feasibility—cost and environmental impact', Prog. Energy 4 032010, 2022
28. Schmidt P. et al, 'Power-to-Liquids as Renewable Fuel Option for Aviation: A Review' Chem. Ing. Tech, 90, No. 1–2, 127–140, 2018
29. Disponibile online <https://www.greenncap.com/press-releases/lca-how-sustainable-is-your-car/>
30. Consorzio Italiano Biogas (CIB), Elettricità Futura (EF) e MOTUS -E, coordinatore Zaghi A. "I Vettori energetici per la mobilità sostenibile stato dell'arte e prospettive di impiego", Ottobre 2021
31. Disponibile online: <https://www.terna.it/it/sistema-ele>
32. Disponibile online:  
[http://documenti.camera.it/leg18/dossier/testi/ES062.htm?\\_1645283377520](http://documenti.camera.it/leg18/dossier/testi/ES062.htm?_1645283377520)
33. Disponibile online:  
[https://download.terna.it/terna/Documento\\_Descrizione\\_Scenari\\_2022\\_8da74044f6ee28d.pdf](https://download.terna.it/terna/Documento_Descrizione_Scenari_2022_8da74044f6ee28d.pdf)
34. MIMS, 'Mobilità e logistica sostenibili: analisi e indirizzi strategici per il futuro', 2022



35. *Disponibile online:*  
[https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Energia%20nel%20settore%20Trasporti%202005-2021.pdf](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Energia%20nel%20settore%20Trasporti%202005-2021.pdf)
36. *Disponibile in:*  
[https://ec.europa.eu/eurostat/statisticsexplained/index.php?title=Renewable\\_energy\\_statistics#of\\_renewable\\_energy\\_used\\_in\\_transport\\_activities\\_in\\_2020](https://ec.europa.eu/eurostat/statisticsexplained/index.php?title=Renewable_energy_statistics#of_renewable_energy_used_in_transport_activities_in_2020)
37. *Disponibile on line:*  
[https://www.mase.gov.it/sites/default/files/archivio/pniec\\_finale\\_17012020.pdf](https://www.mase.gov.it/sites/default/files/archivio/pniec_finale_17012020.pdf)

#### **4. Prospettive future per la transizione ecologica nel settore dei trasporti**

Le prospettive future per la transizione ecologica nel settore dei trasporti puntano molto sulla diffusione della mobilità elettrica e sull'utilizzo sempre più crescente dell'idrogeno.

I principali obiettivi della strategia “Net Zero Emissions by 2050” (NZE) dell'IEA (International Energy Agency) per raggiungere gli obiettivi di neutralità al 2050 prevedono che [2]:

- **2030:** il 60% delle auto vendute dovranno essere elettriche
- **2035:** il 50% dei veicoli venduti per il trasporto pesante (camion e bus) dovranno essere elettrici e non dovranno più essere vendute auto con propulsione termica (ovvero con motori a combustione interna)
- **2040:** il 50% dei combustibili usati per il trasporto aereo dovrà essere a basse emissioni.

A tali obiettivi sono legate le key milestones per l'elettrificazione proiettate dal 2020 al 2050 e riassunte, per il settore trasporti, in Figura 4.1.

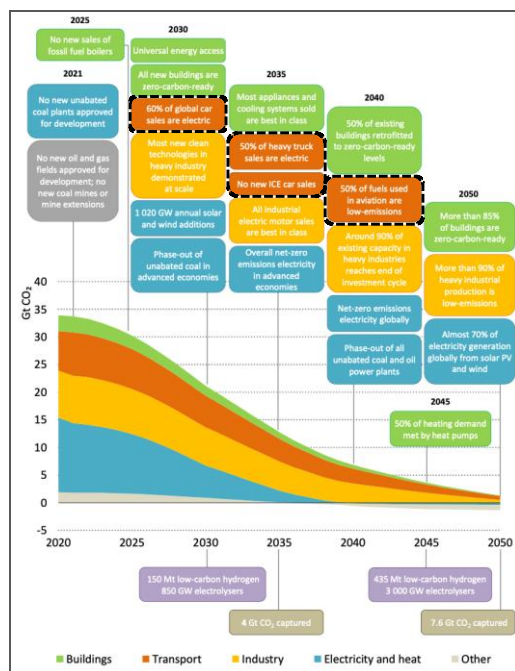


Figura 4.1

Principali milestones nel percorso verso l'obiettivo 2050 "zero emissions" [2]

Secondo le previsioni di IEA entro il 2035 quasi tutte le auto vendute a livello globale saranno elettriche ed entro il 2050 quasi tutti i camion venduti saranno a celle a combustibile o elettrici. Il quadro normativo Europeo che si è delineato a partire dall'approvazione del pacchetto **Fit for 55** di indirizzo delle politiche in materia ambientale e delineato nel Capitolo 2 precedente è in linea con le strategie di IEA (Tabella 4.1).

Sector	2020	2030	2050
<b>Share of electricity in total final consumption</b>			
<b>Transport</b>			
Share of electric vehicles in stock: cars	1%	20%	86%
two/three-wheelers	26%	54%	100%
bus	2%	23%	79%
vans	0%	22%	84%
heavy trucks	0%	8%	59%
Annual battery demand for electric vehicles (TWh)	0.16	6.6	14

Tabella 4.1

Proiezione dei consumi di energia elettrica nel settore trasporti [2]

Si prevede che questo quadro possa condurre ad una diminuzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> del 20% fino al 2030 e del 90% fino al 2050 in tali ambiti del trasporto. I nuovi sistemi propulsivi e i carburanti a basse emissioni, congiuntamente con i cambiamenti comportamentali e con l'introduzione di forme più sostenibili di trasporto delle merci, aiuteranno quindi a ridurre le emissioni di anidride carbonica nel trasporto stradale a lunga distanza. Con riferimento, invece, ai settori del trasporto aereo e del trasporto marittimo la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> risulta molto più complessa ed impegnativa e si stima che le emissioni di CO<sub>2</sub> in atmosfera nel 2050 possano attestarsi ancora a circa a 330 Mt/anno.

Queste proiezioni riflettono il fatto che i mezzi di trasporto, in funzione del loro profilo di missione, reagiscono in maniera molto differente al processo di decarbonizzazione in funzione della maturità tecnologica e che molte delle tecnologie necessarie per ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> nel trasporto a lunga distanza sono attualmente in fase di sviluppo e inizieranno a prendere piede nel mercato non prima del prossimo decennio.

La decarbonizzazione dei trasporti dipende, quindi, essenzialmente da due importanti transizioni tecnologiche: il passaggio alla mobilità elettrica (veicoli elettrici [EV] e veicoli elettrici ibridi a celle a combustibile [FCEV]) e il passaggio all'uso di miscele di combustibili e di carburanti a basse emissioni di carbonio (biocarburanti, idrogeno e combustibili sintetici (*e-fuels*) a base di idrogeno). Affinché queste tecnologie possano affermarsi sono richiesti interventi significativi di supporto per stimolare gli investimenti nelle infrastrutture e per incentivarne l'adozione da parte dei consumatori, e degli utenti finali in genere, promuovendo la riduzione dei costi di proprietà dei veicoli.

Ad oggi si può prevedere che entro il 2040 l'energia elettrica diventerà il vettore energetico dominante nel settore dei trasporti su gomma, specie per quelli a corto raggio (mezzi urbani). I veicoli elettrici alimentati a idrogeno (FCEV) sono favoriti invece per il trasporto a lungo raggio (mezzi per il trasporto merci, bus, ecc.). Per quanto riguarda settori del

trasporto aereo e del trasporto marittimo di lungo raggio, dove le possibilità di utilizzo di elettricità ed idrogeno sono più limitate e difficoltose per i profili di missione tipici, si prevede, dopo il 2030 un impatto applicativo sempre più concentrato di tecnologie basate sull'impiego di biocarburanti e/o di combustibili sintetici.

Sulla base di quanto esposto è possibile individuare i fattori prevalenti che influenzeranno l'andamento del processo di decarbonizzazione nella mobilità: 1) l'autonomia richiesta dalla missione di utilizzo del mezzo di trasporto e la frequenza della ricarica del vettore energetico a bordo in relazione alla capacità del sistema di accumulo; 2) la maturità tecnologica alla quale è strettamente connessa anche la disponibilità delle infrastrutture (colonnine di ricarica per i veicoli elettrici e stazioni di rifornimento di idrogeno).

Per quanto concerne il **trasporto su strada** è necessario distinguere tra i mezzi di piccola taglia (le autovetture e veicoli commerciali leggeri) e i mezzi pesanti. Fino al 2030 si può prevedere che per i mezzi di piccola taglia la tecnologia trainante sarà quella dei veicoli elettrici a batteria mentre i veicoli elettrici alimentati a idrogeno (FCEV) dovrebbero diventare competitivi nell'impiego a bordo di veicoli *off-road* (carrelli elevatori, muletti, e gru) oltre che nell'impiego in mezzi destinati al settore agricolo e al settore minerario. Entro il 2040, grazie alla maggiore autonomia garantita dall'idrogeno e ai più brevi tempi di rifornimento rispetto quelli richiesti per ricarica delle batterie, ci si attende che i veicoli elettrici alimentati a idrogeno (FCEV) possano diventare più competitivi e diffondersi in modo più ampio nel settore delle autovetture e dei veicoli commerciali leggeri. Infine, entro il 2050, i veicoli elettrici alimentati a idrogeno (FCEV) raggiungeranno un livello di competitività tale da mettere in crisi il ruolo delle batterie nel segmento delle autovetture a lunga percorrenza e degli autocarri leggeri.

Va segnalato che, sebbene la mobilità elettrica (veicoli a batteria o a fuel cell) rappresenterà la modalità prevalente, le recenti aperture della Commissione Europea avvenute nel marzo 2023 verso gli e-fuels, se tradotte in atti normativi, potrebbero consentire il mantenimento dei motori termici in alcuni settori delle autovetture e dei mezzi commerciali leggeri.

Per camion, furgoni, bus e minibus è stato dimostrato che rappresentano un segmento di trasporto perfettamente compatibile con la mobilità a idrogeno, potendo immaginare che le sperimentazioni oggi in corso creino i presupposti per far sì che i veicoli pesanti a lungo raggio a idrogeno diventino valide alternative agli altri carburanti (diesel, LNG, elettrico) entro il 2040 e raggiungano il 40% delle vendite annuali entro il 2050.

Nel **trasporto ferroviario** i treni ad idrogeno sono considerati da molti studi e scenari estremamente competitivi soprattutto per le tratte ferroviarie attualmente non elettrificate. In alcuni casi, poiché il costo di elettrificazione può non giustificare le percorrenze e la frequenza del servizio, il ricorso ai treni a idrogeno è ritenuta addirittura una soluzione economicamente più competitiva. Alstom alla fine del 2020 ha dato il via al progetto “*H<sub>2</sub>iseO Hydrogen Valley*”, realizzato in Valcamonica lungo la linea ferroviaria non elettrificata Brescia-Iseo-Edolo da FNM (Ferrovie Nord Milano), Ferrovienord e Trenord. Il progetto prevede la messa in servizio di 14 treni a idrogeno e 40 autobus a idrogeno entro il 2025. Nel caso dei treni, la definizione impiantistica di una stazione di rifornimento a idrogeno ha il vantaggio di poter stimare con un alto grado di affidabilità il fabbisogno di idrogeno che deve erogare giornalmente, essendo il trasporto ferroviario pianificato e costante con tratte ben definite. È dunque evidente che i treni a idrogeno sono un’opzione efficace e abbastanza competitiva che potrebbe portare ad una realtà concreta e diffusa entro il 2050.

La transizione energetica nel **trasporto marittimo** impone una modifica radicale delle infrastrutture portuali e nuove modalità per l'erogazione dei servizi. Come già accennato la maturità tecnologica delle soluzioni energetiche alternative in questo settore non ha ancora raggiunto livelli competitivi. Le prospettive a medio termine vedono i combustibili sintetici (*e-fuels*) a base di idrogeno come la principale possibilità di decarbonizzazione, mentre l'impiego dell'idrogeno all'interno dei porti si può razionalmente configurare come un intervento a lungo termine, che però necessita di essere programmato attraverso una politica di introduzione graduale. Entro il 2050

l'ammoniaca diventerà competitiva con i combustibili fossili e l'idrogeno troverà applicazione se nel frattempo verrà supportato da regolamentazioni specifiche efficaci in grado di semplificare 1) la realizzazione di infrastrutture di rifornimento in ambito portuale e 2) l'impiego a bordo nave.

Nel **trasporto aereo** tra le opzioni di decarbonizzazione, è annoverata la compensazione delle emissioni con attività "carbon-negative". Tuttavia, le soluzioni attualmente più concrete per l'aviazione sono l'uso di carburanti sostenibili (SAF, *Sustainable Aviation Fuel - Carburante sostenibile per l'aviazione*) e l'idrogeno. Ma se i SAF possono essere una soluzione a breve termine, l'aereo a idrogeno costituisce invece una risposta su un piano temporale più ampio. Anche gli aeroporti, così come i porti, possono essere visti come ecosistemi in cui l'energia sarà prodotta, accumulata, distribuita e utilizzata in maniera efficiente. Gli aeroporti si trasformano quindi in hub o *hydrogen valley* dove l'idrogeno, ancor prima di essere impiegato come propulsore per gli aerei, può alimentare una serie di servizi a terra riducendo così il loro impatto ambientale. Anche a bordo dell'aereo, l'idrogeno può essere utilizzato inizialmente per alimentare i servizi ausiliari quali i sistemi di volo, i sistemi di comunicazione nella cabina di pilotaggio, l'illuminazione, il riscaldamento e la refrigerazione. Solo successivamente può diventare il carburante per la propulsione del velivolo attraverso la combustione diretta o alimentando una cella a combustibile.

*“L'idrogeno occupa una posizione unica per contribuire agli obiettivi nazionali ambientali e a una produzione più sicura e affidabile di energia, specie se prodotto da fonti energetiche rinnovabili attraverso l'elettrolisi. Anche la transizione ecologica italiana fa affidamento sulla diffusione dell'idrogeno verde, tanto che il PNRR sta investendo 3,6 miliardi sulla filiera dell'idrogeno.*

*In particolare, l'idrogeno può giocare un doppio ruolo per il Paese: sul lungo termine, fino al 2050, può supportare lo sforzo di decarbonizzazione insieme ad altre tecnologie a basse emissioni di carbonio, soprattutto nei settori “hard-to-abate” (come i processi di produzione ad alta intensità energetica o l'aviazione); sul breve termine, fino al 2030, l'idrogeno diventerà progressivamente competitivo in applicazioni selezionate (come chimica, mobilità, raffinazione petrolifera), consentendo lo sviluppo di un ecosistema nazionale dell'idrogeno, necessario per sfruttare appieno il suo potenziale sul lungo periodo.*

*Le “hydrogen valleys”, ecosistemi che includono sia la produzione che il consumo di idrogeno, potranno rappresentare delle aree per la diffusione dell'idrogeno entro il 2030, predisponendo possibili applicazioni in diversi settori” [1].*

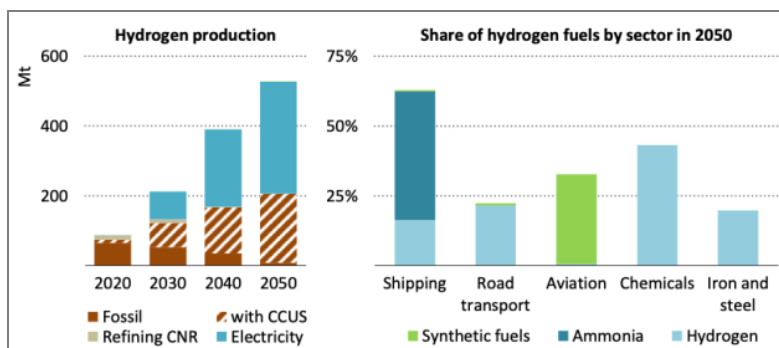
Per consentire la pianificazione e il cambiamento è indispensabile definire traguardi a breve termine per raggiungere gli obiettivi a lungo termine facilitando al contempo una transizione ordinata. Nella Figura 4.1 sono schematizzate le principali tappe della strategia “Net Zero Emissions by 2050” (NZE) dell'IEA per raggiungere gli obiettivi di neutralità al 2050.

In passato l'utilizzo dell'idrogeno nel settore energetico è stato legato principalmente alla raffinazione del petrolio e alla produzione di ammoniaca e metanolo. Nel 2020 la domanda di idrogeno a livello globale è stata di circa 90 Mt, prodotto principalmente da combustibili fossili ed emettendo quasi 900 Mt di CO<sub>2 eq</sub>.

Nello scenario NZE la domanda di idrogeno aumenterà di quasi sei volte, fino a 530 Mt nel 2050, di cui:

- il **50%** verrà utilizzato nell'**industria pesante** (produzione di acciaio e prodotti chimici) e nel **settore dei trasporti**;
- il **30%** verrà convertito in altri **combustibili a base di idrogeno** (ammoniaca per la navigazione e la generazione di elettricità, cherosene sintetico per l'aviazione e metano sintetico miscelato nelle reti del gas);
- il **17-20%** verrà utilizzato nelle centrali elettriche a gas **per bilanciare la crescente produzione di elettricità da solare fotovoltaico ed eolico e per fornire stoccaggio stagionale.**





*Figura 3.2*

*Produzione globale di idrogeno per combustibile e domanda di idrogeno per settore nella NZE [2]*

Secondo le previsioni sopra esposte i costi medi di produzione dell'idrogeno saranno:

- 1-2 USD/kg nel 2050 da gas naturale con CCUS;
- 1,5-3,5 USD/kg nel 2030, 1-2,5 USD/kg nel 2050 da elettrolisi e fonti rinnovabili.

Un'alternativa alla produzione potrebbe essere rappresentata dall'importazione, anche se il trasporto dell'idrogeno a lunga distanza è difficile e costoso a causa della sua bassa densità energetica e può far aggiungere al suo prezzo di produzione circa 1-3 USD/kg. Questo implica che, a seconda delle circostanze di ciascun paese, produrre idrogeno a livello nazionale può essere più economico che importarlo.

A seguito della panoramica sopra riportata, si focalizzerà ora l'attenzione sul campo dei trasporti analizzando la situazione attuale e valutando le possibili proiezioni al 2030-2040-2050 nei diversi settori.

Come già accennato in precedenza i mezzi di trasporto reagiscono in maniera differente al processo di decarbonizzazione in funzione della maturità tecnologica che varia notevolmente da un settore all'altro.

Le emissioni di CO<sub>2</sub> eq dei veicoli a due/tre ruote quasi cesseranno entro il 2040, seguite da automobili, furgoni e ferrovie.

Le emissioni di mezzi pesanti, trasporti marittimi e aerei diminuiranno in media del 6% all'anno tra il 2020 e il 2050, ma complessivamente ammonteranno ancora a più di 0,5 Gt CO<sub>2</sub> eq nel 2050. Ciò riflette il fatto che molte delle tecnologie necessarie per ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> eq nel trasporto a lunga distanza sono attualmente in fase di sviluppo e inizieranno a prendere piede nel mercato non prima del prossimo decennio (Figura 4.3).

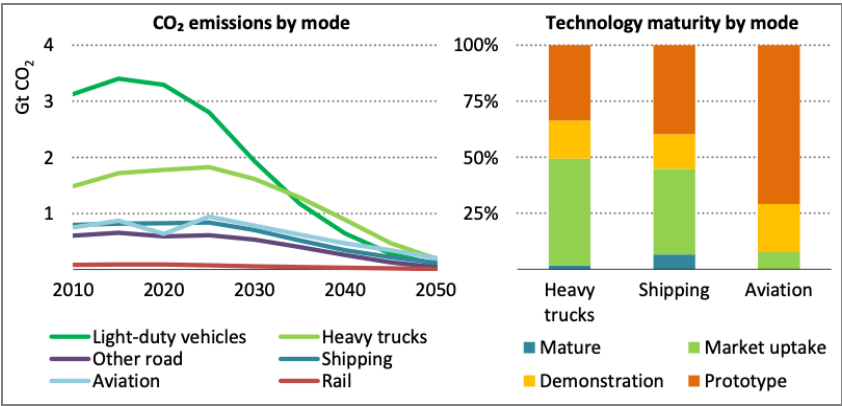


Figura 4.3

*Emissioni globali di CO<sub>2</sub> eq nei trasporti e riduzioni di CO<sub>2</sub> eq fino al 2050 per maturità tecnologica nello scenario NZE [2]*

La decarbonizzazione del settore dei trasporti dipende essenzialmente da due importanti transizioni tecnologiche: il passaggio alla mobilità elettrica (veicoli elettrici [EV] e veicoli elettrici a celle a combustibile [FCEV]) e il passaggio all'uso di miscele di combustibili e all'uso diretto di carburanti a basse emissioni di carbonio (biocarburanti e combustibili a base di idrogeno). Questi cambiamenti richiedono interventi significativi per stimolare gli investimenti nelle infrastrutture e per incentivare l'adozione da parte dei consumatori.

Ad oggi si può prevedere che entro il 2040 l'energia elettrica diventerà il carburante dominante nel settore dei trasporti su gomma, specie per quelli a corto raggio (mezzi urbani). I veicoli a idrogeno (FCEV) sono favoriti invece per il trasporto a lungo raggio (mezzi per il trasporto merci, bus, ecc.). Per quanto riguarda l'aviazione e la navigazione, dove le possibilità di utilizzo di elettricità ed idrogeno sono più limitate, si prevede, dopo il 2030, un utilizzo sempre più basato sui biocarburanti.

Sulla base delle previsioni delineate dai diversi scenari e dalle strategie energetiche finora sviluppate, è possibile individuare i fattori che influenzeranno l'andamento del processo di decarbonizzazione nella mobilità che sono essenzialmente due:

- 1) l'autonomia richiesta dalla missione di utilizzo del mezzo di trasporto e
- 2) la maturità tecnologica alla quale è strettamente connessa anche la disponibilità delle infrastrutture (colonnine di ricarica per i veicoli elettrici e stazioni di rifornimento di idrogeno).

Da ciò ne deriva che, in funzione dell'ambito che si andrà a considerare e dell'applicazione specifica, le soluzioni tecniche saranno diverse e, talvolta complementari.

Di seguito saranno brevemente trattati:

- Trasporto su strada
  - Autovetture
  - Mezzi pesanti
- Trasporto ferroviario
- Trasporto marittimo
- Trasporto aereo.

## **4.1 Trasporto su strada**

Nel 2019 il settore trasporti è stato responsabile del 25,2% del totale delle emissioni nazionali di CO<sub>2</sub> eq in Italia, e il 92,6% delle emissioni derivano dal trasporto su strada (Figura 4.4).



*Figura 4.4 - Emissioni nazionali di CO<sub>2</sub> eq nel 2019 ed emissioni di CO<sub>2</sub> eq derivanti dal settore trasporti [3]*

Questi dati sono indicativi di come il trasporto su strada (passeggeri e merci) resti in Italia la modalità di trasporto principale. Da un’elaborazione dell’Osservatorio sulla Mobilità Sostenibile sulla base di dati Eurostat, è stato riscontrato che nel 2015 in Italia sono state trasportate su gomma 116.820 Mt di merci per km, passate a 133.265 Mt nel 2020, con un aumento del 14,1%, superiore rispetto alla media registrata nello stesso periodo nell’Unione Europea, che è stata dell’11,7% [4].

Osservando le emissioni di CO<sub>2</sub> eq, per ciascuna categoria veicolare su strada nel 2019 (Figura. 4.5) si evince che la percentuale maggiore è dovuta alle autovetture (68,7%), seguite dai veicoli commerciali pesanti (15,4%) e leggeri (10%). Da qui l’esigenza di incentivare le modalità di trasporto passeggeri pubblico (bus, tram, ecc.) e condiviso (car/bike/scooter-sharing) oltre che potenziare l’intermodalità.

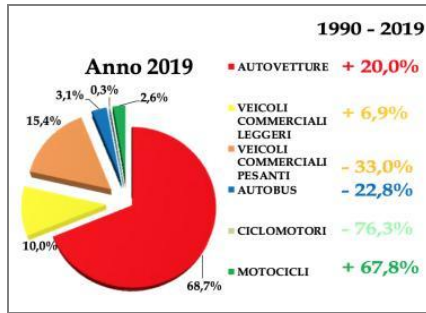


Figura 4.5 - Emissioni nazionali di CO<sub>2</sub> eq nel 2019 per categoria veicolare [3]

Gli indirizzi normativi comunitari, tramite il cosiddetto pacchetto *Fit for 55%*, hanno introdotto un abbattimento delle emissioni di “gas ad effetto serra” (CO<sub>2eq</sub>) dei veicoli pari al 100% per il 2035. Questo significa che, come già accennato, a partire dal 2035 non sarà più possibile immettere sul mercato dell’UE autovetture o furgoni con motore a combustione interna. E’ pur da considerare che la Commissione Europea ha stabilito una revisione intermedia al 2026 della ‘evoluzione delle tecnologie’ allo scopo di verificare la fattibilità degli obiettivi legiferati così come vi è da segnalare che, all’interno del Consiglio Europeo, è stato già a luglio 2022 raggiunto un accordo tra i ministri dell’ambiente europei che prevede la possibilità di considerare la commercializzazione, in generale, di vetture con propulsione termica alimentate da *combustibili climaticamente neutri*, ossia capaci di rispondere agli obiettivi del *Fit for 55%* senza precludere o escludere a priori una tecnologia.

Tale apertura, derivante da un emendamento presentato dalla Germania, e appoggiato fra gli altri paesi anche dall’Italia, apre evidentemente la strada alla necessità di continuare la ricerca sui motori endotermici non solo per applicazioni su veicoli commerciali a lungo raggio ma anche sulle autovetture considerando l’impiego, nell’ambito di propulsori ibridi o ibridi plug-in, di unità termiche alimentate da combustibili sintetici. Ciò deriva anche dalla considerazione che ad oggi il motore termico è il mezzo propulsivo tecnologicamente più “maturo”, affidabile e meno costoso in assoluto.

Sulla base dell'atteso sviluppo delle tecnologie innovative è possibile fare delle previsioni della penetrazione nel mercato, nel settore dell'automobile, di veicoli alimentati con le tecnologie identificate in precedenza per la transizione energetica.

Per missioni d'uso a corto raggio, ovvero per autonomie sotto i 100-200 km/giorno, la propulsione elettrica a batterie è identificata come l'opzione più idonea per alimentare il trasporto leggero e urbano, soprattutto se intervengono incentivi statali che assorbano parzialmente i costi, almeno in attesa che diminuiscano per effetto della crescita della quota di mercato. Secondo quanto previsto dal PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030), l'Italia dovrebbe raggiungere la quota di 6 milioni di auto elettriche nel 2030.

Le autovetture impiegate per uso urbano a livello privato sono spesso utilizzate per la tipica percorrenza casa-lavoro-casa, caratterizzata da diverse ore di parcheggio durante le quali i veicoli, se fossero elettrici, potrebbero essere ricaricati ripristinando la completa autonomia delle batterie.

Dalle Figure 4.6 e 4.7 si può osservare la distribuzione percentuale dei passeggeri per km in funzione della modalità di trasporto impiegata e nelle diverse circoscrizioni territoriali. È evidente l'uso preponderante delle auto, che tra l'altro dal 2019 al 2020 è aumentato, probabilmente a causa della pandemia da Covid 19 che, per timore dei contagi, ha portato all'uso dei mezzi privati a sfavore dei mezzi pubblici.

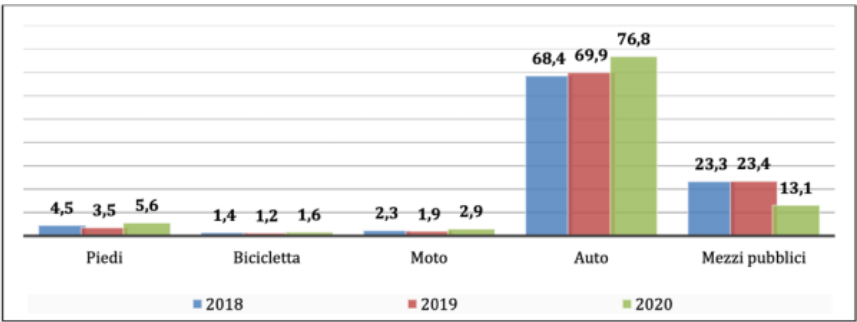


Figura 4.6 - Distribuzione % dei passeggeri per km in funzione della modalità di trasporto impiegata [5]

Fonte: Isfort, Osservatorio “Audimob” sulla mobilità degli italiani

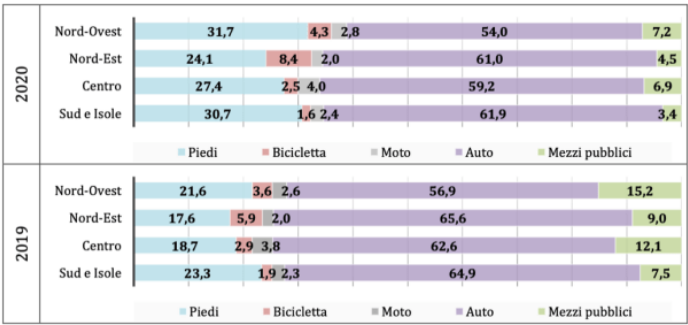


Figura 4.7 - Distribuzione % degli spostamenti per modo di trasporto utilizzato e circoscrizioni territoriali [5]

Fonte: Isfort, Osservatorio “Audimob” sulla mobilità degli italiani

Se l'autonomia dei veicoli elettrici (solo a batteria) è sostenibile nell'ambito della mobilità urbana o di veicoli leggeri con profilo di missione definito in termini di consumi, percorrenza e tempo, non lo è più se si considerano veicoli con utilizzo su lunghe percorrenze, ovvero mezzi pesanti, bus, veicoli commerciali, ecc. In questo caso i profili di missione richiedono la copertura di autonomie superiori ai 200 km con le note difficoltà legate alle batterie e ai tempi di ricarica (Figura 4.8).

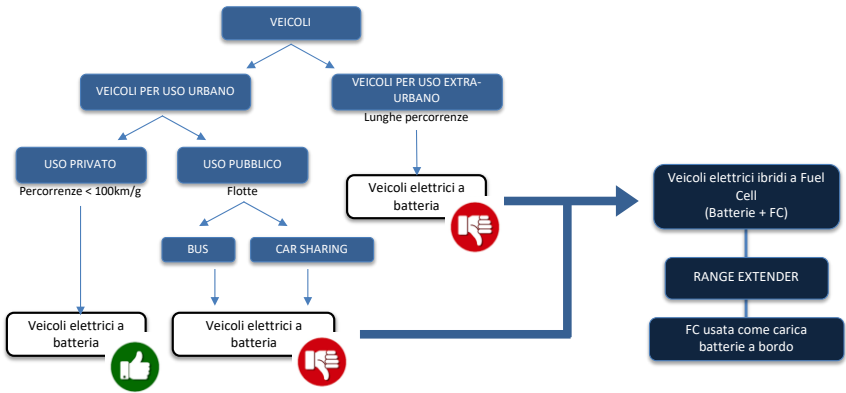


Figura 4.8 – Modalità di approccio alla mobilità elettrica ibrida

Di conseguenza l'impiego dell'idrogeno nel mercato della mobilità evolve con la crescente accettazione del fatto che le automobili potrebbero non essere il percorso più efficace o economico, almeno nei primi tempi, mentre i camion, gli autobus e gli altri veicoli commerciali consentiranno di dimostrare un'applicazione maggiore dell'idrogeno, aprendo la strada per la realizzazione delle infrastrutture di cui successivamente beneficeranno i veicoli più piccoli.

### Autovetture

Nello sviluppo degli scenari delle autovetture a breve (2030), medio (2040) e lungo (2050) termine è assolutamente necessario, ai fini di una valutazione delle richieste di energia elettrica aggiuntive in Italia, provare ad eseguire una stima previsionale dell'impatto della transizione energetica verso sistemi *carbon neutral*.

L'analisi è stata limitata al settore delle autovetture, per le quali è possibile basarsi su stime più omogenee fra i diversi centri studi (pur con i gradi di incertezza sicuramente presenti) della penetrazione sul mercato al 2030, 2040 e 2050 delle tecnologie propulsive (Figura 4.9) [2], raggruppate per macro-tipologia in (Figura 4.10): ICE, HEV, BEV, PHEV, BEV, FCEV.

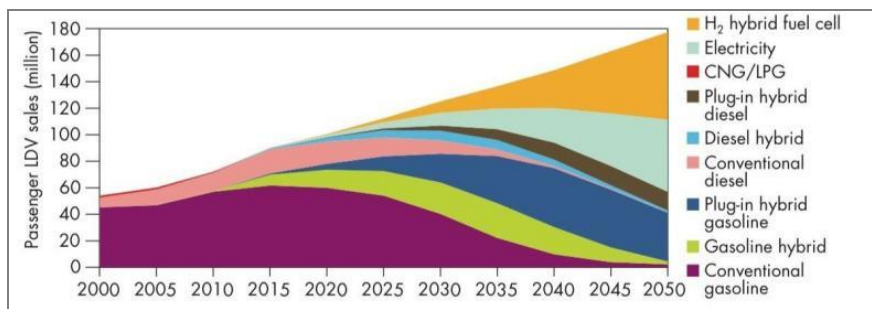
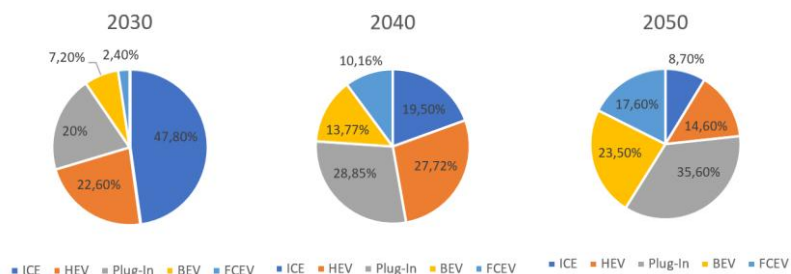


Figura 4.9 - Previsione penetrazione nel mercato per varie tipologie di sistema propulsivo e di vettore energetico [2]





*Figura 4.10 - Percentuali di presenza dei diversi sistemi propulsivi in funzione del periodo di previsione*

Le previsioni di penetrazione nel mercato in base alla tipologia di sistema propulsivo, a partire dai dati disponibili in [7], sono state tradotte in una previsione della distribuzione ripartita per segmento di autovettura secondo la classificazione europea:

- A – City cars, e.g.: Fiat 500
- B – Small cars, e.g.: Renault Clio
- C – Medium cars, e.g.: Volkswagen Golf
- D – Large cars, e.g.: BMW 3-Series
- E – Executive cars, e.g.: Audi A6
- F – Luxury cars, e.g.: Mercedes S-Class
- J – Sport Utility Vehicles (SUV), e.g.: Volkswagen Tiguan
- M - Multi Purpose Vehicles (MPV), e.g.: Renault Scénic
- S - Sport coupes, e.g.: Porsche 911

Si è assunto poi di considerare valida per l'Italia la distribuzione percentuale delle autovetture fra i diversi segmenti rilevata nel mercato europeo nel 2022, come mostrato in Figura 4.11 [6]. Tale distribuzione è stata mantenuta anche nei tre orizzonti temporali (2030, 2040 e 2050) pur con qualche incertezza sulla futura penetrazione dei sistemi di propulsione, in particolare BEV e FCEV, fra i diversi segmenti e della eventuale variabile costituita da nuove forme di mobilità e di possesso dei veicoli privati (esempio: noleggio, car sharing, ecc).

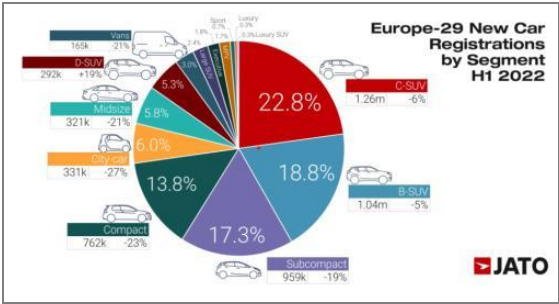
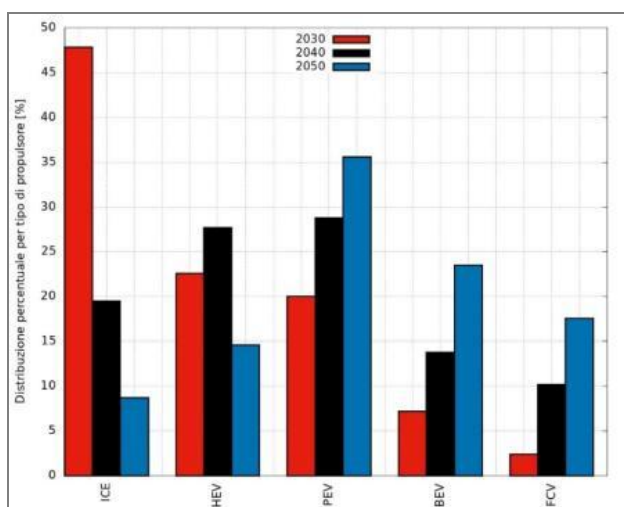


Figura 4.11 – Distribuzione dei segmenti di automobili nel mercato europeo [6]

In Tabella 4.2 sono riportati i dati cumulativi riferiti al numero di veicoli afferenti ai suddetti segmenti e in Figura 4.12 è rappresentata la previsione della distribuzione percentuale dei veicoli, dove con il termine ICE si intende un veicolo tradizionale dotato di solo motore termico ed alimentato a benzina. Tale previsione è stata ottenuta tramite l’algoritmo ETS, che estrapola i dati statistici ottenuti negli anni di riferimento (e reperibili in [7]), ossia nella finestra temporale 2010-2020 (come riportato in [9]). Si nota che ci sarà, in previsione, una riduzione degli ICEV con un progressivo aumento di PHEV, BEV e FCEV a seguito delle disposizioni normative legate al pacchetto **Fit for 55** e del relativo divieto di commercializzazione di vetture nuove con motore termico a partire dal 2035. Nello scenario basato sulle attuali disposizioni normative del Parlamento e del Consiglio Europeo richiamate nel Capitolo 2, la previsione indica che gli HEV rappresenteranno un’importante tappa intermedia fino al 2040, per poi essere gradualmente sostituiti da PHEV (indicati anche con l’acronimo PEV nei grafici e nelle tabelle), BEV e FCEV (indicati anche con l’acronimo FCV nei grafici e nelle tabelle).

	2030	2040	2050
<i>ICE</i>	20.356.109	8.973.516	4.234.247
<i>HEV</i>	9.624.437	12.756.197	7.105.746
<i>PHEV</i>	8.517.202	13.276.202	17.326.342
<i>BEV</i>	3.066.192	6.336.683	11.437.333
<i>FCEV</i>	1.022.064	4.675.432	8.565.832

*Tabella 4.2 - Numero veicoli per tipologia di sistema propulsivo e anno*

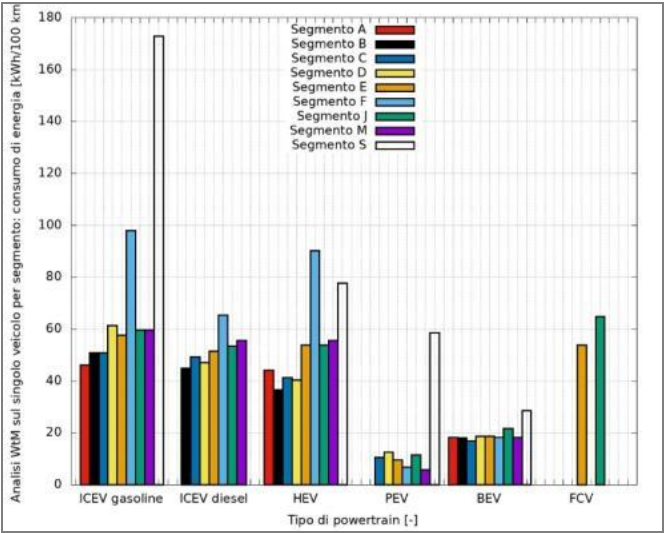


*Figura 4.12*

*Previsione della distribuzione percentuale dei veicoli passeggeri in Italia per tipologia di propulsore fino al 2050 [9]*

Sulla base delle informazioni e della profilazione stimata del parco auto circolante in Italia in funzione della prospettiva temporale (breve, medio e lungo periodo) e della tipologia di sistemi di propulsione, è possibile effettuare un confronto dei consumi energetici tra sistemi propulsivi con motore termico, eventualmente ibridi o Plug-In, sistemi propulsivi elettrici a batteria ed elettrici ad idrogeno, esprimendo la spesa energetica in termini di [kWh/100 km] e secondo un bilancio Well-to-Whell (WtW, ossia *‘Dal pozzo alle ruote’*), prendendo quindi in considerazione le spese energetiche passive necessarie per l'estrazione o produzione dell'energia o del vettore energetico, per il trasporto dell'energia, per lo stoccaggio energetico a bordo, e per la conversione finale dell'energia in lavoro meccanico alle ruote. Tenendo anche conto degli alti rendimenti, per i combustibili fossili è ragionevole considerare trascurabili le spese energetiche necessarie per il trasporto dell'energia e per lo stoccaggio energetico del combustibile a bordo veicolo, in quanto si tratta di fonti combustibili per la maggior parte stoccati in forma liquida. Diverso è il discorso per il trasporto e lo stoccaggio dell'elettricità a bordo del veicolo nella batteria, per i quali va considerata sia la perdita di rete sia il rendimento di carica della batteria. Con riferimento all'idrogeno, invece non sono trascurabili le spese energetiche per unità di massa richieste per la sua produzione e per lo stoccaggio a bordo veicolo, considerato in forma gassosa. In questo studio si è scelto di considerare sia la produzione di idrogeno verde, ovvero tramite elettrolisi dell'acqua attraverso energia prodotta da fonti rinnovabili, nell'ottica di un obiettivo di produzione a zero emissioni, sia la produzione di idrogeno blu, prodotto tramite *steam reforming* impiegando gas naturale e con successiva cattura della CO<sub>2</sub> emessa. Il procedimento tecnologico per la produzione di idrogeno verde comporta una spesa energetica media più che doppia (variabile tra 45 e 60 kWh/kg<sub>H2</sub>) rispetto alla produzione di idrogeno blu (stimabile in 15-20 kWh/kgH<sub>2</sub>). Inoltre, per l'idrogeno occorre considerare una gravosa spesa energetica per lo stoccaggio in forma gassosa (a 350 o 700 bar nel serbatoio a bordo veicolo considerato in questa analisi) a causa della sua bassissima densità e quindi densità energetica volumetrica a pressione atmosferica.

Noti i consumi dichiarati per ogni veicolo di riferimento del segmento dai produttori (e ipotizzati validi per tutto gli scenari), la Figura 4.13 mostra i risultati dell'analisi *WtW* [8] che riportano, per singola tecnologia propulsiva e singolo segmento di autovettura, l'energia necessaria totale a percorrere 100 km, valutata prendendo come riferimento il ciclo omologativo WLTP. Va osservato che per i veicoli Plug-In (PHEV e PEV) tali dati di consumo non contemplano l'energia richiesta per la carica della batteria durante la prova di omologazione determinandone una spesa energetica sottostimata rispetto al dato reale. Come ulteriore e importante passo, sulla base dei consumi dichiarati e della previsione delle unità di **veicoli elettrici a batteria (BEV) e a Fuel Cell (FCEV)**, in funzione del segmento e dell'anno (2030/2040/2050), ipotizzando una percorrenza media di 12.000 km/anno, è possibile stimare il fabbisogno di energia elettrica annuale [TWh/anno] per la loro alimentazione, per i diversi scenari a breve (2030), medio (2040) e lungo termine (2050), con relativo incremento di fabbisogno energetico necessario rispetto alla produzione di energia elettrica nel 2021 in Italia, come riportato in Tabella 4.3.



*Figura 4.14*  
Analisi WtW sul singolo veicolo per propulsore e tipo di segmento – Consumo medio

calcolato sul ciclo WLTP– Il valore zero indica assenza di dati disponibili [9]

Spesa energetica totale [TWh/anno]	2030	Incremento Energetico	2040	Incremento Energetico	2050	Incremento Energetico
BEV	7,3	<b>+2,5%</b>	15,1	<b>+5,2%</b>	27,2	<b>+9,4%</b>
FCEV	6,1	<b>+2,1%</b>	27,9	<b>+9,7%</b>	51,2	<b>+17,7%</b>
<i>TOT</i>	13,4	<b>+4,6%</b>	43,0	<b>+14,9%</b>	78,4	<b>+27,1%</b>

*Tabella 4.3 – Consumi elettrici annuali nei diversi scenari temporali per alimentare BEV e FCEV (idrogeno verde) – Incremento percentuale nella produzione di elettricità rispetto alla produzione nazionale italiana nel 2021*

È anche possibile valutare la quantità di idrogeno necessaria per alimentare i veicoli FCEV (Tabella 4.4), considerando la produzione di idrogeno verde e di idrogeno blu.

Idrogeno	2030	2040	2050
H <sub>2</sub> da FCEV [ton]	108.096,8	494.488,6	905.949,8
<i>Green H<sub>2</sub></i> [TWh/anno]	6,1	27,9	51,2
<i>Blue H<sub>2</sub></i> [TWh/anno]	1,5	6,7	12,2

*Tabella 4.4 - Idrogeno da produrre per alimentare i FCEV – Consumo di energia elettrica per la produzione di idrogeno verde e blu*

### **Mezzi pesanti (Camion, bus, veicoli commerciali)**

Camion, furgoni, bus e minibus sono responsabili di circa un quarto (25%) delle emissioni di CO<sub>2</sub><sub>eq</sub> proveniente dal trasporto su strada e di circa il 6% di tutte le emissioni a livello europeo.

Per raggiungere gli obiettivi prefissati al 2030 e 2050, gli Original Equipment Manufacturers (OEMs) stanno iniziando a investire in motori alternativi, per un passaggio progressivo dai carburanti diesel, ora maggiormente utilizzati dai mezzi pesanti, a combustibili con minori emissioni di carbonio (idrogeno, biocarburanti, biometano, ecc.), motori elettrici o GNL. A guidare la scelta dei consumatori in questo settore non è solo la competitività a livello di costi (cioè il Total Cost of Ownership - TCO) ma anche i parametri tecnici (come il tempo di rifornimento). Per esempio, il TCO dei camion a celle a combustibile è attualmente poco competitivo rispetto ad altre alternative a basse emissioni di carbonio, ma il suo miglior chilometraggio e i più brevi tempi di rifornimento costituiscono degli elementi decisivi al fine di creare le premesse per un'adozione rapida di soluzioni a base di idrogeno. A tal proposito si prevede che il TCO dei camion a celle a combustibile potrà diventare competitivo rispetto ai camion diesel nei prossimi dieci anni, quando sia il costo dei veicoli che il prezzo dell'idrogeno saranno diminuiti.

Da un'analisi del 2020 relativa al potenziale di mercato delle celle a combustibile per impieghi nei veicoli pesanti è stato dimostrato che gli autocarri pesanti (Heavy-Duty-Trucks, HDT) rappresentano un segmento di trasporto perfettamente praticabile e compatibile con la mobilità a idrogeno, così come diversi progetti stanno ampiamente dimostrando [11, 12] (Figure 4.14 e 4.15).

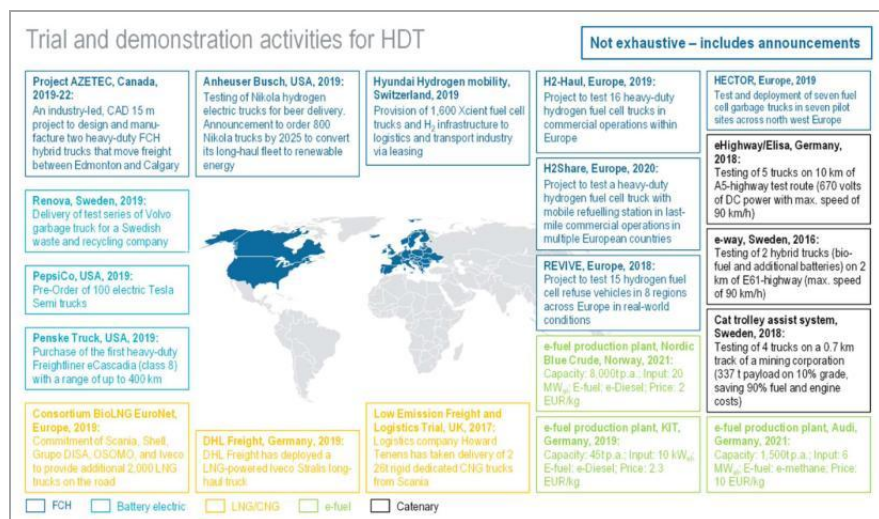


Figura 4.14 – Panoramica delle attività di test e dimostrazione degli HDT [11]

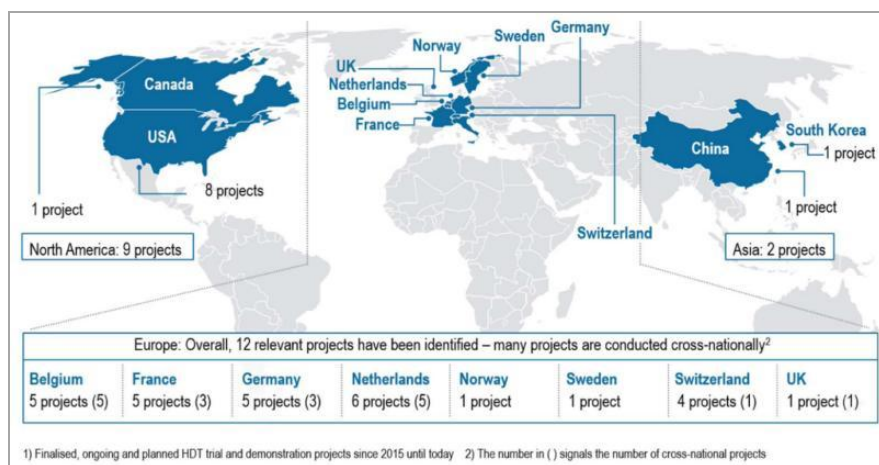


Figura 4.15 – Panoramica dei progetti dimostrativi sugli HDT [11]

Dal punto di vista prettamente tecnologico la configurazione di sistemi di propulsione ibrida, detta *RANGE EXTENDER* (batterie e celle a combustibile/Fuel Cell-FC), è quella più adottata proprio per i veicoli a lungo raggio (bus extra-urbani e camion) e per i veicoli gestiti in flotte



quali bus urbani e/o veicoli usati in condivisione (servizi di car-sharing, car-pooling).

I vantaggi della configurazione range extender sono diversi e non riguardano esclusivamente gli aspetti tecnici ma anche quelli economici.

Innanzitutto, la possibilità di estendere l'autonomia delle batterie consente di ottenere veicoli in grado di garantire autonomie elevate senza dover sottostare ai lunghi tempi di ricarica delle batterie che, oltre alla temporanea inoperatività del veicolo, comportano anche la necessità di sostituire il veicolo in ricarica con un altro che svolga il servizio a cui il mezzo è destinato. Questo aspetto diventa sostanziale nel caso di gestione di flotte, in quanto si tradurrebbe nella necessità di disporre di un parco veicoli più numeroso e quindi in un maggior investimento in termini economici. Con specifico riferimento ai camion, capita spesso che vengano impiegati per due turni consecutivi da due conducenti diversi; per questo tipo di applicazioni, attendere che i veicoli a batteria si ricarichino non è fattibile dal punto di vista operativo.

Altri rilevanti vantaggi dell'architettura range extender sono:

- minor tempo di ricarica necessario per le batterie in quanto la ricarica che avviene a bordo da parte del sistema Fuel Cell fa sì che a fine servizio le batterie non si scarichino totalmente;
- costi più accessibili rispetto alla configurazione Total FC (senza batterie) dovuti all'utilizzo di un sistema Fuel Cell di taglia ridotta e quindi meno oneroso;
- minor quantità di idrogeno da stoccare a bordo e minor peso (rispetto alla configurazione totalmente a Fuel Cell) dovuti alla taglia più piccola del FC system da alimentare;
- tempi necessari per effettuare il rifornimento di idrogeno confrontabili a quelli del rifornimento dei tradizionali combustibili.

Per le ragioni sopra esposte la configurazione range extender ad oggi sembra essere quella più realizzabile in termini economici rendendo il

prodotto finale più competitivo rispetto ad uno puramente elettrico (solo batterie) o in configurazione totalmente Fuel Cell che presenta costi maggiori ai fini dell'immissione sul mercato.

Dal punto di vista tecnico la soluzione ibrida consente di usufruire dei vantaggi di entrambe le tecnologie (batterie e FC) potendo destinare le batterie all'inseguimento del carico (più veloci e pronte a rispondere alle variazioni di potenze richiesta) e dedicando, invece, il sistema Fuel Cell alla copertura del carico fisso (evitando quindi stress dinamici che ne riducono la vita).

Il consumo medio di un mezzo pesante è pari a circa 0,075-0,1 kgH<sub>2</sub>/km (7,5-10 kgH<sub>2</sub> ogni 100 km). Ipotizzando una pressione di stoccaggio a bordo veicolo a 700 bar, con capacità dei serbatoi 60-80 kg le autonomie variano tra i 600 e gli 800 km.

Un recente studio del FCH JU [11] fornisce un confronto tra tecnologie di propulsione alternative per autocarri pesanti (Heavy-Duty-Trucks, HDT), analizzando lo stato dell'arte della tecnologia e sviluppando un'analisi del costo totale di proprietà (Total Cost of Ownership - TCO). Il confronto ha mostrato che le applicazioni FCH presentano un'alternativa a emissioni zero molto promettente per le operazioni a lungo raggio grazie alla loro elevata flessibilità operativa e ai tempi di rifornimento relativamente brevi.

In Figura 4.16 è riportato un confronto tra le opzioni di tecnologie di propulsione alternative per il settore degli HD'T, vale a dire veicoli a idrogeno (FCH), veicoli elettrici a batteria (BEV), carburanti a basse emissioni di carbonio, e-fuels. Per una panoramica completa dello stato dell'arte della tecnologia il confronto considera tre principali indicatori:

- Technology Readiness Level (TRL) di ciascuna tecnologia identificato su una scala che va dall'ideazione al pieno utilizzo commerciale;
- Disponibilità di infrastrutture di rifornimento e ricarica;
- Potenziale riduzione delle emissioni dal serbatoio alla ruota (Tank-to-Wheel, TtW)

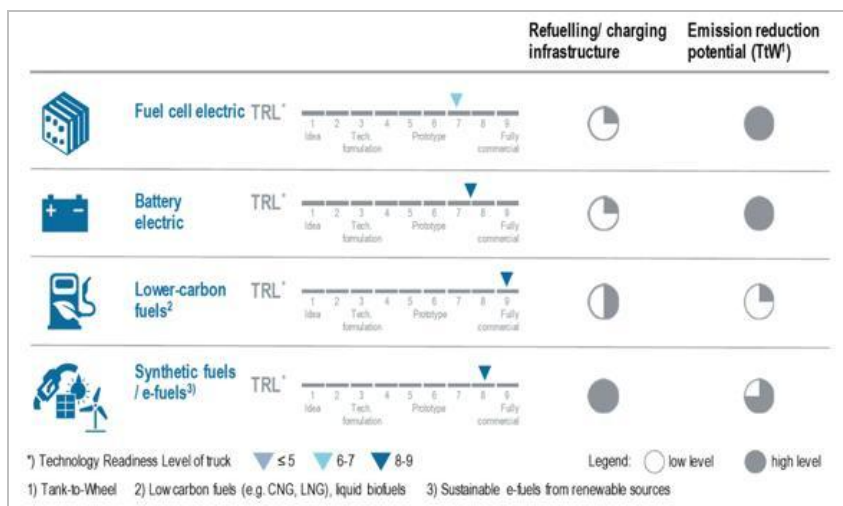


Figura 4.16 – Confronto di tecnologie di sistema di propulsione per HDT [11]

Dal punto di vista del TCO, gli autocarri pesanti hanno le potenzialità per diventare competitivi in termini di costi già entro il 2027-30 se i volumi di produzione aumentano rapidamente. I presupposti sono:

- una produzione su larga scala di autocarri a FC
- un costo dell'idrogeno inferiore a 6 EUR/kg.

Partendo da tali presupposti, si giunge, a una potenziale vendita di circa il 17% di autocarri a Fuel Cell venduti nel 2030 (circa 59.500 unità).

La produzione su scala industriale, prezzi accessibili dell'idrogeno verde e la costruzione dell'infrastruttura di rifornimento di idrogeno sono considerati elementi chiave. Ancora più importante sarebbe raggiungere un'elevata quota di vendite nei primi anni del decennio 2030-40 per poter eliminare gradualmente la maggior parte dei camion diesel entro il 2050.

Alla luce delle ragioni esposte, il mercato europeo dei camion a celle a combustibile sta accelerando e ad oggi risultano già operativi in Svizzera i primi dieci camion a lungo raggio a celle a combustibile. Se l'Italia seguisse un simile percorso si potrebbe prevedere una

penetrazione di almeno il 2% di camion a lungo raggio a celle a combustibile entro il 2030, su una flotta nazionale totale di circa 200.000 veicoli.

Tuttavia, la realizzazione di questo potenziale di mercato dipenderà dalla realizzazione di un sistema finanziario e normativo in grado di supportare contemporaneamente tutte le parti interessate: operatori di autocarri e utenti logistici, OEM di autocarri, fornitori di tecnologia, fornitori di carburante e infrastrutture.

In particolare, è necessario realizzare una rete dedicata con decine di stazioni di rifornimento a idrogeno, dando priorità alle aree strategiche per il trasporto su mezzi pesanti (ad esempio quelle vicino ai terminali interni e lungo gli itinerari tipicamente percorsi dai camion a lungo raggio).

Più in dettaglio, per garantire un'adeguata connettività transfrontaliera dell'UE e per supportare i 60.000 camion a idrogeno che sono ufficialmente previsti sulle strade dell'UE entro il 2030, devono essere installate stazioni di rifornimento almeno ogni 150 km lungo la rete automobilistica transeuropea di trasporto (TEN-T).

Inoltre, le sinergie tra le reti transeuropee di trasporto (TEN-T) e le reti transeuropee per l'energia (TEN-E) dovrebbero essere ulteriormente esplorate per creare un collegamento diretto tra la fonte di combustibile, l'ottimizzazione della produzione, l'uso e il trasporto di grandi quantità di idrogeno e l'aumento della domanda di idrogeno per il settore dei trasporti attraverso lo sviluppo della rete di infrastrutture per l'idrogeno.

La figura 4.17 schematizza le principali barriere all'applicazione della tecnologia Fuel Cell nei mezzi pesanti.

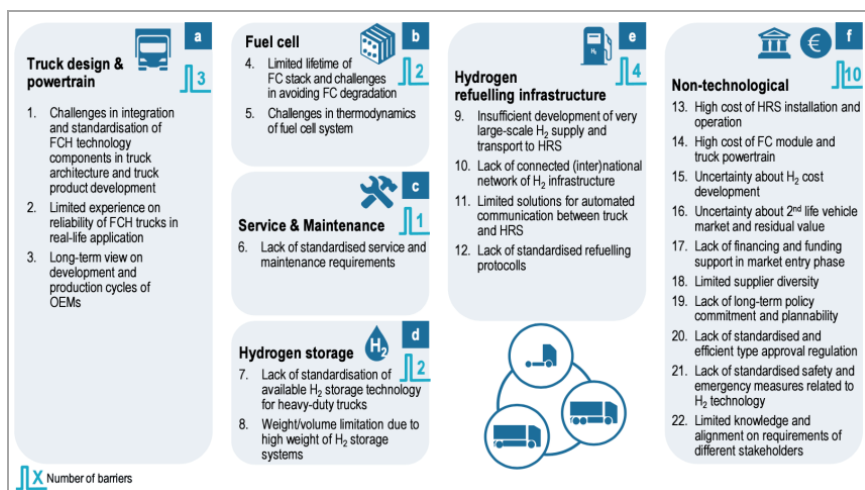


Figura 4.17 – Confronto di tecnologie di powertrain per HDT [11]

## 4.2 Trasporto ferroviario

La transizione del settore trasporto ferroviario sarà caratterizzata da importanti evoluzioni tecnologiche che vedranno l'impiego dell'idrogeno come un elemento chiave per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione. A titolo esemplificativo una flotta di circa 30 treni alimentati a gasolio emette nell'atmosfera in un anno di servizio commerciale ca. 22.000 tonnellate di CO<sub>2</sub> che sono del tutto evitate in un treno alimentato con idrogeno verde.

I treni ad idrogeno sono considerati da molti studi e scenari estremamente competitivi soprattutto per le tratte ferroviarie attualmente non elettrificate, con particolare riferimento al settore del trasporto locale (escludendo i servizi ad alta velocità e merci per le alte potenze in gioco). In alcuni casi, poiché il costo di elettrificazione può non giustificare le percorrenze e la frequenza del servizio, il ricorso ai treni a idrogeno è ritenuta addirittura una soluzione economicamente più competitiva mostrando un TCO (Total Cost of Ownership) inferiore o simile all'elettrificazione e all'impiego di treni diesel-elettrici.

L'idrogeno è visto, dunque, come una tecnologia abilitante fondamentale per la decarbonizzazione del trasporto ferroviario in

quanto può fornire la soluzione più conveniente per alcune linee che sono ancora gestite con treni diesel, rinnovando le unità diesel o sostituendo i treni esistenti con nuovi treni alimentati a idrogeno. Inoltre, i treni FCH potrebbero fornire valide opzioni a emissioni zero non solo per i treni passeggeri regionali, ma anche per le locomotive di manovra.

Pertanto, nei prossimi dieci anni i treni a celle a combustibile potranno diventare competitivi a livello di costi rispetto ai treni diesel.

Un altro elemento favorevole per il settore ferroviario è l'elevato indice di predicibilità del consumo che risulta essere molto affidabile, in quanto basato su servizi ben individuati; in questo modo l'infrastruttura di rifornimento d'idrogeno può essere facilmente dimensionabile e potenzialmente condivisa anche con altri tipi di mobilità, rendendo le stazioni di rifornimento dei servizi multiuso con attesa riduzione dei costi.

È quindi evidente che lo sviluppo di questo mercato può costituire una fonte di incentivazione alla produzione di idrogeno da rinnovabili (paradigma del Power to Gas, P2G) ed è una opportunità di sviluppo dell'intera filiera  $H_2$  e della tecnologia Fuel Cell (componenti, stack, sistemi).

Analizzando più da vicino la situazione della rete ferroviaria italiana si evince che il 27,6% è attualmente composta da linee non elettrificate, servite di conseguenza con treni diesel [14]. In particolare, dei 16.829 km di linee ferroviarie in esercizio 4.645 km non sono elettrificate (Tabella 4.3). Tenuto conto che in alcune regioni i treni diesel hanno un'età media elevata e che quindi dovrebbero essere sostituiti nei prossimi anni, è ragionevole pensare che potrebbe crearsi l'occasione ideale per la conversione all'idrogeno entro il 2030.

Rete RFI	
Linee ferroviarie in esercizio	<b>16.829 km</b>
Alimentazione	
<i>Linee elettrificate</i>	<i>12.184 km</i>
• Linee a doppio binario	7.654 km
• Linee a semplice binario	4.530 km
<i>Linee non elettrificate (diesel)</i>	<i>4.645 km</i>
Reti regionali interconnesse	
Linee ferroviarie in esercizio	<b>1.542 km</b>
Reti regionali isolate	
Linee ferroviarie in esercizio	<b>1.087 km</b>
<b>TOTALE RETI ITALIANE</b>	<b>19.458 km</b>

***Tabella 4.3 – La rete ferroviaria italiana***

Nell'integrazione e nell'assemblaggio dei treni FCH l'Europa ha assunto una posizione di leadership grazie al lavoro innovativo di

Alstom e Siemens. Sebbene in Asia e in Canada vi sia un'attività dimostrativa di treni passeggeri, sembra che l'Europa sia all'avanguardia in questo settore, in particolare per quanto riguarda l'integrazione dei sistemi di alimentazione a celle a combustibile, la fornitura di infrastrutture su larga scala e la regolamentazione per consentire l'uso dell'idrogeno nelle ferrovie [13]. Difatti già da qualche anno in alcuni Paesi europei (ad esempio la Germania, pioniera in questo settore) i treni passeggeri a idrogeno sono pienamente operativi e utilizzati regolarmente dai viaggiatori. Nel Regno Unito e in Francia sono state fatte alcune proposte per sostituire completamente i treni diesel con quelli a idrogeno entro i prossimi vent'anni per la percorrenza di tratte difficili da elettrificare. I casi d'uso basati su questa tecnologia indicano che il TCO è compreso tra il 5 e il 20% in più rispetto alle opzioni convenzionali (a seconda del costo dell'idrogeno).

Alstom è stata la prima azienda al mondo a mettere in servizio nel 2018 un treno passeggeri a idrogeno (Coradia iLint) in Germania. Da allora il convoglio è stato testato in Austria, Paesi Bassi, Svezia e Polonia, e acquistato da Francia e Italia.

Il contratto con l'Italia, siglato alla fine del 2020, dà il via al progetto "H<sub>2</sub>iseO Hydrogen Valley", realizzato in Valcamonica lungo la linea ferroviaria non elettrificata Brescia-Iseo-Edolo da FNM (Ferrovie Nord Milano), Ferrovienord e Trenord (fig. 19). Il progetto si sviluppa su tre fasi e prevede (Figura 4.19) [15]:

- Fase 1: fornitura da parte di Alstom di 6 treni a idrogeno entro il 2023 e realizzazione di un primo impianto di produzione, stoccaggio e distribuzione di idrogeno a Iseo, con tecnologia Steam Methane Reforming (SMR) a partire da biometano e "cattura della CO<sub>2</sub>", con una capacità produttiva di circa 1.400 KgH<sub>2</sub> /giorno nella stazione di Iseo. Avvio del servizio entro i primi 6 mesi del 2024;
- Fase 2: fornitura di ulteriori 8 treni a idrogeno entro il 2025, che andranno a completare la conversione dell'intera flotta in veicoli totalmente green. È inoltre prevista, sempre entro il 2025, la realizzazione di uno o due ulteriori impianti di produzione di idrogeno verde da fonti rinnovabili tramite elettrolisi nella zona di Brescia e/o di Edolo, con una capacità produttiva di circa 1.400 KgH<sub>2</sub> / giorno;



- Fase 3: messa in servizio di 40 autobus a idrogeno (FNM Autoservizi) entro il 2025.

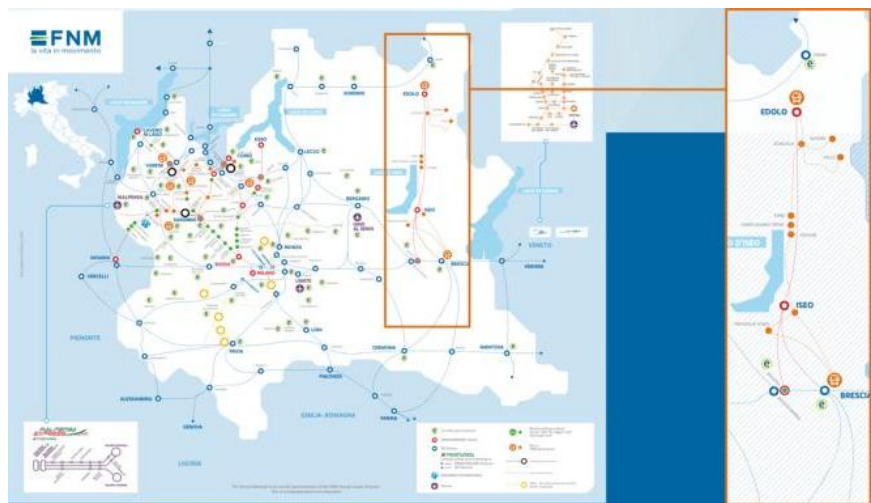


Figura 4.19 – Linea ferroviaria Brescia-Iseo-Edolo

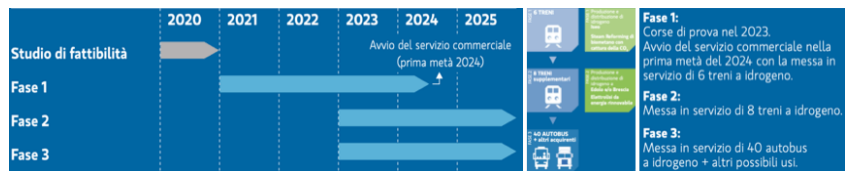


Figura 4.20 – Timeline del progetto “H<sub>2</sub>iseO Hydrogen Valley”

Sebbene la tecnologia richieda ulteriori dimostrazioni e ottimizzazioni dei componenti FCH integrati nei treni, maggiore sviluppo e flessibilità dei sistemi Fuel Cell e un significativo supporto per l’implementazione sul mercato atto ad aumentare i volumi e ridurre i costi, le prospettive di utilizzo dell’idrogeno nel settore ferroviario lasciano sperare in un mercato pronto ben predisposto a tale tecnologia, almeno per ciò che riguarda le tratte ferroviarie non elettrificate.

Per quanto concerne le infrastrutture, la definizione impiantistica di una stazione di rifornimento a Idrogeno (HRS) per applicazioni ferroviarie, come già detto, ha il vantaggio di poter stimare con un alto grado di affidabilità il fabbisogno di idrogeno che deve erogare giornalmente, essendo il trasporto ferroviario pianificato e costante con tratte ben definite. Inoltre, così come già detto nel paragrafo relativo ai mezzi pesanti, è fondamentale individuare sinergie rilevanti con le stazioni di rifornimento dei camion a lungo raggio per incrementarne l'utilizzo.

È necessario far presente che nel mondo ferroviario nazionale ed europeo, a causa del recepimento di specifiche direttive, gli operatori per la gestione del trasporto ferroviario passeggeri e merci e i gestori delle infrastrutture ferroviarie sono distinti. Questo comporta che l'impresa ferroviaria deve occuparsi dei treni, mentre il gestore dell'infrastruttura deve fornire "il c.d. pacchetto minimo" per la circolazione, compresa l'energia elettrica per la trazione nel caso di alimentazione elettrica da catenaria. Attualmente l'aspetto della fornitura dell'idrogeno nell'ambito delle applicazioni ferroviarie non è regolamentato.

Contestualmente alla revisione delle normative europee e nazionali in ambito ferroviario per consentire l'esercizio dei treni FCH, sarebbe auspicabile che le attuali norme nazionali esistenti per le stazioni dei veicoli stradali siano estese e ampliate per coprire aspetti specifici delle applicazioni ferroviarie o, in alternativa, che vengano previste direttive specifiche per il settore ferroviario che affrontino tra gli altri il tema dell'interoperabilità per la componente idrogeno.

La vision al 2030 prevede che l'idrogeno venga riconosciuto come l'opzione principale per i treni su tratte non elettrificate, con la vendita di almeno 1 treno alimentato a idrogeno su 5 per ferrovie non elettrificate.

#### **4.3 Trasporto marittimo**

La transizione energetica impone una modifica radicale delle infrastrutture portuali e nuove modalità per l'erogazione dei servizi connessi alla mobilità ed al trasporto marittimo. L'elettrificazione dei porti, l'alimentazione da fonte energetica rinnovabile, l'impiego di combustibili alternativi come l'idrogeno e le più moderne tecnologie

del digitale, possono sicuramente rappresentare quel mix di interventi utile al raggiungimento dei target europei e internazionali da qui al 2050.

Sarà pertanto fondamentale riuscire a realizzare impianti da fonte rinnovabile, sfruttando da un lato le rinnovabili terrestri, ma esplorando sempre di più le rinnovabili marine, e quindi quelle che sfruttano sia le correnti marine che il moto ondoso.

Queste tecnologie al momento non appaiono particolarmente mature e pertanto sarà necessario ricorrere anche ad impianti sperimentali in grado di dimostrare nel breve termine la capacità di raccogliere e trasformare l'energia rinnovabile in maniera efficiente.



*Figura 4.21 – Il porto come Hub energetico*

Il trasporto marittimo rappresenta sempre di più la spina dorsale del commercio, a tal punto che oltre l'80% del mercato mondiale del commercio in volume è effettuato via mare. La domanda di energia per il trasporto marittimo, compreso il porto è aumentata in media del 2,6% all'anno tra il 2016 e il 2019. Questa maggiore richiesta di energia si traduce in maggiori costi energetici e in un aumento delle emissioni di CO<sub>2</sub> e altri inquinanti. Secondo lo studio della International

Maritime Organization (IMO) sui gas serra (CO<sub>2</sub>, la quota di emissioni in atmosfera è aumentata dal 2,76% nel 2012 al 2,89% nel 2018.

Si rende quindi necessaria in prospettiva la realizzazione di sistemi di *supply e demand side management* in grado di coordinare, da un lato i carichi elettrici, al fine di limitare i picchi di carico (Load levelling), dall'altro le sorgenti di erogazione di potenza, al fine di limitare i picchi di produzione (Peak shaving).

Infine, la compresenza in ambiente portuale di diversi vettori energetici (GNL, idrogeno, ammoniaca, elettricità), alcuni dei quali prodotti in situ, comporterà una gestione della risorsa energetica integrata da diversi punti di vista:

- Infrastrutture di trasformazione e conversione dei vettori, da energia elettrica a gas (power-to-gas) e dallo stato gassoso a quello liquido e viceversa,
- Ottimizzazione economica delle conversioni in funzione dei prezzi di mercato e delle disponibilità delle risorse
- Monitoraggio e gestione delle reti di approvvigionamento e di fornitura, sia via mare che via terra
- Gestione ottimizzata degli stoccaggi energetici, anche in funzione dell'aleatorietà delle fonti.

Tra le principali azioni introdotte a livello strategico per i porti emerge l'utilizzo sempre più spinto di combustibili alternativi a basso o nullo contenuto di carbonio quali gli "e-fuels" Figura 4.22 (ovvero combustibili di origine sintetica quali metanolo, ammoniaca e cherosene paraffinico sintetico, prodotti tramite processi alimentati da energia elettrica rinnovabile), l'ammoniaca ed infine l'idrogeno.

Inoltre, lo sviluppo e l'ottimizzazione di processi per la sintesi di combustibili verdi (e-fuels), sono oggetto di grande interesse in quanto sono compatibili con i motori, con le flotte e con le infrastrutture di trasporto e stoccaggio esistenti, per questo motivo sono considerati una concreta soluzione tecnologica in grado di ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> nel breve-medio termine soprattutto per le applicazioni nei settori del trasporto marittimo e aereo, particolarmente difficili da convertire all'idrogeno in tempi brevi (Figura 4.23).

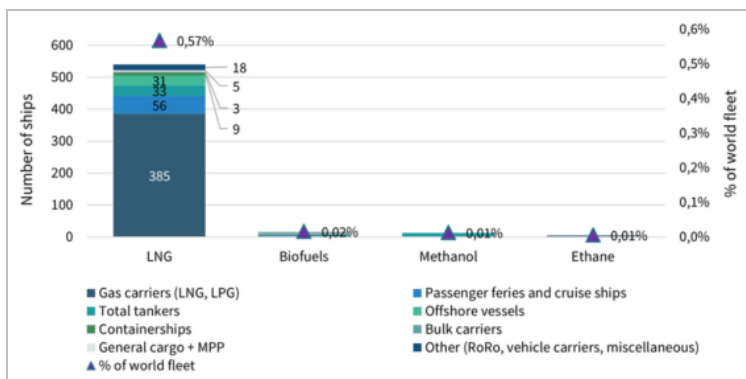


Figura 4.22 – Numero di imbarcazioni che usano combustibili alternativi (Fonte: Clarksons Research, Alternative Fuels Installations, May 2020 [16])

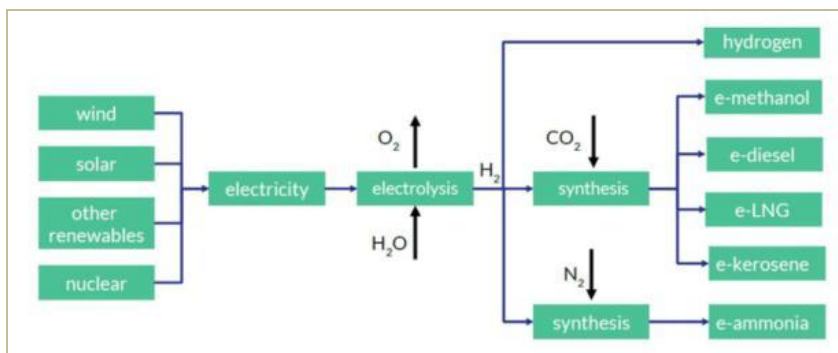


Figura 4.23 – Rappresentazione schematica sul ruolo rilevante dell'idrogeno e degli e-fuels (fonte TNO)

Per applicazioni a lungo termine, invece, il metanolo e l'ammoniaca sono visti come una possibilità per la produzione di idrogeno verde "on board" (deidrogenazione) o per l'uso diretto nelle celle a combustibile di tipo SOFC e DMFC.

Tuttavia, anche nel settore marittimo, l'idrogeno resta il combustibile su cui attualmente si punta per un significativo contributo al processo di decarbonizzazione.

Nella Figura 4.24 è riportato uno schema in cui è possibile osservare la maturità tecnologica e la possibile penetrazione sul mercato della tecnologia Fuel Cell nei diversi mezzi di trasporto, tra cui anche quello navale. Quest'ultimo, insieme al trasporto aereo, risulta essere in ritardo rispetto alle altre tipologie di veicoli, raggiungendo un'accettabilità del mercato di massa intorno al 2038 o 2050 a seconda che si valuti rispettivamente uno scenario più ottimistico o uno scenario più conservativo.

La portata degli investimenti necessari per la realizzazione delle infrastrutture nel settore marittimo è decisamente enorme e il ritmo con cui tale settore si può decarbonizzare dipende molto dalla velocità con cui i porti saranno in grado di immagazzinare quantità sufficienti di idrogeno verde e di combustibili a base di idrogeno.

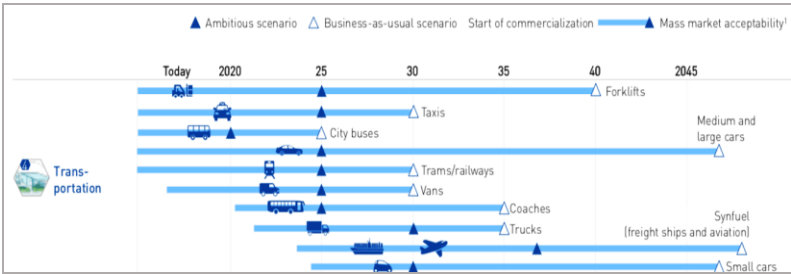


Figura 4.24 – Prospettive sull'andamento dei veicoli a FC nel mercato (fonte: Hydrogen Europe)

Nella (Figura 4.25) sono mostrate, invece, le tecnologie più adeguate ai diversi mezzi di trasporto. Si nota che per mezzi aerei e navali i combustibili sintetici (e-fuels) a base di idrogeno rappresentano la principale possibilità di decarbonizzazione.

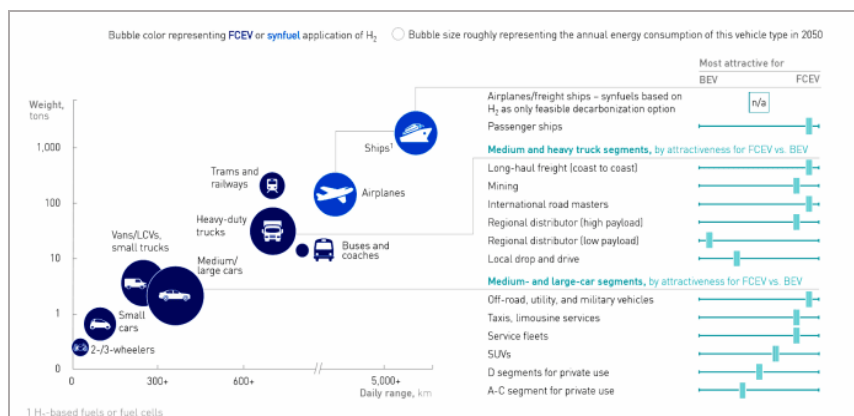


Figura 4.25– Confronto tra la tecnologia a batterie e le FC per i diversi mezzi di trasporto (fonte: Hydrogen Europe)

L'utilizzo dell'idrogeno nel settore portuale/navale deve confrontarsi, infatti, con le principali barriere tecnico-economiche che ne hanno ostacolato, l'adozione su larga scala. Principalmente, i costi e la bassa densità volumetrica, che rende complicato lo stoccaggio dell'idrogeno rispetto ad altri combustibili ed in secondo luogo l'assenza di un quadro normativo specifico. A ciò si aggiunge anche un'ulteriore difficoltà legata alla normativa sulle stazioni di rifornimento di idrogeno (HRS) che ad oggi, essendo relativa all'autotrazione, risulta difficilmente adattabile alle aree portuali, soprattutto a causa delle elevate distanze di sicurezza richieste che comportano la disponibilità di un'area dedicata particolarmente vasta. Un ulteriore effetto a cascata è legato alla lunga vita utile delle navi (Figura. 4.27) che ritarda l'introduzione di motori che utilizzino combustibili alternativi.

Il tutto si ripercuote sulle politiche di gestione dei porti che a loro volta mostrano incertezza nell'investire in infrastrutture di stoccaggio e bunkeraggio di combustibili alternativi.

A causa delle motivazioni sopra esposte l'impiego dell'idrogeno all'interno dei porti si può configurare come un intervento a medio-lungo termine, che però necessita di essere programmato attraverso una politica di introduzione graduale: navi a breve distanza e navi interne, per le quali l'idrogeno già oggi può realmente rappresentare un'opzione conveniente e che tendenzialmente sono già viste come quelle che daranno il via alla transizione.

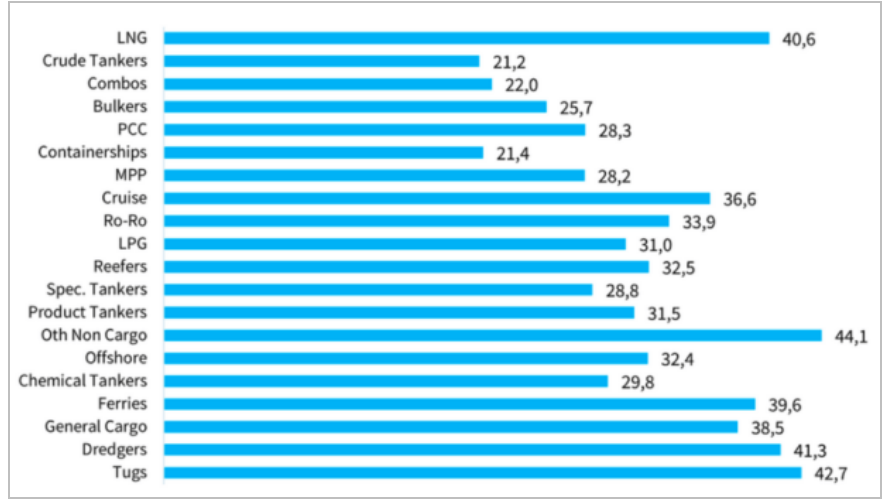


Figura 4.27 – Età media (in anni) di 20 tipi di nave

(Fonte: elaborazione Hydrogen Europe basata su dati del Clarksons World Fleet Register)

Attualmente gran parte della produzione e del consumo industriale di idrogeno avviene nei porti o nelle immediate vicinanze. I maggiori



consumatori di idrogeno provengono dalla raffinazione del petrolio, dall'ammoniaca e dalle industrie chimiche, che insieme utilizzano circa il 90% di tutto l'idrogeno prodotto ogni anno nell'UE, e molti di questi impianti si trovano proprio nei porti dell'UE.

Per esempio, 5 hub industriali nei porti belgi e olandesi (Anversa, Zelanda, Rotterdam, IJmond e Delfzijl) producono una domanda di idrogeno di 1,7 Mt all'anno, pari a circa il 20% dell'attuale consumo totale dell'UE. La maggior parte di questo idrogeno è spesso prodotto localmente, da gas naturale attraverso il reforming del metano, per cui si produce il cosiddetto "idrogeno grigio".

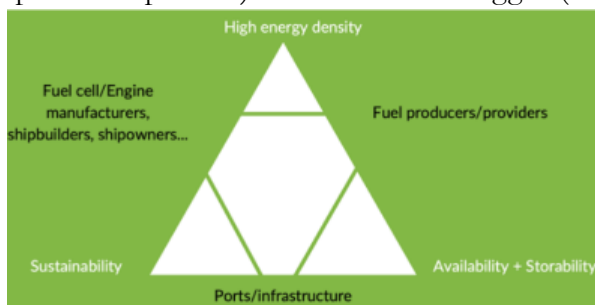
Proprio l'idrogeno grigio, quindi, può rappresentare una importante opportunità in quanto dovrà gradualmente essere sostituito con idrogeno verde, ovvero prodotto tramite elettrolisi da fonti energetiche rinnovabili.

Sono molte le aree portuali che dispongono di strutture industriali relative ai cosiddetti settori *hard-to-abate*, come ad esempio l'industria siderurgica che guarda sempre più all'idrogeno come opzione per la decarbonizzazione. Per cui riuscire ad avere un grande centro di domanda di idrogeno nei porti rende possibile lo sviluppo di una catena di approvvigionamento di idrogeno pulito.

Inoltre, un'altra possibile applicazione dell'idrogeno può essere l'utilizzo come carburante per i veicoli usati per la movimentazione dei materiali nei terminal portuali, questo consentirebbe di avviare un processo di decarbonizzazione delle operazioni portuali, potendo contare sui progressi che l'idrogeno e le celle a combustibile hanno già raggiunto nell'ambito della mobilità su gomma e contribuendo ad aumentare ulteriormente la domanda di idrogeno pulito. Tra i veicoli che possono utilizzare l'idrogeno come carburante vi sono: mezzi di servizio, gru mobili, carrelli elevatori, trattori, mezzi per la raccolta dei rifiuti, ecc.

Da quanto finora espresso si deduce che i porti sono intrinsecamente dei sistemi con elevate potenzialità per diventare degli hub dell'idrogeno o delle "Hydrogen Valleys", dove l'idrogeno può essere prodotto o importato, immagazzinato e distribuito per l'uso in diverse

applicazioni. Fondamentale a questo proposito riuscire a costruire, per l'ambito portuale, un processo di sviluppo dell'infrastruttura dell'idrogeno contraddistinto da sostenibilità, scalabilità (ovvero applicabile in più realtà portuali) e facilità di stoccaggio (criterio della



tripla S: *sustainability*, *scalability* and *storability*, Figura 4.28)

Figura 4.28 – Collaborazione necessaria per soddisfare il criterio della tripla S (densità energetica, sostenibilità, disponibilità e facilità di stoccaggio)

#### 4.4 Trasporto aereo

Secondo lo studio *Hydrogen-powered Aviation* (Clean Sky 2 and Fuel Cells & Hydrogen 2 Joint Undertakings, 2020), il trasporto aereo è responsabile di circa il 3-7% delle emissioni globali di CO<sub>2</sub>. Infatti, i motori a combustione degli aerei emettono 3,15 kg di CO<sub>2</sub> per ogni kg di cherosene bruciato in volo: una quota consistente di carbonio che permane per 50-100 anni nell'atmosfera superiore.

Occorre ricordare che, negli ultimi tre decenni, l'aviazione è migliorata dal punto di vista del rapporto passeggero/emissioni, grazie all'incremento della densità dei passeggeri e ad alcuni miglioramenti operativi, come motori più efficienti. D'altra parte, però, l'aumento della domanda di viaggi aerei ha causato un notevole incremento generale delle emissioni di CO<sub>2</sub>. La stessa ricerca stima che solo dal 2015 al 2020 siano cresciute del 34%, con un trend in aumento. Considerando che il Green Deal europeo pone l'obiettivo di arrivare alla neutralità carbonica nel 2050, anche la transizione energetica dell'aviazione risulta quanto mai urgente.

Tra le opzioni di decarbonizzazione, è annoverata la compensazione delle emissioni del trasporto aereo con attività “carbon-negative”. Tuttavia, nel futuro scenario a zero emissioni questo sarebbe possibile solo con attività come cattura e sequestro CO<sub>2</sub> emessa dai voli e il suo reimpiego sotto forma di altro materiale.

In realtà, le soluzioni attualmente più concrete per l'aviazione sono l'uso di carburanti sostenibili (SAF, Sustainable Aviation Fuel) e l'idrogeno. Ma se i SAF possono essere una soluzione a breve termine, l'aereo a idrogeno costituisce invece una risposta per azzerare le emissioni di carbonio nel settore dell'aviazione su un piano temporale più ampio.

Tra i SAF per l'aviazione i più sviluppati sono i biocarburanti ricavati da biomasse e rifiuti, i biocarburanti avanzati sintetizzati da materie prime solide, e i sin-carburanti, ossia carburanti sintetizzati a partire da H<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub>. Il loro impiego non porta però all'azzeramento delle emissioni, poiché utilizzando i SAF la CO<sub>2</sub> non viene del tutto eliminata. Inoltre, è importante evidenziare che l'offerta dei SAF non è sufficiente a rispondere alla richiesta del trasporto aereo: essendo dipendenti dalle materie prime agricole, infatti, è difficile produrne in grandi quantità, per cui rispetto al prezzo del carburante di origine fossile, i SAF costano tre volte di più, facendo crescere conseguentemente l'incidenza del costo del carburante sui biglietti. Serve dunque una politica d'incentivazione che aiuti a sostenere l'introduzione del SAF nel breve termine, focalizzando l'attenzione sull'idrogeno nel medio-lungo termine.

La relazione ReFuelEu adottata dal Parlamento Europeo ha infatti incluso l'idrogeno come carburante nella definizione di SAF: un passo avanti che segna la crescente importanza di questo combustibile nel mondo dell'aviazione.

Anche gli aeroporti, così come i porti, possono essere visti come sistemi in cui l'energia sarà prodotta, accumulata, distribuita e utilizzata in maniera efficiente.

Gli aeroporti si trasformano quindi in hub o hydrogen valley dove l'idrogeno, ancor prima di essere impiegato come propulsore per gli aerei, può alimentare una serie di servizi a terra riducendo così il loro impatto ambientale; tra questi: carrelli elevatori, mezzi per traino bagagli, bus navetta o rimorchiatori. Grazie a camion con cisterne ad alte prestazioni, l'H<sub>2</sub> liquido può essere poi trasportato direttamente sulla pista per il rifornimento dell'aeromobile.

Anche a bordo dell'aereo, l'idrogeno può essere utilizzato inizialmente per alimentare i servizi ausiliari quali i sistemi di volo, i sistemi di comunicazione nella cabina di pilotaggio, l'illuminazione, il riscaldamento e la refrigerazione.

Solo successivamente può diventare il carburante per la propulsione del velivolo attraverso la combustione diretta o alimentando una cella a combustibile.

Nonostante la sua bassa densità volumetrica rispetto al cherosene o ai SAF richieda aeromobili con serbatoi più grandi e modifiche strutturali alla catena di approvvigionamento energetico dell'aeroporto, l'idrogeno, essendo totalmente green, rappresenta una soluzione con elevati potenziali su cui vale la pena puntare nonostante la strada non sia semplice e le prospettive siano a medio-lungo termine [19].



Figura 4.30 – Fornitura globale di combustibili a basse emissioni nella NZE [2]

Per sostenere tali prospettive è necessario che vengano sviluppate, testate e adeguatamente dimostrate le tecnologie chiave, ovvero FC ad alta potenza (almeno 1,5 MW per la propulsione di piccoli aerei commerciali) nonché tecnologie chiave per i sistemi di stoccaggio (serbatoi a bordo) e di alimentazione.

L'uso di FCH nelle applicazioni aeronautiche è già in fase di test in progetti dimostrativi in diversi casi d'uso. Tuttavia, a causa delle sfide

uniche poste dall'aviazione (vale a dire richieste di energia estremamente elevate), i progetti fino ad oggi si concentrano su velivoli leggeri a guida autonoma (UAV-Unmanned Aerial Vehicle) e su aerei passeggeri di piccola scala (<5 passeggeri).

Tenuto conto che l'aeronautica è uno dei principali settori ad alta tecnologia dell'UE sul mercato globale, con aziende aeronautiche leader a livello mondiale (AIRBUS, SAFRAN, istituti di ricerca come DLR), l'Europa potrebbe svolgere un ruolo fondamentale nel guidare la trasformazione dell'aviazione per ridurre le emissioni.

Di seguito sono riportate le diverse tecnologie che potrebbero scendere in campo nell'utilizzo dell'idrogeno nella roadmap di decarbonizzazione:

- Cella a combustibile con stoccaggio liquido/gassoso per voli regionali
- Celle a combustibile ad alta potenza (>1MW) che utilizzano idrogeno liquido per la propulsione a corto raggio
- Turbine specifiche a idrogeno liquido per voli a corto-medio-lungo raggio
- Energia non propulsiva per i servizi di bordo

Dovrebbero pertanto essere stabiliti forti sinergie tra le tecnologie chiave e le infrastrutture, quali:

- Stoccaggio a bordo di idrogeno liquido
- Tecnologia delle celle a combustibile
- Ricerca sulla combustione di idrogeno a basso TRL (sinergia con il settore stazionario nello sviluppo di turbine)
- Infrastrutture aeroportuali e tecnologie/procedure di rifornimento

Infine, l'idrogeno può anche essere considerato come base per il combustibile liquido attraverso percorsi Power-to-Liquid.

### **Riferimenti on-line e bibliografici:**

- [1] *Strategia Nazionale Idrogeno Linee Guida Preliminari*
- [2] *Net Zero by 2050 – A Roadmap for the Global Energy Sector – Revised version October 2021*
- [3] *Le emissioni dal trasporto stradale in Italia – ISPRA Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale*
- [4] [https://www.ansa.it/canale\\_motori/notizie/analisi\\_commenti/2022/06/29/trasporto-merci-in-italia-cresce-la-percentuale-su-gomma\\_346ef747-817e-44b8-a29f-c85fdfeb946e.html](https://www.ansa.it/canale_motori/notizie/analisi_commenti/2022/06/29/trasporto-merci-in-italia-cresce-la-percentuale-su-gomma_346ef747-817e-44b8-a29f-c85fdfeb946e.html)
- [5] *18° Rapporto sulla mobilità degli italiani 30-11-2021*
- [6] Disponibile online: <https://www.jato.com/h1-2022-europe-by-segments/>
- [7] Disponibile online: <https://www.anfia.it/en/automobile-in-cifre-statistical-yearbook/italy-statistics/motor-vehicles-in-use>
- [8] Severin Hänggi, Philipp Elbert, Thomas Bütler, Urs Cabalzar, et al. A review of synthetic fuels for passenger vehicles. *Energy Reports* 5 (2019) 555–569. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2019.04.007>
- [9] Falfari, S.; Bianchi, G.M. Concerns on Full Electric Mobility and Future Electricity Demand in Italy. *Energies* 2023, 16, 1704. <https://doi.org/10.3390/en16041704>
- [10] *Scenari e prospettive dell'idrogeno verde in Emilia-Romagna - Transizione Energetica – Edizione Ottobre 2022 a cura di ART-ER Attrattività Ricerca Territorio*
- [11] *Fuel Cells Hydrogen Trucks – Heavy-Duty's High Performance Green Solution – December 2020 - FCH 2 JU*
- [12] *H2Review – The view on 2023*
- [13] *Strategic Research and Innovation Agenda- Final Draft October 2020 – Hydrogen Europe*
- [14] <https://www.rfi.it/it/rete/la-rete-oggi.html>
- [15] [https://www.fnmgroup.it/h2iseo\\_hydrogen\\_valley/](https://www.fnmgroup.it/h2iseo_hydrogen_valley/)
- [16] <https://www.clarksons.net/wfr/>
- [17] <https://tractebel-engie.com/en/news/2019/400-mw-offshore-hydrogen-production-takes-system-to-new-levels>
- [18] *How hydrogen can help decarbonize the maritime sector - Policy paper, June 2021, Hydrogen Europe*
- [19] <https://www.AirLiquide.com>

## **5. Veicoli elettrici ed infrastrutture di ricarica**

### **5.1 Tipi di veicoli elettrici**

La principale alternativa alle motorizzazioni ICE tradizionali è costituita dai veicoli elettrici ibridi, ossia dotati sia di un motore termico che elettrico, o esclusivamente elettrici. Si possono distinguere le seguenti categorie:

1. veicolo ibrido MHEV e FHEV dotato di una batteria che si ricarica solo in fase di decelerazione o frenata (HEV - hybrid electric vehicle),
2. veicolo ibrido ricaricabile, alla stregua degli HEV, ma con la batteria direttamente caricabile alla presa (PHEV - plug-in hybrid electric vehicle),
3. veicoli elettrici a batteria (BEV - battery electric vehicle)
4. veicoli elettrici a celle a combustibile (FCEV o HFCEV - hydrogen fuel cell electric vehicle)

#### **5.1.1 I veicoli ibridi**

I veicoli ibridi sono dotati sia di un motore termico che di un motore elettrico.

Nel caso dei veicoli MHEV e FHEV il motore elettrico viene ricaricato dal motore a combustione interna e dalla frenata rigenerativa. Le prestazioni della batteria e del motore consentono di guidare in modalità elettrica per brevi percorsi. Questa tecnologia rappresenta un'opzione adatta per la transizione iniziale verso i BEV. Questo perché

l'infrastruttura di ricarica si sta diffondendo e la tecnologia di produzione è matura.

La tecnologia PHEV (Plug-in Hybrid Electric Vehicle), pur prevedendo la coesistenza di un motore a combustione interna e di un motore elettrico, consente di ricaricare la batteria sia internamente, sfruttando l'energia cinetica generata durante la marcia, in particolare nelle fasi di frenata, andatura costante in discesa e decelerazione, sia esternamente tramite una presa di corrente (plug-in), collegando il veicolo a un sistema di ricarica domestico o a una stazione di ricarica pubblica. Rispetto alle tecnologie MHEV (Mild Hybrid Electric Vehicle) e FHEV (Full Hybrid Electric Vehicle), un veicolo ibrido plug-in è in grado di raggiungere velocità superiori e percorrere distanze più lunghe utilizzando esclusivamente l'energia elettrica. Tuttavia, questa soluzione presenta alcune criticità, tra cui un incremento del peso dovuto al pacco batterie e la necessità di un adeguamento, seppur minimo, delle infrastrutture elettriche, che potrebbero subire un sovraccarico [1]. Questa tecnologia può essere collocata in una ipotetica seconda fase di transizione, caratterizzata dalla predominanza dei veicoli MHEV e FHEV nel parco auto circolante e da una produzione elettrica largamente basata su risorse sostenibili.

I veicoli ibridi MHEV e FHEV non consentono l'utilizzo di vettori energetici diversi dai combustibili impiegati nei tradizionali veicoli a motore termico (ICE). Per tale ragione, risulta opportuno promuoverne la diffusione sul mercato anche attraverso l'impiego, seppur limitato, di biocombustibili. Questi ultimi, nel breve termine, potrebbero essere ottenuti da rifiuti, come biogas o syngas prodotti rispettivamente dalla decomposizione organica di scarti con elevato contenuto di acqua e azoto, oppure con bassa umidità ed elevato contenuto di carbonio, in un'ottica di economia circolare (fonte: GSE).

### **5.1.2 I veicoli elettrici BEV**

I veicoli BEV sono veicoli elettrici privi di motore a combustione interna. La propulsione è data da un motore elettrico che utilizza



l'energia accumulata nella batteria di trazione. Le batterie più utilizzate nei veicoli elettrici sono batterie agli ioni di litio o ai polimeri di litio. La ricarica viene effettuata tramite connessione alle apposite colonnine di varia potenza. Alcune di queste erogano corrente alternata, altre corrente continua. La ricarica è effettuata anche dal recupero di energia in frenata (freno rigenerativo), che trasforma l'energia dell'auto durante la frenata in energia che può aumentare l'autonomia del veicolo soprattutto in un contesto urbano. L'autonomia di un veicolo elettrico puro dipende principalmente dalla capacità della batteria di trazione.

L'utilizzo dei veicoli BEV è considerato attualmente la soluzione più rapida ed efficace per la decarbonizzazione, grazie all'abbattimento delle emissioni che comporta [2]. Gli aspetti principalmente limitanti di questa tecnologia sono rappresentati dal costo elevato, se rapportato al costo di un veicolo ICE di pari taglia, determinato dal costo elevato della batteria e dall'autonomia della batteria stessa. Si confida nel medio termine sul progresso tecnologico volto ad incrementarne la densità energetica (Wh/kg), l'affidabilità (numero di cicli di carica e scarica) e l'impatto ambientale (estrazione del Litio e del Cobalto). A tal proposito i costruttori di veicoli stanno sviluppando filoni di ricerca sulle celle al litio a elettrolita solido e l'eliminazione del Cobalto dalle stesse al fine di rendere più competitivi i BEV sul mercato [3]. Orangi et al., prevedono il raggiungimento della parità di costo tra BEV e ICEV nella seconda metà di questo decennio, a condizione di una capacità installata totale di 3500-4100 GWh/anno. I fattori che influenzano queste riduzioni dei costi si evolvono nel tempo, con un'importanza storica attribuita ai risparmi sui materiali dei catodi e un'importanza futura prevista per la minimizzazione dei tassi di scarto. Di pari passo, la ricerca si sta concentrando sulla riduzione della propagazione della fiamma ed il controllo stabile della reazione di Thermal Runaway (TR) [4].

Un ulteriore aspetto attualmente limitante è l'inadeguata presenza di punti di ricarica per questa tipologia di veicoli, sia in ambito privato che pubblico dovuta prevalentemente all'instabilità indotta nelle reti elettriche per via degli elevati assorbimenti localizzati difficilmente supportabili con le attuali infrastrutture. Non sono, poi, da trascurare alcuni aspetti legati alla sicurezza in caso d'incendio. La stabilità dei

pacchi batterie e l'interazione con il veicolo sono oggetti di ricerca e di studio. I principali studi concordano sul paragonare la produzione termica (Heat Release Rate) tra veicoli elettrici e veicoli alimentati da combustibili fossili (gasolio, benzina); mentre viene sottolineata la differenza in termini di rilasci di sostanze tossiche (HF, HCl, HCN...), prodotte durante l'evoluzione dell'incendio di tali sistemi [5–7].

### **5.1.3 I veicoli a idrogeno: FCEV e HICEV**

Occorre distinguere due tipi di veicoli ad idrogeno, quelli in cui l'idrogeno viene utilizzato come combustibile interno, alla stregua di un motore termico (HICEV: Hydrogen Internal Combustion Engine Vehicle), e quelli, invece, in cui l'idrogeno viene utilizzato per alimentare una cella a combustibile al fine di produrre energia con cui alimentare il motore elettrico (FCEV e HFCEV Fuel Cell Electric Vehicle). HICEV utilizzano un motore termico per bruciare idrogeno, mentre FCEV sfruttano celle a combustibile per alimentare un motore elettrico. Il primo tipo è, quindi, costituito da veicoli dotati di un motore in grado di convertire l'energia chimica dell'idrogeno in energia meccanica. Tale soluzione, è scarsamente utilizzata, per motivi di costi e di difficoltà di approvvigionamento.

L'idrogeno, infatti, seppur molto abbondante in natura, necessita di processi di elettrolisi per essere separato dalle molecole di ossigeno con cui comunemente si lega e, pertanto, la sua disponibilità come carburante è legata a processi di produzione che richiedono l'utilizzo di un notevole quantitativo di energia. I costi elevati di tali processi e le necessarie valutazioni sulla fonte rinnovabile o meno dell'energia utilizzata, per l'elettrolisi, hanno fino ad oggi reso tale soluzione, seppur interessante dal punto di vista scientifico, di non immediata realizzazione [8]. Questo tipo di veicoli, pertanto, è studiato da decenni a livello prototipale ma non ha mai raggiunto la fase di commercializzazione.

Nel secondo caso, invece, si tratta di veicoli elettrici con celle combustibili (FCEV e HFCEV), dotati cioè di un motore elettrico e di una batteria di dimensioni molto ridotte rispetto a una BEV. La cella a combustibile è un dispositivo in grado di convertire l'idrogeno molecolare caricato con il rifornimento e l'ossigeno prelevato dall'aria, in elettricità. A differenza degli HICEV i rendimenti globali del sistema sono nettamente superiori e questa peculiarità li rende maggiormente attraenti, senza contare che non implicando una combustione "termica" le emissioni vengono totalmente abbattute, con rilascio di calore e acqua (sottoprodotti). I tempi di ricarica sono paragonabili agli ICE, quindi più vantaggiosi dei BEV, senza contare l'indipendenza economica e geopolitica derivante dal non necessitare della presenza degli elementi costituenti le batterie al litio. Attualmente la limitazione principale risiede nella bassa efficienza nella produzione da risorse sostenibili e da problematiche inerenti allo stoccaggio (la bassa densità del gas si traduce in elevati ingombri e ridotta autonomia). Habib et al., hanno mostrato che il reforming del metano a vapore è il metodo di produzione più consolidato e conveniente, con un costo di 1,3-1,5 dollari/kg di H<sub>2</sub> e un'efficienza del 70-85%, ma genera CO<sub>2</sub>. La gassificazione della biomassa costa 1,25-2,20 dollari/kg di H<sub>2</sub> e la pirolisi 1,77-2,05 dollari/kg di H<sub>2</sub>, offrendo opzioni rinnovabili. Tuttavia, la biofotolisi ha attualmente costi elevati, pari a 1,42-2,13 dollari/kg di H<sub>2</sub>, a causa dei bassi tassi di conversione che richiedono reattori di grandi dimensioni. La miscelazione di H<sub>2</sub>/NH<sub>3</sub> potrebbe consentire una combustione priva di carbonio, favorendo la neutralità del carbonio, ma è fondamentale ridurre al minimo i NO<sub>x</sub> risultanti [8].

La ricerca sta tentando di risolvere questi aspetti sviluppando celle a combustibile in grado di utilizzare il metano o l'ammoniaca (SOFC per autotrazione) per produrre elettricità.

Attualmente vi sono pochissimi modelli di auto FCEV disponibili sul mercato (Toyota Mirai (JPD10)

Toyota Mirai (JPD20), Hyundai Nexa, Honda CR-V e:FCEV), con una presenza non rilevante in strada in Italia e non solo, anche per la ridottissima presenza di distributori di idrogeno sulla rete stradale

(aperti attualmente, ENI SpA Mobility – Mestre (VE)- SASA SpA – Bolzano; in previsione altri 34 stazioni di rifornimento).

La sostenibilità della produzione di idrogeno come carburante, inevitabilmente, incide sulla sostenibilità del veicolo a celle combustibili, che seppur non producendo direttamente emissioni, potrebbe impattare negativamente sull'ambiente qualora l'idrogeno che lo alimenta non derivasse da fonti sostenibili.

Lo sviluppo di tali tecnologie per poterne consentire un maggior impiego richiede, inoltre, un incremento del sistema di trasporto e distribuzione dell'idrogeno sul territorio nazionale.

## **5.2 Infrastrutture di ricarica**

### **5.2.1 infrastrutture di ricarica per l'idrogeno**

La normativa di riferimento per la progettazione di impianti di ricarica per l'idrogeno è costituita dal Decreto Ministeriale del 23 Ottobre 2018: *“Regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione di idrogeno per autotrazione”* sottoscritto dai Ministeri dell'Interno e delle Infrastrutture e dei Trasporti.

Tale decreto, introducendo un approccio innovativo in cui le analisi di prospettiva sono supportate da un'adeguata analisi dei rischi, consente l'utilizzo di pressioni, oggi consuete, fino a 700 bar e garantisce un miglior allineamento con la norma tecnica ISO 19880.

Nell'ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, inoltre, è prevista una specifica finalità di investimento volta a incrementare l'idrogeno per il trasporto stradale. In particolare, la componente M2C2 all'investimento 3.3 prevede la *“sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale”* con uno stanziamento di risorse pari a 230 milioni di euro. La sperimentazione consiste nello sviluppo di 40 stazioni di rifornimento

di idrogeno per i veicoli leggeri e pesanti coerentemente con la direttiva 2014/94/UE e prevede l'aggiudicazione degli appalti pubblici entro il 31 marzo 2023. A tal proposito il MIT ha emanato il 1° luglio 2022 un decreto ministeriale sull'attuazione della suddetta sperimentazione contenente le modalità di realizzazione dell'investimento stanziato (pubblicato in GU n. 250 del 22.10.2022) a cui è seguito un D.D. nel novembre 2022 (n. 113 del 10/11/2022).

### **5.2.2 Infrastrutture di ricarica per l'elettrico**

Lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici è regolamentato dalla Direttiva 2014/94/UE (anche detta DAFI, Alternative Fuel Infrastructure Directive), recepita a livello nazionale dal decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257. Tale quadro normativo è basato sul principio che lo sviluppo e l'esercizio delle infrastrutture di ricarica in luoghi pubblici accessibili dovrebbero essere ispirati ai principi di un mercato concorrenziale con accesso aperto a tutti i soggetti che possiedono e gestiscono punti di ricarica in luoghi aperti al pubblico.

In tale ottica, pertanto, per il proprietario di un veicolo elettrico risulta possibile effettuare la ricarica in qualsiasi punto "senza dover stipulare un contratto con il fornitore di energia elettrica o gli operatori di ricarica", quindi con mezzi di pagamento ordinari. D'altra parte, i distributori di energia elettrica, hanno l'obbligo di cooperare su base non discriminatoria con qualsiasi operatore dei punti di ricarica accessibili al pubblico, e per gli operatori dei punti di ricarica accessibili al pubblico, è introdotta l'assunzione che sono considerati, ai fini dell'applicazione delle accise e quindi del servizio di misura dell'energia elettrica, come consumatori finali dell'energia elettrica utilizzata per la ricarica dei veicoli elettrici.

Inoltre, il decreto legislativo 257/2016 dispone che il Piano nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica (PNIRE), previsto dall'articolo 17-septies, del decreto-legge 22 giugno

2012, n. 83 (convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 134), costituisca la sezione relativa all'energia elettrica del Quadro strategico nazionale per lo sviluppo del mercato dei combustibili alternativi nel settore dei trasporti e la realizzazione della relativa infrastruttura.

Si segnala inoltre che il decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77 convertito in Legge 29 luglio 2021, n. 108, stabilisce all'art. 32 – ter, prevede modifiche all'articolo 57 del decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76 (convertito, con modificazioni, dalla legge 11 settembre 2020, n. 120), in merito all'installazione delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici ad accesso pubblico. In pratica l'installazione delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici ad accesso pubblico non è soggetta al rilascio del permesso di costruire ed è considerata attività di edilizia libera.

Anche per l'installazione di stazioni di ricarica destinate ai veicoli elettrici Il PNRR ha riservato uno stanziamento di 713 milioni di euro con la definizione della Missione 2, Componente 2, Investimento 4.3. Il MASE con due diversi decreti attuativi sta disciplinando le modalità di accesso ai finanziamenti finalizzati ad installare entro fine 2025 almeno 7.500 infrastrutture di ricarica super-rapida sulle strade extraurbane, escluse le autostrade, e 13.755 infrastrutture di ricarica veloci nelle città per un totale di circa 21 mila stazioni di ricarica.

L'investimento del PNRR è destinato a finanziare fino al 40% dei costi di realizzazione delle stazioni di ricarica, che dovranno essere distribuite secondo una base uniforme, dunque con un livello minimo di infrastrutture di ricarica per area privilegiando l'utilizzo di stazioni di servizio e aree di sosta esistenti. Sulle superstrade sono previste infrastrutture super veloci (da 175kW), per garantire ricariche in tempi brevi per itinerari di lunga percorrenza, privilegiando l'installazione presso stazioni di servizio esistenti e aree di parcheggio esistenti. Il decreto riguardante le colonnine nei centri urbani (da almeno 90kW), tiene, invece, conto nella definizione dei criteri dell'attuale parco circolante, della disponibilità di rimesse, parcheggi, box auto privati, della qualità dell'aria, dell'attuale penetrazione di auto elettriche, della vocazione turistica dei comuni.

Dovrebbe essere in via di definizione, il Regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi, che abroga la direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, considerato che è in via di definizione l'approvazione sia del Parlamento che del Consiglio Europeo.

La Commissione, infatti, ha svolto una valutazione ex post della direttiva sopra citata, riscontrando che la stessa non collima con gli obiettivi europei al 2030; in particolare, la Commissione ha riscontrato carenze in merito:

- alla pianificazione finalizzata alla realizzazione delle infrastrutture da parte degli Stati membri;
- all'interoperabilità;
- alla carenza di informazioni trasparenti per i consumatori e di sistemi di pagamento comuni,

costituendo un ostacolo alla crescita necessaria del mercato dei veicoli, delle navi e, in futuro, degli aeromobili a basse emissioni e a zero emissioni.

La proposta è coerente con le altre iniziative politiche del pacchetto Fit for 55 ed integra in particolare:

- i. i regolamenti che fissano livelli di prestazione in materia di emissioni di CO<sub>2</sub> delle autovetture nuove e dei veicoli commerciali leggeri nuovi, nonché dei veicoli pesanti;
- ii. la proposta legislativa per la definizione di nuovi livelli di prestazione in materia di emissioni di CO<sub>2</sub> eq delle autovetture nuove e dei veicoli commerciali leggeri nuovi dopo il 2020, anch'essa parte del pacchetto Fit For 55 .

Il regolamento è altresì sinergico con la revisione della direttiva sulla promozione dell'energia da fonti rinnovabili (Direttiva (UE) 2018/2001), la proposta di regolamento del Parlamento europeo e del

Consiglio per assicurare la parità di condizioni ai fini di un trasporto aereo sostenibile (iniziativa RefuelEU Aviation - COM(2021) 561, Proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sulla garanzia di condizioni di parità per un trasporto aereo sostenibile) e la proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sull'uso di combustibili rinnovabili e a basse emissioni di carbonio nel trasporto marittimo (iniziativa FuelEU Maritime - COM(2021) 562, Proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sull'uso di combustibili rinnovabili e a basse emissioni di carbonio nel trasporto marittimo), che stabiliscono obblighi per l'offerta e la domanda di carburanti rinnovabili e a basse emissioni di carbonio per il trasporto. Ognuno di questi strumenti promuove un aumento dell'offerta o della domanda di combustibili alternativi sostenibili in uno o più modi di trasporto.

Per l'infrastruttura di ricarica elettrica per i veicoli leggeri garantiscono una copertura minima di punti di ricarica accessibili al pubblico per i veicoli leggeri sulla rete stradale del loro territorio. A tale fine, gli Stati membri provvedono affinché nell'ambito della rete centrale e globale TEN-T, per ciascun senso di marcia, siano realizzati gruppi di stazioni di ricarica accessibili al pubblico per i veicoli leggeri e pesanti a una distanza massima di 60 km tra loro, rispettivamente entro il 2025 e il 2030.

Il suddetto Regolamento prevede che gli Stati membri adottino le misure necessarie affinché entro il 1° gennaio 2030:

- a) i porti marittimi della rete centrale TEN-T e della rete globale TEN-T in cui il numero medio annuo di scali effettuati negli ultimi tre anni da navi portacontainer adibite alla navigazione marittima di stazza lorda superiore a 5.000 tonnellate è superiore a 50 dispongano di potenza di uscita da terra sufficiente a soddisfare almeno il 90 % di tale domanda;
- b) i porti marittimi della rete centrale TEN-T e della rete globale TEN-T in cui il numero medio annuo di scali effettuati negli ultimi tre anni da navi ro-ro da passeggeri e unità veloci da



passengeri adibite alla navigazione marittima di stazza lorda superiore a 5 000 tonnellate è superiore a 40 dispongano di potenza di uscita da terra sufficiente a soddisfare almeno il 90 % di tale domanda;

- c) i porti marittimi della rete centrale TEN-T e della rete globale TEN-T in cui il numero medio annuo di scali effettuati negli ultimi tre anni da navi passeggeri diverse da navi ro-ro da passeggeri e unità veloci da passeggeri di stazza lorda superiore a 5 000 tonnellate è superiore a 25 dispongano di potenza di uscita da terra sufficiente a soddisfare almeno il 90 % di tale domanda.

Gli Stati membri provvedono, inoltre, affinché i gestori aeroportuali di tutti gli aeroporti della rete centrale TEN-T e della rete globale TEN-T assicurino la fornitura di elettricità agli aeromobili in stazionamento:

- a) entro il 1° gennaio 2025, presso tutti i gate utilizzati per operazioni di trasporto aereo commerciale;
- b) entro il 1° gennaio 2030, presso tutte le postazioni remote utilizzate per operazioni di trasporto aereo commerciale.

Infine, il Regolamento prevede che entro il 1° gennaio 2024, ciascuno Stato membro elabori e trasmetta alla Commissione un progetto di quadro strategico nazionale per lo sviluppo del mercato per quanto riguarda i combustibili alternativi nel settore dei trasporti e la realizzazione della relativa infrastruttura.

### **5.2.3 Caratteristiche delle infrastrutture di ricarica elettrica**

Le infrastrutture di ricarica si distinguono in quelle:

- a ricarica “lenta” (3kVA), da installare nei luoghi ove il veicolo sosta per periodi di tempo prolungati (ad esempio casa, luogo di lavoro)

- a ricarica rapida da installare nei luoghi di sosta breve (stazioni di rifornimento).

Il sistema di ricarica per veicoli a trazione prevalentemente (PHEV) o esclusivamente elettrica (BEV) può essere di diversi tipi, ma le scelte tecnologiche principali sono sostanzialmente due [9].

La prima riguarda la collocazione del convertitore,

- a bordo del veicolo (alimentazione in c.a.)
- fisso, nella stazione o colonnina di ricarica omologata (alimentazione in c.c.)

rispettivamente definiti “modo di ricarica 3” e “modo di ricarica 4”, gli unici consentiti in spazi aperti al pubblico.

I modi di ricarica “1” e “2” sono relativi alla ricarica da comuni prese domestiche e industriali).

Il secondo aspetto riguarda il tipo di conversione finale, direttamente AC/DC o DC/DC con precedente conversione AC/DC, soluzione finora utilizzata solo nel caso di mezzi per il trasporto pubblico locale con ricarica veloce e distribuita alle fermate.

Per quel che riguarda la normativa sui sistemi di connessione e le modalità di ricarica, la IEC-61851 è uno standard internazionale elaborato dalla Commissione Elettrotecnica Internazionale (IEC) che disciplina le modalità di ricarica per veicoli elettrici ed è la norma di riferimento per le aree di ricarica.

L'attuale impianto normativo inerente i veicoli elettrici e la infrastruttura di ricarica risulta composto come segue:

- IEC 61851 - Stazioni di ricarica per veicoli elettrici,
- IEC 62196 - Connettori di ricarica,
- IEC 60364 - Norme di installazione,
- IEC 61439-2: Standard di prodotto per apparecchiature assemblate di protezione di manovra per bassa tensione (quadri BT),
- Norme sui sistemi di comunicazione tra veicolo e infrastruttura e tra infrastruttura e rete elettrica,
- Norme sulla sicurezza elettrica dei sistemi di ricarica.

## Modalità di ricarica

Per quel che riguarda le modalità di ricarica, la normativa (IEC-61851) prevede 4 modalità:

- “Modo 1” - Ricarica lenta o in ambiente domestico: è ammessa solo in ambienti privati. Il collegamento dell’auto elettrica alla rete di distribuzione dell’edificio avviene attraverso semplici prese domestiche monofase o trifase, con conduttori di terra e di alimentazione (Figura 5.1)
  - Monofase: limite a 230 VAC, 16 A (tempo di ricarica  $\approx 6 \div 8h$ ),
  - Trifase: limite a 380 VAC, 16 A (tempo di ricarica  $\approx 2 \div 3h$ ).

La ricarica è effettuata tramite una presa a 230 V di tipo comune e corrente fino a 16 A. La presa può essere di formato domestico (ad esempio Schuko) oppure industriale. Non sono previsti sistemi di protezione specifici, né di dialogo fra il veicolo elettrico e la struttura fissa (è necessario che la presa sia protetta a monte da un interruttore differenziale almeno di tipo A, avente corrente differenziale nominale di 30 mA). Il modo di ricarica 1 è utilizzato per le ricariche lente, per lo

più di scooter e minivetture ed è in disuso per le automobili. In Italia è in uso solo in ambito privato.

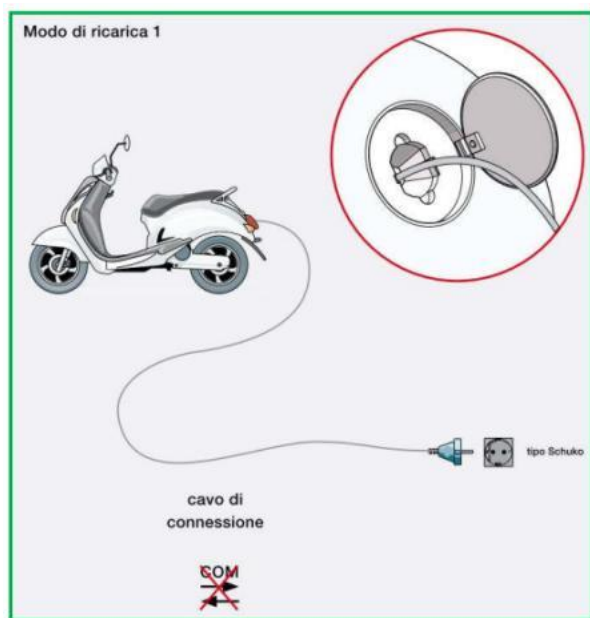


Figura 5.1 - modo di ricarica [10]

“Modo 2” - Ricarica lenta in ambiente privato: sul cavo di alimentazione del veicolo è presente un dispositivo denominato Control Box (Sistema di sicurezza PWM) che garantisce la sicurezza delle operazioni durante la ricarica. In aggiunta a quanto previsto dal “modo 1”, i connettori sono dotati della funzione di controllo pilota, un interruttore di corrente differenziale (prevenzione shock elettrici), un modulo di controllo.

- Monofase: limite a 230 VAC, 32 A (tempo di ricarica  $\approx 3\div 4h$ ),

- Trifase: limite a 380 VAC, 16 A (tempo di ricarica  $\approx 2\div 3h$ ).

Anche il modo 2 consiste nell'alimentazione del veicolo tramite prese e spine di tipo comune 230/400 V (domestiche o industriali sino a 32 A) ma, a differenza del modo 1 ove si usa un semplice cavo passivo, per il modo 2 si utilizza un apposito cavo che include un dispositivo di protezione e controllo (In-Cable Control and Protection Device) conforme alla norma IEC/CEI EN 62752. Tale dispositivo dialoga con il veicolo e lo abilita alla ricarica. Il modo 2 è indicato soprattutto per la ricarica lenta, occasionale o di emergenza, quando non sia disponibile una stazione di ricarica modo 3. Nel caso comune di modo 2 con spina domestica (Schuko) la corrente è limitata a valori bassi (8-10 A) onde evitare pericolosi surriscaldamenti della presa. Come nel caso del modo 1, in Italia è utilizzato solo in ambito privato.

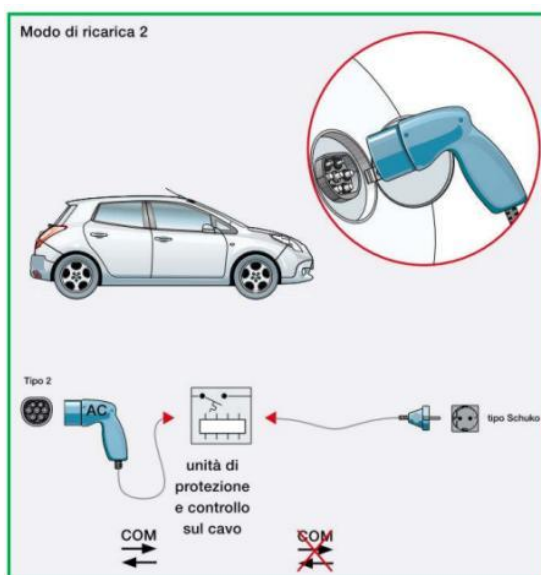


Figura 5.2 - modo di ricarica 2 [10]

“Modo 3” - Ricarica in ambiente domestico e pubblico: sarà con ogni probabilità il modo più diffuso per le aree di ricarica pubbliche, per le quali non a caso è stato già reso obbligatorio. Secondo la normativa, i connettori sono dotati di specifici *pins* per il controllo degli intervalli di corrente e tensione erogabili. La presa di erogazione è disabilitata in assenza di veicoli collegati, mentre il pin “pilota” della spina controlla il dispositivo di sicurezza per l’interruzione della corrente. È anche previsto un cavo dedicato alla comunicazione tra la stazione di ricarica e l’elettronica di bordo dell’auto. La presa di corrente è inoltre dotata, obbligatoriamente, di un sistema di chiusura a sportello che impedisce contatti accidentali:

- Tri-fase: 380VAC, 32 A (tempo di ricarica  $\approx 1 \div 2$ h),
- Tri-fase: 380VAC, 63 A (tempo di ricarica  $\approx 20 \div 30$  min).

Il modo 3 si riferisce all’alimentazione del veicolo in corrente alternata 230/400 V tramite stazioni di ricarica installate permanentemente e dotate di apposite prese o connettori specifici per la ricarica dei veicoli elettrici.

La stazione di ricarica effettua specifiche funzioni pilota di controllo del processo di ricarica e di protezione, che comprendono, oltre alla verifica costante della connessione delle masse del veicolo all’impianto di terra, la comunicazione tra la stazione di ricarica e il veicolo. Il sistema di comunicazione è universale e compatibile con tutti i veicoli elettrici (è il cosiddetto protocollo PWM definito nell’Allegato A della stessa IEC/CEI EN 61851-1).

Tramite il segnale PWM la stazione di ricarica comunica al veicolo la massima corrente disponibile tenendo conto della disponibilità della rete e della portata del cavo di connessione attraverso il Resistor Coding integrato nel cavo.

Il veicolo adegua la corrente prelevata all'indicazione del segnale della stazione di ricarica e comunica il proprio stato tramite un valore in tensione.

Il modo 3 è indicato per la ricarica pubblica e privata, lenta o veloce secondo le caratteristiche del veicolo. Nel modo di ricarica 3, il cavo di connessione è permanentemente fissato alla stazione di ricarica, oppure è staccabile (il cavo fissato permanentemente al veicolo si usa solo per alcuni veicoli leggeri). Tuttavia, nel caso di ricarica in modo 3 a elevata potenza (oltre 22 kW) il cavo è sempre fissato alla stazione di ricarica poiché il cavo staccabile sarebbe poco maneggevole.

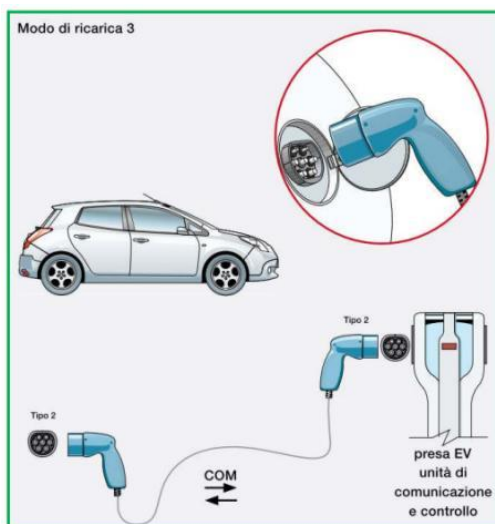


Figura 5.3 - modo di ricarica 3 [10]

”Modo 4”- Ricarica rapida: solo per ambienti pubblici. Con questo sistema è possibile ricaricare i veicoli in alcuni minuti, il carica batterie è esterno al veicolo.

- Corrente continua: 400÷500V, 100÷125 A ( $t_R \approx 20 \div 10$  min o meno).

Sempre a livello normativo (IEC 61851), in funzione del collegamento infrastruttura-veicolo, possono essere individuate almeno tre tipologie:

- Tipo A: il cavo è collegato stabilmente al veicolo, e va collegato alla rete,
- Tipo B: il cavo è scollegato sia dal veicolo che dal punto di ricarica,
- Tipo C: il cavo è solidale al punto di ricarica e va collegato al veicolo.

Nei modi 1, 2 e 3 il circuito caricabatteria è a bordo del veicolo stesso ed è alimentato direttamente dalla tensione alternata di rete di 230/400 V. Il modo 4 si riferisce all'alimentazione del veicolo tramite stazioni di ricarica conformi alla norma IEC/CEI EN 61851-23 che si connettono direttamente in corrente continua alle batterie del veicolo. Il modo 4 è il più indicato per le ricariche dai 20 ai 50 kW. Sono previste apposite funzioni pilota di controllo e di protezione che comprendono la comunicazione con il veicolo in modalità digitale secondo la norma IEC/CEI EN 61851-24. Il modo 4 è indicato per la ricarica pubblica e privata, soprattutto veloce.

Nel modo 4 il cavo è sempre fissato alla stazione di ricarica. A differenza del modo di ricarica 3, esistono più sistemi di ricarica in modo 4 che si differenziano non solo per il formato del connettore ma anche per il protocollo di comunicazione con il veicolo.





Figura 5.4 - modo di ricarica 4 [10]

### *Tipi di collegamento*

La tecnologia che offre le maggiori garanzie per un impiego su ampia scala è la conduttiva con cavo di alimentazione, soprattutto grazie all'elevata efficienza energetica perseguibile con questa soluzione: il rendimento di ricarica (lato infrastruttura) è oggi comunemente situato attorno ad un valore del 96%. La ricarica induttiva, senza cavo, è diffusa solo in ambito industriale.

Una distinzione operativa rilevante riguarda i tempi di ricarica, che possono essere classificati in ricarica rapida (circa 1 ora) o ultrarapida (inferiore a 1 ora) e ricarica lenta. Quest'ultima modalità, tipicamente utilizzata durante la notte o in aree di sosta come i parcheggi di interscambio, si avvale generalmente di convertitori AC/DC integrati a bordo del veicolo, alimentati in monofase alla tensione di rete. In tali circostanze, la potenza richiesta al sistema è limitata a pochi kilowatt, con conseguenti vantaggi in termini di peso e ingombro, che risultano relativamente contenuti.

Per la carica rapida o ultrarapida, è necessario un convertitore controllato AC/DC di potenza maggiore. Nel modo 3 si ricarica in c.a. e la potenza del caricabatteria di bordo deve avvicinarsi a quella della colonnina (ad esempio, la colonnina ENEL “*Fast recharge*” da 43 kW, alimentazione al veicolo in trifase a 64 A).

Una soluzione tecnica di particolare interesse consiste nell'utilizzare, per la ricarica delle batterie, l'elettronica di potenza già presente a bordo del veicolo per l'azionamento. L'azionamento elettrico, infatti, è composto da una macchina elettrica e da un convertitore collocato tra la macchina elettrica e la batteria. Questo convertitore, essendo bidirezionale, permette di effettuare la frenata rigenerativa e, di conseguenza, può essere utilizzato come caricabatteria. Tale approccio consente una riduzione dei costi, ma presenta significative limitazioni legate al valore della tensione della batteria. Quest'ultima deve mantenersi al di sopra di un valore minimo per evitare l'insorgenza di disturbi sulla rete elettrica durante la fase di ricarica.

In alternativa si ipotizza direttamente il cambio del pacco batterie dell'autoveicolo, ad esempio la Renault ha proposto un sistema automatizzato del cambio del pacco batterie, chiamato QuickDrop®, che permette di effettuare l'operazione in circa tre minuti, utilizzabile sui veicoli elettrici di seconda generazione (2015-2020). Questo sistema presentava alcuni aspetti critici. In particolare, necessita di una standardizzazione molto spinta del pacco batterie, sia dal punto di vista delle dimensioni sia per quanto riguarda la tensione nominale e le capacità.

***Riferimenti on-line e bibliografici:***

- InPratica 6415 - Infrastrutture per combustibili alternativi - ricarica veicoli elettrici. Biagetti, Coli, Dalla Chiara. – Egaf edizioni
- [1] A. Gharehghani, M. Rabiei, S. Mehranfar, S. Saeedipour, A. Mahmoudzadeh Andwari, A. García, C.M. Reche, Progress in battery thermal management systems technologies for electric vehicles, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 202 (2024) 114654. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114654>.
- [2] R. Reddy, L. Almeida, P.M. Santos, H. Kurunathan, E. Tovar, Energy savings and emissions reduction of BEVs at an isolated complex intersection, *Transportation Research Part D: Transport and Environment* 136 (2024) 104403. <https://doi.org/10.1016/j.trd.2024.104403>.
- [3] S. Orangi, N. Manjong, D.P. Clos, L. Usai, O.S. Burheim, A.H. Strømman, Historical and prospective lithium-ion battery cost trajectories from a bottom-up production modeling perspective, *Journal of Energy Storage* 76 (2024) 109800. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.109800>.
- [4] S. Shahid, M. Agelin-Chaab, A review of thermal runaway prevention and mitigation strategies for lithium-ion batteries, *Energy Conversion and Management: X* 16 (2022) 100310. <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2022.100310>.
- [5] A. Lecocq, M. Bertana, B. Truchot, G. Marlair, Comparison of the fire consequences of an electric vehicle and an internal combustion engine vehicle, in: 2. International Conference on Fires In Vehicles - FIVE 2012, SP Technical Research Institute of Sweden. Boras, Chicago, United States, 2012: pp. 183–194. <https://hal-ineris.archives-ouvertes.fr/ineris-00973680> (accessed March 16, 2022).
- [6] B. Truchot, F. Fouillen, S. Collet, An experimental evaluation of toxic gas emissions from vehicle fires, *Fire Safety Journal* 97 (2018) 111–118. <https://doi.org/10.1016/j.firesaf.2017.12.002>.

[7] C. Willmann, A. Mos, B. Truchot, ADDITIONAL RISKS FOR USERS - CONSOLIDATED RESULTS. Presented at the Webinar on New Energy Carriers in - PIARC, ITA COSUF, KPTRoad Tunnels, online., (2021).

[8] M.A. Habib, G.A.Q. Abdulrahman, A.B.S. Alquaity, N.A.A. Qasem, Hydrogen combustion, production, and applications: A review, Alexandria Engineering Journal 100 (2024) 182–207.  
<https://doi.org/10.1016/j.aej.2024.05.030>.

[9] InPratica 6415 - Infrastrutture per combustibili alternativi - ricarica veicoli elettrici. Biagetti, Coli, Dalla Chiara. – Egaf edizioni

[10]<https://www.cpmis.it/cms-contents/uploads/modi-di-ricarica.pdf>

## 6. Fonti e vettori energetici nel settore dei trasporti per la transizione ecologica

### 6.1 Idrogeno

#### 6.1.1 Tecnologie di produzione e ricadute sugli obiettivi di decarbonizzazione

La produzione mondiale di idrogeno nel 2023 ammontava a circa 97 Mton: di queste, circa il 15% è idrogeno derivante da altri processi produttivi (non finalizzati alla produzione diretta dell'idrogeno stesso), principalmente da raffinerie, ed è spesso riutilizzato direttamente per altri processi interni. Il gas naturale è la principale fonte per la produzione: infatti, nel 2023 circa il 65% dell'idrogeno è stato prodotto da gas naturale; a seguire è stato utilizzato il carbone (pressappoco il 20% della produzione totale), principalmente in Cina, e, marginalmente, il petrolio e l'energia elettrica, da cui sono state prodotte meno di 100 kt di idrogeno. La forte dipendenza da gas naturale e carbone e l'assenza di sistemi di cattura della CO<sub>2</sub> nei processi produttivi che li coinvolgono, si traducono in emissioni significative: in media vengono emesse circa 10 t<sub>CO2</sub>/t<sub>H2</sub> nel caso del gas naturale, 12 t<sub>CO2</sub>/t<sub>H2</sub> per prodotti derivanti dal petrolio e 19 t<sub>CO2</sub>/t<sub>H2</sub> dal carbone [1].

Le principali materie prime utilizzate per la produzione di idrogeno sono il gas naturale, il carbone, l'acqua e la biomassa, mentre i principali processi di produzione possono essere di tipo termochimico, fotochimico, biochimico o elettrochimico. I diversi combustibili e fonti energetiche possono essere usati in maniera diretta o indiretta per la produzione di idrogeno. L'uso diretto può avvenire tramite vari processi termochimici dove idrocarburi, alcoli, biogas, biomasse o biocombustibili in generale sono usati per produrre idrogeno. Invece, il processo indiretto prevede l'uso di energia elettrica, rinnovabile o meno, per scindere la molecola dell'acqua e ottenere idrogeno.

È stata introdotta a livello internazionale una classificazione dell'idrogeno che usa i colori per distinguere tra le diverse modalità di produzione e, indirettamente, tra i vari livelli di emissione [2]. A tali colori si farà spesso riferimento nel seguito.

### 6.1.1.1 Idrogeno da carbone (idrogeno nero)

La produzione di idrogeno dal carbone avviene tramite il processo di **gassificazione**: il carbone secco viene polverizzato e inserito nel gassificatore dove reagisce con l'ossigeno e il vapor d'acqua dando luogo a un *syngas* (syntethic gas) costituito principalmente da monossido di carbonio e idrogeno, ma anche metano e anidride carbonica. La gassificazione, nel complesso, risulta avere un'efficienza del 74÷85%. Globalmente sono in funzione almeno 111 impianti di gassificazione a carbone, di cui più dell'80% in Cina, dove vengono usati principalmente per produrre fertilizzanti e prodotti chimici. La CHN Energy, la più grande compagnia energetica della Cina, è anche la compagnia che produce più idrogeno al mondo. I suoi 80 gassificatori a carbone possono produrre circa 8 Mton di idrogeno all'anno. Da menzionare il progetto pilota "Hydrogen Energy Supply Chain" (HESC), che rappresenta la prima filiera integrata internazionale di idrogeno al mondo: tra Australia e Giappone è stata creata una catena di approvvigionamento di idrogeno. Il progetto prevede la produzione di idrogeno nella Latrobe Valley in Australia tramite gassificazione di carbone e biomassa e la sua successiva liquefazione per consentirne il trasporto fino in Giappone, dove viene stoccato in forma liquida per essere utilizzato per scopi principalmente energetici.

La produzione di idrogeno nero comporta l'emissione di circa 19 ton<sub>CO2</sub>/ton<sub>H2</sub>. Inoltre, il rapporto idrogeno prodotto/carbone alimentato è relativamente basso (circa 5.2 kg di carbone per kg d'idrogeno prodotto) e l'idrogeno ottenuto presenta molte impurità derivanti dal carbone (composti

solforati e azotati), per cui risulta difficile utilizzarlo nelle fuel cell, che richiedono alti livelli di purezza. Può però essere sfruttato in turbine a gas, raffinerie e caldaie industriali.

### 6.1.1.2 Idrogeno da gas naturale (idrogeno grigio)

Il gas naturale è, tra i combustibili fossili, quello che rilascia meno anidride carbonica durante la produzione di idrogeno. Quest'ultima può avvenire tramite tre processi:

- lo *steam reforming* (SMR), in cui si usa l'acqua come ossidante e fonte di idrogeno;
- l'ossidazione parziale, in cui l'ossidante è l'ossigeno derivato dall'aria;
- il reforming autotermico (ATR), che è una combinazione dei due processi precedenti.

Lo **steam methane reforming** o **steam reforming (SMR)** è il sistema di produzione più usato. Il gas naturale, inizialmente trattato con l'idrogeno per rimuovere i composti dello zolfo, viene miscelato con il vapor d'acqua ad alta temperatura per produrre principalmente idrogeno e monossido di carbonio. Quest'ultimo è successivamente convertito in anidride carbonica tramite una reazione di water-gas-shift che consente di massimizzare la produzione di idrogeno mediante reazione con una ulteriore molecola di vapor d'acqua. Infine, l'idrogeno viene purificato dal monossido di carbonio e dall'anidride carbonica in vari modi: adsorbimento, separazione con membrana, distillazione criogenica e metanazione sono i più diffusi [3, 4].

La reazione tra metano e acqua che porta ad ottenere monossido di carbonio e idrogeno richiede grandi quantità di calore ( $206 \text{ kJ/mol}_{\text{CH}_4}$ ), invece la reazione di water-gas-shift è esotermica. Le temperature tipicamente richieste per il processo sono comprese tra  $450$  e  $925^\circ\text{C}$ . Il gas naturale nello SMR è sia un combustibile sia una materia prima: tipicamente il  $30\div 40\%$  viene usato per generare il calore di processo, mentre il resto è scisso in idrogeno e  $\text{CO}_2$ . Gli attuali impianti vanno dai  $50$  ai  $1000 \text{ MW}$  e hanno un'efficienza del  $60\div 85\%$  [5].

Attraverso lo *steam reforming* del gas naturale si producono annualmente circa  $32$  milioni di tonnellate di idrogeno ( $80$  milioni di  $\text{kg}$  al giorno) [6]. Il reforming del metano rimarrà la tecnologia più diffusa sul breve

termine per via della sua favorevole economicità e per l'alto numero di impianti ad oggi operativi. Il rapporto idrogeno prodotto/metano alimentato è di circa 3,6 kg di metano per kg di idrogeno.

L'**ossidazione parziale**, al contrario, è esotermica e rilascia una minor quantità di anidride carbonica. La quantità di idrogeno prodotto è però inferiore, a parità di gas naturale alimentato, rispetto allo *steam reforming*: per ogni mole di gas naturale si ottiene il 25% in meno di idrogeno. La quantità di ossigeno è inferiore a quella stechiometrica e regolata in modo tale da: garantire la massima resa in idrogeno e monossido di carbonio, controllare la quantità adeguata di metano e anidride carbonica residui, minimizzare la formazione di fuliggine. L'ossigeno necessario può essere fornito da un impianto di separazione dell'aria oppure può essere usata direttamente l'aria al posto dell'ossigeno, ma in tal caso l'idrogeno prodotto andrebbe poi purificato anche dall'azoto e dagli altri gas. Il principale problema dell'ossidazione parziale è l'elevata temperatura, che porta alla formazione di fuliggine e comporta un rapporto  $H_2/CO$  inferiore rispetto allo SMR.

Il **reforming autotermico (ATR)** è una combinazione dello *steam reforming* e dell'ossidazione parziale in cui il primo sfrutta il calore prodotto dall'ossidazione. Le emissioni di  $CO_2$  sono molto inferiori (circa  $3,91 \text{ kg}_{CO_{2eq}}/\text{kg}_{H_2}$ ) rispetto a quelle di altri processi.

#### 6.1.1.3 Idrogeno da gas naturale con cattura della $CO_2$ (idrogeno blu)

Il termine CCUS (Carbon Capture Utilization and Storage) fa riferimento a una serie di tecnologie che prevedono la cattura della  $CO_2$  generata nei processi di produzione di idrogeno (come prodotto di reazione oppure nei fumi di combustione) e il riutilizzo di questa in varie applicazioni (CCU - Carbon Capture and Utilization) oppure il suo stoccaggio in depositi naturali sotterranei (formazioni acquifere o giacimenti esauriti di gas e petrolio) dove verrà immagazzinata dalla roccia (CCS - Carbon Capture and Storage). Lo *steam reforming* e il reforming autotermico sono i processi ideali a cui applicare questa tecnologia per via dell'elevata concentrazione di  $CO_2$  nei prodotti di



reazione. Tipicamente il sequestro della  $\text{CO}_2$  richiede diversi passaggi, tra cui la cattura, la compressione, il trasporto e il pompaggio della  $\text{CO}_2$ . Attualmente, la capacità di cattura della  $\text{CO}_2$  è dell'ordine di 45  $\text{Mton}_{\text{CO}_2\text{eq}}/\text{anno}$ , per un totale di 35 impianti. È stato stimato che per il 2030 e il 2050 ci saranno rispettivamente circa 850 e 3400 progetti di CCS, tali da permettere la cattura di 10 Gt di  $\text{CO}_2$  all'anno da diversi settori. Oltre all'accumulo (CCS), la  $\text{CO}_2$  catturata può anche essere utilizzata (CCU) per la produzione di sostanze chimiche e combustibili, ad esempio per produrre metanolo e monossido di carbonio.

Le attuali tecnologie per la CCU richiedono una  $\text{CO}_2$  altamente pura e opportunamente pressurizzata per poter essere poi utilizzata.

L'anidride carbonica può anche essere usata, insieme all'idrogeno, come reagente per produrre *e-fuels* (combustibili sintetici la cui produzione avviene tramite l'utilizzo di elettricità prodotta esclusivamente da fonti rinnovabili).

#### 6.1.1.4 Idrogeno da elettrolisi (idrogeno verde e idrogeno rosa)

L'idrogeno prodotto tramite **elettrolisi** può essere classificato in vari colori, a seconda della fonte di energia utilizzata per alimentare il processo:

- Idrogeno verde: viene prodotto tramite elettrolisi alimentata da energia rinnovabile, come quella solare o eolica.
- Idrogeno rosa: viene prodotto tramite elettrolisi alimentata da energia nucleare.

L'idrogeno rosa non ha emissioni dirette di carbonio, ma comporta altri impatti ambientali critici legati a emissioni di radiazioni, gestione dei rifiuti e rischio di incidenti. Per quanto riguarda le emissioni di  $\text{CO}_2$  associate alla produzione di idrogeno rosa, sono riportati in letteratura valori molto bassi, pari a  $0,3 \div 0,6 \text{ kg}_{\text{CO}_2\text{eq}}/\text{kg}_{\text{H}_2}$  [7].

L'idrogeno rosa potrebbe rappresentare una tecnologia economicamente sostenibile, stabile ed efficiente in termini di costi, con un prezzo che varia tra 3,8 e 7 USD/ $\text{kg}_{\text{H}_2}$ . Il costo di produzione

dipende principalmente dall'investimento iniziale necessario per la costruzione della centrale nucleare. Poiché le centrali nucleari sono impianti costosi e richiedono tempi di costruzione molto lunghi, il costo dell'idrogeno rosa potrebbe essere influenzato da questi fattori. Tuttavia, in Paesi dove l'energia nucleare è già in uso, come Francia, Canada, Stati Uniti e Cina, l'idrogeno rosa potrebbe risultare più economico rispetto all'idrogeno verde [7].

In vista dell'attesa diminuzione del prezzo dell'energia rinnovabile, in particolare solare ed eolico, sta crescendo l'interesse verso l'idrogeno verde. Nel 2023, la capacità di elettrolisi installata ha raggiunto 1,4 GW (quasi il doppio rispetto all'anno precedente). Da stime IEA, la capacità installata a fine 2024 (dati ancora non esattamente riscontrabili) raggiungerebbe 5 GW, prevalentemente in Cina (circa il 75%) e in Europa (circa il 15%). Al momento, gli elettrolizzatori vengono usati in poche applicazioni industriali.

L'elettrolisi è un processo elettrochimico in cui la corrente continua va a scindere la molecola d'acqua in idrogeno e ossigeno. L'efficienza degli elettrolizzatori varia dal 60% all'84% a seconda del tipo di tecnologia e del fattore di carico. Ad oggi esistono quattro tecnologie principali di elettrolisi ed elettrolizzatori: l'elettrolisi alcalina, la membrana a scambio protonico (PEM), gli elettrolizzatori ad ossidi solidi (SOEC) e gli elettrolizzatori AEM (a membrana a scambio anionico). Simili alle fuel cell, gli elettrolizzatori sono formati da un anodo e un catodo, tra i quali è posto un elettrolita.

Nelle Tabelle 6.1 e 6.2 sono riportate caratteristiche tecnico-economiche ed efficienze delle differenti tecnologie di elettrolizzatori.

Parametro	Elettrolizzatore alcalino			Elettrolizzatore PEM			Elettrolizzatore SOEC		
	Oggi	2030	Lungo termine	Oggi	2030	Lungo termine	Oggi	2030	Lungo termine
Efficienza elettrica (% LHV)	63-70	65-71	70-80	56-60	63-68	67-74	74-81	77-84	77-90
Pressione operativa (bar)	1-30			30-80			1		
Temperatura operativa (°C)	60-80			50-80			650-1.000		
Vita dello stack (ore operative x1000)	60-90	90-100	100-150	30-90	60-90	100-150	10-30	40-60	75-100
Range di carico (% relativo al carico nominale)	10-110			0-160			20-100		
Impronta dell'impianto (m <sup>2</sup> /kW <sub>e</sub> )	0.095			0.048					

*Tabella 6.1*

*Caratteristiche tecnico-economiche delle differenti tecnologie di elettrolizzatori [8].*

Parametro	Unità	Alcalino	PEM	SOEC
Consumo energetico (stack)	kWh <sub>e</sub> / kg <sub>H2</sub>	47-66	47-66	35-50
Consumo energetico (sistema)	kWh <sub>e</sub> / kg <sub>H2</sub>	50-80	50-80	40-60
Efficienza (sistema)	%	50-80	50-70	75-95
Capacità media	Nm <sup>3</sup> / h	1-500	1-500	1Modulo: 63 Nm <sup>3</sup> /h
Taglia media dello stack	kWh <sub>e</sub>	1000-2500	1000-2500	1-52 - Modulo: 225 kW

*Tabella 6.2*

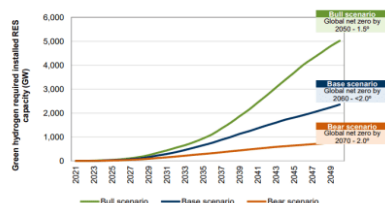
*Efficienze e caratteristiche delle differenti tecnologie di elettrolizzatori [9].*

Nel 2030, sulla base degli annunci, la capacità totale di elettrolizzatori installata potrebbe raggiungere i 230 GW, mentre se si contassero anche i progetti più recenti si potrebbe arrivare a 520 GW, di cui l'Europa coprirebbe più di un quarto di questa capacità e l'Australia il 15% [10].

Tenendo conto di queste tre tipologie di elettrolizzatori e del loro possibile aumento in termini di efficienza nei prossimi anni, la Goldman Sachs Global Investment Research ha calcolato che la produzione di idrogeno verde da elettrolisi potrebbe richiedere al 2050 circa 15000 TWh di energia rinnovabile, ovvero circa il 57% della domanda globale di energia del 2020. In termini più recenti, invece, per il 2030-2035 è stato stimato che per la produzione di idrogeno sarà necessario 1/3 della capacità totale delle fonti rinnovabili (Figura 6.1).

**Exhibit 113: Assuming a 40/60 blue/green hydrogen split and an average load factor of 30%, we estimate that the required installed renewable capacity for green hydrogen production would be close to 5,000 GW by 2050 ('bull').**

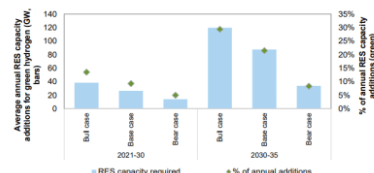
Green hydrogen required installed RES capacity (GW)



Source: Goldman Sachs Global Investment Research

**Exhibit 114: ...with the average annual capacity additions in 2021-30 and 2030-35 required for green hydrogen representing c.5%-15%/8%-30% of the total global average RES capacity additions in those periods, respectively**

Average annual RES capacity additions required for green hydrogen and % of total global average RES capacity additions



Source: Goldman Sachs Global Investment Research

**Figura 6.1**

*Valutazione della potenza da rinnovabili da installare per la produzione di idrogeno verde negli anni dal 2021 al 2050.*

La produzione di idrogeno non necessita solo di energia, ma anche di acqua [11]. Secondo l'International Renewable Energy Agency (IRENA) [12], per produrre, tramite elettrolisi, 1 kg di  $H_2$  si consumano 17÷22 kg di acqua. La produzione da gas naturale con CCUS richiede circa 13-18  $kg_{H_2O}/kg_{H_2}$  mentre quella da carbone arriva a 40÷85  $kg_{H_2O}/kg_{H_2}$ , a seconda di quanta ne viene usata per l'estrazione del carbone. La disponibilità d'acqua potrebbe diventare un problema nelle zone affette da stress idrico. Usare l'acqua di mare potrebbe essere una soluzione, tenendo in considerazione che la desalinizzazione dell'acqua per osmosi inversa richiede, comunque, un consumo di energia elettrica. L'uso diretto dell'acqua di mare invece comporta corrosione e produzione di cloro. Tuttavia, da un punto di vista globale, la disponibilità di acqua per supportare la produzione di idrogeno verde non dovrebbe diventare un fattore limitante, specialmente se questo andrà a sostituire l'elevato consumo d'acqua ed energia dei processi di estrazione dei combustibili fossili.

#### *6.1.1.5 Idrogeno naturale (idrogeno bianco)*

L'idrogeno bianco, recentemente scoperto, afferisce ad un concetto emergente che si riferisce all'idrogeno presente naturalmente nel sottosuolo, formato senza intervento umano. A differenza dell'idrogeno prodotto industrialmente (come l'idrogeno grigio, verde o rosa), l'idrogeno bianco è il risultato di processi geologici naturali. Esistono diverse teorie sulla sua formazione, tra cui la decomposizione della materia organica, la **serpentinizzazione** (idratazione di minerali ricchi di ferro) e la **radiolisi** (scissione delle molecole d'acqua causata dal decadimento radioattivo di uranio o torio).

Questa forma di idrogeno potrebbe essere una risorsa naturale a basse emissioni di carbonio, ed è stato recentemente oggetto di attenzione per le sue potenzialità in un contesto di transizione energetica. Secondo gli studi, l'idrogeno bianco potrebbe trovarsi in giacimenti sotterranei, in particolare in aree geologiche dove si trovano rocce ignee come ultrabasiti e granitoidi, che favoriscono i processi di formazione dell'idrogeno.

L'idrogeno bianco è ancora in fase di studio, ma potrebbe aprire nuove opportunità per estrarre idrogeno in modo più sostenibile e meno impattante per l'ambiente. Alcuni ricercatori ritengono che questa forma di idrogeno possa essere un'importante risorsa per la produzione di energia a basse emissioni di carbonio in futuro, soprattutto in regioni geologiche favorevoli [13].

#### *6.1.1.6 Idrogeno per la decarbonizzazione*

Nell'ottica del raggiungimento dell'obiettivo di zero emissioni e della riduzione del consumo di fonti fossili, i soli idrogeno verde e rosa dovrebbero essere presi in considerazione. Rispetto all'idrogeno verde,

è da evidenziare che un kWh rinnovabile può essere utilizzato solo una volta, o come fornitura per soddisfare la domanda di energia elettrica o in alternativa per produrre idrogeno tramite un elettrolizzatore. Tenendo conto dell'attuale share di rinnovabili (circa 40%) a copertura del fabbisogno di energia elettrica in Italia, l'uso a cui le rinnovabili dovrebbero essere prioritariamente destinate è la decarbonizzazione del mix di produzione di energia elettrica. Fino a quando ciò non sarà raggiunto, è facile comprendere che rimarrà poca elettricità da energia rinnovabile in surplus e disponibile per la produzione di idrogeno verde [14]. Tutto ciò a meno di non considerare, invece, la produzione di idrogeno verde come una strategia di accumulo su medio-lungo termine (da settimanale a stagionale) del surplus da rinnovabile non programmabile, evitando potenziale sovrapproduzione rispetto ai fabbisogni della rete (problema che aumenterà al crescere della penetrazione di solare ed eolico), poiché di fatto rende l'energia elettrica accumulabile a lungo termine e trasportabile per lunga distanza.

Una strategia sull'idrogeno deve pertanto iniziare considerando anche l'idrogeno blu, per l'inevitabile mancanza di volumi sostanziali di idrogeno verde nel prossimo futuro, nonché per la maggiore competitività economica rispetto all'idrogeno verde. Aspettare che la capacità di energia rinnovabile diventi disponibile per la produzione di idrogeno verde non è un'opzione praticabile se si vuole costruire un'economia dell'idrogeno. Produrre ora solo idrogeno verde invece di utilizzare le rinnovabili per coprire la domanda di elettricità ritarderebbe inutilmente la decarbonizzazione e intaccherebbe inutilmente il bilancio del carbonio. Più velocemente vengono implementate fonti rinnovabili o nucleari per la produzione di energia elettrica, prima arriverà il momento in cui l'elettricità a basso impatto carbonico sarà disponibile anche per la produzione di idrogeno verde o rosa. Queste considerazioni emergono tenuto conto degli obiettivi di decarbonizzazione imposti dalle direttive comunitarie per rispettare l'impegno dell'accordo di Parigi di mantenere l'aumento della temperatura ben al di sotto dei 2°C e intraprendere sforzi per mantenerlo al di sotto di 1,5°C.

### 6.1.2 Utilizzo dell'idrogeno nei trasporti

Due sono le ragioni principali alla base delle crescenti aspettative rispetto all'uso dell'idrogeno nel settore dei trasporti:

- la necessità di trovare soluzioni all'eccesso di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, per loro natura fluttuanti e non collegabili alla profilazione della richiesta di potenza della rete elettrica, nei limiti succitati di priorità nella decarbonizzazione primaria del settore elettrico e della bassa efficienza della catena di conversione energetica e di stoccaggio;
- La limitata capacità dei sistemi a propulsione elettrica a batteria di fornire soluzioni nei veicoli di grandi dimensioni e con grandi autonomie di percorrenza.

Nell'ambito del pacchetto Fit for 55, la revisione della Direttiva Rinnovabili (c.d. RED III) prevede due target specifici per l'H<sub>2</sub> rinnovabile ed *e-fuel* derivati (RFNBO<sup>3</sup>) nei consumi finali del settore industria e trasporti. In particolare, per i trasporti esiste un sotto-target combinato per l'utilizzo di biocarburanti avanzati e RFNBO dell'1%<sup>4</sup> nel 2025 e del 5,5% nel 2030 (di cui almeno l'1% RFNBO). Gli Stati Membri sono chiamati a recepire tale normativa entro maggio 2025. Inoltre, per le infrastrutture, l'AFIR (Alternative Fuel Infrastructure Regulation) impone la costruzione di una stazione di rifornimento di idrogeno gassoso (HRS) ogni 200 km sulla rete centrale TEN-T entro la fine del 2030, capace di erogare fino a 1 t/giorno, nonché di una HRS in ogni nodo urbano. Entro la fine del 2027, gli Stati Membri

---

<sup>3</sup> La direttiva RED III definisce la categoria dei "Renewable Fuel of Non-Biological Origin (RFNBO), in cui rientra l'idrogeno elettrolitico prodotto da energia elettrica rinnovabile (esclusa quella da biomasse).

<sup>4</sup> Sono conteggiati per la quota dell'1% solo i RFNBO per cui la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra derivante dal loro uso sia pari almeno al 70%



dovranno preparare un piano di diffusione delle stazioni di rifornimento idrogeno. Il piano REpowerEU prevede un incremento di obiettivi rispetto al Fit for 55 ipotizzando un target (non vincolante) di 10 milioni di tonnellate di produzione interna di idrogeno rinnovabile entro il 2030, di cui una parte sarà dedicata al settore dei trasporti. Relativamente all'Italia, nel PNIEC 2024, gli obiettivi al 2030 sono stati rideterminati. In particolare, nel 2030 è previsto un consumo di idrogeno RFNBO pari a circa 250 kt, di cui 137 kt per i trasporti (per questo settore, il target in termini percentuali è il doppio rispetto al minimo indicato nella RED III) La Strategia Nazionale Idrogeno, pubblicata a novembre 2024, conferma tali valori.

L'attuale infrastruttura di distribuzione è ancora limitata a diversi progetti pilota. In questa prima fase di sviluppo, è più facile abilitare l'infrastruttura per le flotte di FCV, come gli autobus e diversi tipi di veicoli di consegna e di servizio, che hanno profili di missione predeterminati e possono utilizzare una posizione centrale per eseguire il rifornimento. Per raggiungere questo obiettivo è importante ottenere miglioramenti incrementali della tecnologia in termini di efficienza energetica, di costi e di tempi di rifornimento (si pensi alle tecnologie high flow per i rifornimenti dei mezzi pesanti a 700 bar) ma anche sviluppare norme e regolamenti comuni in materia di sicurezza e manutenzione, nonché definire una modularizzazione di componenti tecnici per ridurre velocemente i costi dell'intera infrastruttura.

Il ruolo futuro dell'idrogeno e delle applicazioni delle celle a combustibile nel settore dei trasporti dipende molto dal quadro politico e dagli obiettivi futuri. Tuttavia, le politiche attuate, gli investimenti, così come gli obiettivi futuri differiscono ancora in modo significativo da Paese a Paese e non sono omogenee. Si rileva che il sostegno politico per i veicoli a idrogeno e celle a combustibile, nonché per il supporto alla creazione dell'infrastruttura corrispondente, è guidato principalmente da diverse priorità nazionali come la qualità dell'aria, il cambiamento climatico, l'energia, la sicurezza, ecc. [15]. Nel settore dei trasporti, le autorità di regolamentazione devono delineare un quadro chiaro ed una tabella di marcia credibile, sviluppando politiche per mobilità a emissioni zero con relativo finanziamento e meccanismi di garanzia per sbloccare gli investimenti in infrastrutture di rifornimento.

Tale tabella di marcia verso la copertura di base in tutta l'UE fornirebbe il segnale alle case automobilistiche ed ai loro fornitori di espandere la produzione di FCEV, con conseguenti riduzioni significative di costi ed una maggiore scelta di tecnologie per i consumatori. Pertanto, parallelamente allo sviluppo dell'infrastruttura di rifornimento, l'industria dovrebbe investire nello sviluppo del prodotto ed iniziare a offrire una gamma più ampia di FCEV nei segmenti più adatti alla tecnologia: camion, autobus, furgoni, e veicoli passeggeri più grandi. Qui, l'industria dovrebbe cooperare al di là delle tradizionali barriere del settore ed offrire soluzioni, raggruppare infrastrutture, attrezzature e manutenzione. I regolatori dovrebbero considerare che in assenza di incentivi sarà difficile sviluppare questo vettore.

Esiste un ampio portafoglio di politiche che supportano indirettamente l'uso di idrogeno e FCV, ad esempio lo standard per le emissioni di CO<sub>2</sub> delle auto nuove ed il divieto di veicoli ICE (**cfr Fit for 55**). Lo sviluppo dell'idrogeno nell'ambito trasporti è rallentato dalla mancanza di regolamenti coordinati e di standard tecnologici che guiderebbero le economie di scala, riducendo i rischi dell'investimento. La stessa Commissione europea riconosce che la diffusione sul mercato di veicoli alternativi ed il lancio dell'infrastruttura sono fundamentalmente collegati e che i suoi indirizzi normativi per autovetture e furgoni non collegano in modo chiaro e forte la disponibilità di infrastrutture di ricarica e di rifornimento agli obiettivi dichiarati di riduzione della CO<sub>2</sub>.

### *6.1.3 Sistemi di accumulo on-board*

È opportuno premettere che per le applicazioni nel settore dei trasporti si ricercano sistemi propulsivi e vettori energetici combustibili con i più alti valori di densità di energia - sia gravimetrica sia volumetrica - per ridurre i pesi e gli ingombri del sistema, alla ricerca della massimizzazione della autonomia di percorrenza (missione), dei volumi utili (numero passeggeri o volume del carico) e/o in generale del carico pagante. Gli idrocarburi liquidi (ad esempio benzina e gasolio) sono attualmente i carburanti più diffusi, unitamente ai sistemi di propulsione che essi alimentano nel trasporto di superficie, proprio

grazie ai loro alti valori di densità di energia, sia gravimetrica sia volumetrica (tipici valori sono vicini  $42\div 43$  MJ/kg e a 35 MJ/l).

Nel caso dell'impiego di idrogeno, la presentazione dei relativi sistemi di stoccaggio non può non essere introdotta dalla presentazione delle caratteristiche principali dell'idrogeno stesso. In Tabella 6.3 sono riportate le proprietà fisiche mentre in Tabella 6.4 sono riportate a confronto le energie chimiche per unità di volume di benzina, gasolio ed idrogeno, allo stato fisico dello stoccaggio, per far comprendere le differenze nell'accumulo a bordo veicolo.

L'idrogeno puro, in condizioni standard, presenta un'eccellente energia specifica (120 MJ/kg), ma presenta una bassissima densità volumetrica di energia (circa 0,01 MJ/l), ossia circa un terzo di quella del gas naturale. Se, invece, si considera, l'idrogeno criogenico allo stato liquido, la sua densità volumetrica di energia è decisamente maggiore (circa 8.5 MJ/l), sebbene resti comunque circa un quarto di quella della benzina (35 MJ/l).

Proprietà	Idrogeno	Metano
Densità (fase gassosa)	0,089 kg/m <sup>3</sup> (0°C; 1 bar)	0,717 kg/m <sup>3</sup> (0°C; 1 bar)
Densità (fase liquida)	70,79 kg/m <sup>3</sup> (-253°C; 1 bar)	422 kg/m <sup>3</sup> (-162°C)
Punto di ebollizione	-252,76°C (1 bar)	-161,5°C (1 bar)
Energia per unità di massa (LHV)	120,1 MJ/kg	50,0 MJ/kg
Densità energetica (in condizioni ambiente)	0,01 MJ/l	0,036 MJ/l
Densità energetica (liquefatto)	8,5 MJ/l	22 MJ/l

Velocità di fiamma	150 – 350 cm/s	40 cm/s
Range di accensione	4-77% in aria in volume	5 - 15% in aria in volume
Temperatura di autoaccensione	585°C	537°C

*Tabella 6.3*

*Proprietà fisiche dell'idrogeno*

COMBUSTIBILE	FASE	LHV [kWh/l]
Benzina	Liquida	9,6
Gasolio	Liquida	10,7
	Gassosa*	
Idrogeno		1,5

\* compresso a 700bar

*Tabella 6.4*

*Potere calorifico inferiore (energia chimica per unità di volume) - Confronto fra diversi combustibili.*

Fatta questa necessaria premessa, per lo stoccaggio dell'idrogeno si possono considerare due principali sistemi concorrenti nell'impiego nel settore del trasporto, al fine di consentire una adeguata autonomia di percorrenza:

- lo stoccaggio in forma gassosa ad alta pressione (350 bar o 700 bar solitamente);
- lo stoccaggio criogenico in fase liquida [16].

Con riferimento alla modalità di **stoccaggio dell'idrogeno in forma gassosa compressa**, questa rappresenta la tecnologia più consolidata. L'elevata pressione di stoccaggio (350 o 700 bar, solitamente) richiede

un serbatoio estremamente robusto e questo vincolo progettuale limita la forma del serbatoio ad un cilindro, rendendone più difficile l'integrazione nell'architettura dei veicoli. Per fornire qualche dato, si può prendere come riferimento l'autovettura Toyota Mirai. Lo stoccaggio dell'idrogeno in forma gassosa a 700 bar consente di immagazzinarne 5,6 kg in un serbatoio di 142 litri con una densità energetica gravimetrica effettiva (combustibile più serbatoio) pari a 6.84 MJ/kg (o circa 5,6 % in peso) ed una densità energetica volumetrica effettiva pari a 4.9 MJ/l. Va inoltre rimarcato che il costo energetico di compressione dell'idrogeno fino a 700 bar è circa pari al 4.1% in peso e che il costo energetico di raffreddamento (necessario per non surriscaldarlo con la compressione) è dell'ordine del 3.0% in peso. Pertanto, complessivamente, il costo di compressione e di raffreddamento di 1 kg di idrogeno rappresenta una quota parte significativa del suo contenuto energetico che viene ad essere sottratto alla propulsione. Da quanto sopra, risultano evidenti i limiti che accompagnano lo stoccaggio di idrogeno, almeno in forma gassosa compressa e legati al serbatoio sia per il suo elevato peso e il suo elevato ingombro, sia anche per il suo costo. Quest'ultimo è dovuto ai materiali (fibre di carbonio) impiegati per la realizzazione, i quali sono scelti al fine di ottenere il più alto rapporto fra capacità di resistenza meccanica e peso.

Un'altra forma di accumulo di idrogeno a bordo dei veicoli prevede lo **stoccaggio in forma liquida**. Il requisito di base per lo stoccaggio dell'idrogeno liquido ( $\text{LH}_2$ ) è di portarne la temperatura a  $-253^\circ\text{C}$ , [17, 18]. Il serbatoio deve essere opportunamente isolato per ridurre al minimo gli scambi di calore [19] dall'ambiente all'idrogeno liquido per garantire il mantenimento della temperatura di  $-253^\circ\text{C}$ . Poiché i serbatoi criogenici non sono progettati per resistere all'alta pressione, devono essere dotati di una valvola di sfiato che possa intervenire per garantire la sicurezza. Lo stoccaggio di idrogeno liquido rappresenta una opzione da considerare perché consente di movimentare maggiori quantità di idrogeno (a parità di volume) rispetto all'alternativa gassosa, ma presenta problematiche durante il trasporto dovute alla necessità di mantenere temperature criogeniche e costi/consumi associati alla liquefazione del gas e all'ebollizione dell'idrogeno liquido.

Per completezza si segnala che esistono altri metodi basati sullo stoccaggio di idrogeno sulla superficie dei solidi (per adsorbimento) o all'interno dei solidi (per assorbimento). Lo stoccaggio dell'idrogeno nei solidi può potenzialmente consentire di immagazzinare maggiori quantità di idrogeno in volumi minori a bassa pressione e a temperature vicine alla temperatura ambiente, ma ancora non trova applicazioni industriali e la ricerca per renderli attrattivi è tuttora in corso. In Figura 6.2 si riporta una panoramica di tali metodi e le potenziali caratteristiche in termini di densità energetica.

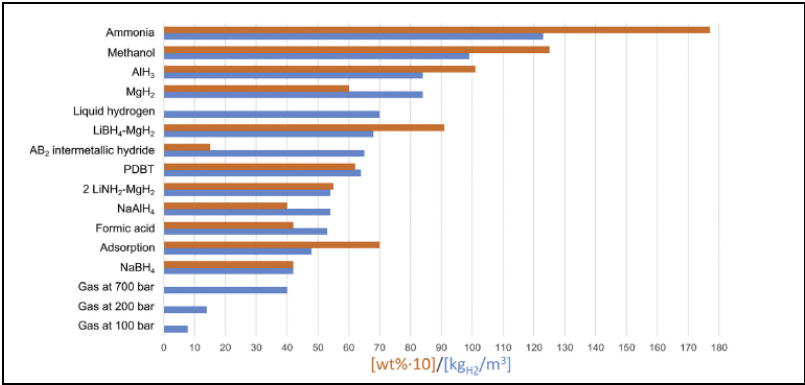


Figura 6.2

*Metodi di stoccaggio e comparazione in termini di densità energetica gravimetrica (rosso) e volumetrica (blu) [20].*

#### 6.1.4 Compatibilità con il sistema infrastrutturale esistente

### Trasporto e distribuzione.

L'idrogeno è un gas più facilmente infiammabile del metano, con fiamma sostanzialmente invisibile, molto più leggero dell'aria e, come precedentemente discusso, con bassa densità energetica in volume.

Con riferimento al suo dispacciamento e trasporto, sia puro che in miscela, va segnalato che la riconversione totale o parziale delle linee di

distribuzione del gas sono opzioni in fase di studio e di analisi, sebbene la capacità di trasporto energetico di un gasdotto si riduca solo del 10÷20% quando si utilizza idrogeno con la stessa caduta di pressione per effetto dei valori simili dell'indice di Wobbe fra i due vettori energetici [21]. In particolare, è generalmente accettato che i dispositivi che trattano gas naturale, compresi i gasdotti e le condutture, siano sicuri con un contenuto di idrogeno miscelato con gas naturale non superiore 10÷15%, al netto di più restrittive imposizioni normative. È altresì consolidato che la miscelazione con l'idrogeno aumenta i rischi di infragilimento dei materiali che costituiscono le linee di trasporto e distribuzione, così come tutta la relativa componentistica. Inoltre, sebbene alcune applicazioni, come caldaie e motori a combustione, utilizzino miscele di idrogeno con altri combustibili, per molte altre applicazioni il trasporto di idrogeno miscelato con gas naturale sarà efficace nella decarbonizzazione solo se, su scala industriale, l'idrogeno verrà separato dal gas naturale all'uscita delle condotte con costi molto più bassi rispetto a quelli attuali, tutt'altro che sostenibili [21].

Questo aspetto apre a considerazioni legate ai tempi effettivi di implementazione dell'infrastruttura di trasporto dell'idrogeno, ai quali si sommano i tempi legati alla realizzazione di strutture di rifornimento dell'idrogeno come gas compresso ad alta pressione.

### **Stazioni di Rifornimento (HRS)**

Per garantire un trasporto e stoccaggio efficienti, l'idrogeno deve essere compresso a pressioni elevate. Durante il trasporto, l'idrogeno viene solitamente compresso in un intervallo compreso tra i 200 e i 500 bar. Nelle stazioni di rifornimento, invece, l'idrogeno può essere compresso fino a 1'000 bar. Infatti, per il rifornimento dei veicoli, i cui serbatoi operano generalmente a 350 bar o 700 bar, è necessario che l'infrastruttura di rifornimento possa operare a pressioni superiori: per esempio, per riempire un serbatoio a 350 bar, è richiesta una pressione minima di 450 bar. Inoltre, è fondamentale garantire che l'idrogeno sia adeguatamente isolato da potenziali fonti di ignizione per preservare la sicurezza [22÷24].

Per questa ragione, una stazione di rifornimento a idrogeno deve identificare chiaramente la modalità di approvvigionamento già durante la sua progettazione, sia per l'idrogeno in forma liquida, che gassosa, sia che la produzione sia in loco o nelle vicinanze. Sotto molti aspetti, la realizzazione di una infrastruttura di produzione, trasporto e distribuzione di idrogeno richiede un modo di pensare differente da quello che è stato adottato per i carburanti tradizionali, integrando molto di più la progettazione dell'intera filiera e adottando adeguati processi di pianificazione e gestione.

Di conseguenza, per poter essere distribuito e rifornire i mezzi di trasporto alimentati a idrogeno, è necessario creare un sistema infrastrutturale dedicato che non può sfruttare il sistema di distribuzione del metano né quello degli altri carburanti liquidi o liquefatti, come benzina, gasolio e gpl.

In maggior dettaglio, esistono diversi modelli distributivi da poter adottare:

- 1 **Tubazione:** l'idrogeno puro al 100% per utilizzo in autotrazione non ha attualmente i volumi di domanda necessari a giustificare l'investimento in una rete capillare di distribuzione tramite nuove condotte, mentre la possibilità di convertire condotte già esistenti per il trasporto di gas naturale è un tema tecnologico ancora in discussione;
- 2 **Gassoso compresso:** l'idrogeno viene prodotto in un sito e consegnato in più siti di consumo secondo il modello di distribuzione "*Hub and spoke*" tipico dei depositi di carburante. Esso però non risulta immediatamente replicabile per l'idrogeno su larga scala, per via della bassa densità dell'idrogeno trasportato ed il conseguente numero di carri bombolai che possono essere messi in strada per la distribuzione capillare alle stazioni di rifornimento. Le distanze che si possono raggiungere con un carro bombolaio che trasporta il prodotto gassoso, a condizioni economicamente ed



energeticamente vantaggiose, si aggirano intorno ai 150÷200 km, per piccoli volumi di trasporto. Sono allo studio materiali, tecnologie e soluzioni per aumentare la quantità di idrogeno trasportato all'interno del singolo trailer. Notizie di mercato parlano di incrementare la quantità trasportata dai circa 350 kg, che sono le taglie più diffuse nelle infrastrutture di distribuzione in UE, fino a 1.3 tonnellate di idrogeno gassoso. Resta da valutare il reale costo, i rischi e il vantaggio operativo di un sistema di distribuzione con tali quantità e pressioni nei carri bombolai (oltre 500 bar) e le autorizzazioni ADR necessarie a tale trasporto;

- 3 **Liquido Criogenico:** le considerazioni sopra citate vengono meno per l'idrogeno liquido, dato che esso replica il modello di distribuzione del GNL. In questo caso il modello distributivo parte da grandi infrastrutture di produzione associate a grandi impianti di liquefazione dell'idrogeno a temperature criogeniche. Il trasporto in forma liquida aumenta la quantità di idrogeno trasportata per singolo trailer, ma diminuisce l'efficienza complessiva del sistema, dato che la liquefazione è molto energivora.
- 4 **Idrogeno legato a molecole organiche (LOHC) o adsorbito su materiali solidi (es. Idruri):** esistono alternative tecnologiche al trasporto liquido o gassoso, ma sono attualmente a livello sperimentale o a livello di sperimentazione pilota.

Resta dunque inteso che il riutilizzo delle infrastrutture produttive e distributive esistenti non è immediatamente compatibile con le caratteristiche intrinseche dell'idrogeno.

In assenza di condotte dedicate la modalità di distribuzione più consolidata è in forma gassosa a 200 bar in bombole o in semirimorchi dotati di bombole ancorate ad essi (carri bombolai).

Una modalità differente, sia per i volumi in gioco che per la taglia degli impianti è quella dell'idrogeno in forma liquefatta e criogenica a -253 °C circa, più costosa e soggetta a perdite per evaporazione. In Europa risultano attivi solamente 3 impianti di liquefazione di idrogeno, localizzati tra Francia, Germania e Olanda, che producono meno di 20 tonnellate al giorno di idrogeno liquido. Al momento l'uso di idrogeno liquido per la distribuzione negli impianti per la mobilità è molto limitato. La principale funzione dell'idrogeno liquido è per applicazioni industriali, aerospaziali, di ricerca.

C'è però interesse allo sviluppo di nuovi impianti di produzione e liquefazione, anche sul territorio nazionale, per poter raggiungere i fattori di scala necessari ad adottare un modello distributivo alternativo, più simile a quello che è il modello distributivo del GNL. Il vantaggio di liquefare l'idrogeno a tali temperature estreme risiede nel fatto che si riduce il suo volume di circa 900 volte rispetto al gas a condizioni atmosferiche, ma d'altro canto si aumenta considerabilmente la spesa energetica per poter liquefare il prodotto. Infatti, gli impianti attualmente in esercizio consumano circa un terzo dell'energia contenuta nell'idrogeno che viene liquefatto.

Adottare la soluzione dell'idrogeno liquefatto però non implica direttamente l'utilizzo come tale nei serbatoi degli autoveicoli, ma si passerebbe comunque ad evaporare e comprimere il gas all'interno delle stazioni di servizio, per poter utilizzare le tecnologie validate di stoccaggio gassoso sui serbatoi dei mezzi di trasporto.

Risulterebbe comunque molto difficile mantenere la temperatura criogenica all'interno dei serbatoi dei veicoli leggeri. Sono comunque in sviluppo sistemi di stoccaggio dell'idrogeno liquido *onboard* per mezzi pesanti, imitando quello che è il modello del GNL per mezzi pesanti, come sta effettuando la Daimler.

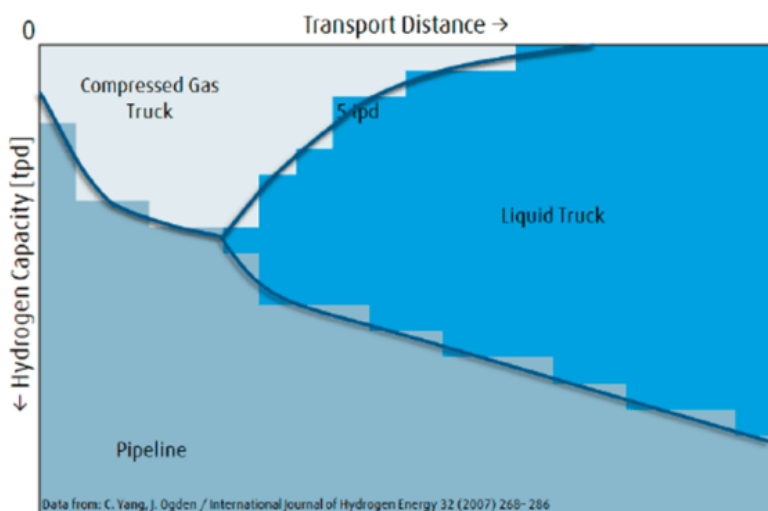


Figura 6.3

*Aree di opportunità del sistema di trasporto dell'idrogeno [25].*

La scelta della tecnologia di trasporto di un progetto o di un distretto di produzione e consumo di idrogeno è dunque funzione dei volumi di idrogeno in gioco, della domanda di idrogeno e della sua regolarità e della distanza alla quale si deve trasportare il prodotto. In Figura 6.3 è riportato un grafico che indica le aree di opportunità del sistema di trasporto dell'idrogeno.

Come si nota, il trasporto in forma compressa occupa l'area dedicata a trasporti di breve raggio e piccola quantità, mentre per quantità maggiori e distanze relativamente elevate si preferisce la forma liquida, cambiando il modello produttivo e di erogazione. Infine, per quantità molto elevate la soluzione ottimale rimane il gasdotto.

Pertanto, al momento il modello infrastrutturale che potrebbe essere adottato per lo sviluppo della mobilità a idrogeno prevederebbe delle zone di produzione localizzate in siti centrali rispetto ad aree ristrette di consumo ed utilizzo, le cosiddette *hydrogen valley*. In questo modo la prossimità di zona di produzione e zona di consumo permette la costituzione di una filiera corta e senza eccessive penalizzazioni da parte della catena distributiva.

## Configurazione di una HRS

Una stazione di rifornimento a idrogeno, dunque, è un impianto dedicato alla ricezione, allo stoccaggio, alla compressione e all'erogazione dell'idrogeno per autotrazione con adeguata purezza, stabilita da norme tecniche. Come detto precedentemente, la produzione in situ può essere prevista o meno, in funzione della domanda di idrogeno, della disponibilità di approvvigionamento e del modello distributivo adottato. Una HRS è composta da:

- Low Pressure Storage: a valle della produzione, l'idrogeno viene immagazzinato in serbatoi a bassa pressione, attualmente tra 50 e 200 bar. L'idrogeno ha densità molto bassa ed ha un comportamento non ideale ad alta pressione. Ciò vuol dire che incrementando la pressione di un dato valore, si ottiene un incremento di densità decrescente all'aumentare della pressione, diminuendo l'efficacia degli stoccaggi ad alta pressione.

### Compressore:

- L'idrogeno dal serbatoio di stoccaggio a bassa pressione viene trasferito, tramite un compressore, al serbatoio di stoccaggio ad alta pressione. La compressione dell'idrogeno è necessaria per superare la differenza di pressione tra lo stoccaggio (fino a 200 bar) e il rifornimento (fino a 700 bar).

Poiché la cella a combustibile nel veicolo funziona con idrogeno puro, è importante che durante la compressione non si verifichi alcuna contaminazione con i lubrificanti del compressore.

### Serbatoi di stoccaggio dell'idrogeno (Medium e High Pressure) e modalità di rifornimento:

- Medium & High Pressure Storage: per il rifornimento del veicolo del cliente vengono utilizzati serbatoi di stoccaggio con stadi di pressione rispettivamente da 450 a 500 bar e da 900 a 1.000 bar. Il rifornimento avviene generalmente per caduta di pressione dai serbatoi, che vengono gestiti in sezione per poter garantire una adeguata velocità di rifornimento e una rampa lineare di pressione all'interno del serbatoio del veicolo. Ciò significa che l'idrogeno può essere trasferito dal serbatoio di stoccaggio fisso nel serbatoio di stoccaggio del veicolo mediante la semplice apertura di una valvola fino a che la pressione finale nel veicolo viene raggiunta e senza usare direttamente un compressore nella fase di erogazione [26].

Per i mezzi a 350 bar lo stoccaggio in media pressione si aggira intorno ai 450÷500 bar, mentre per il rifornimento delle autovetture lo stoccaggio arriva anche a 1000 bar. Si deve tenere in considerazione che una quota di idrogeno rimane indisponibile perché necessaria a mantenere la pressione all'interno degli stoccaggi che deve essere al di sopra della pressione finale nel veicolo in ogni momento del processo di rifornimento. Ciò vuol dire che per poter garantire una determinata capacità di rifornimento giornaliera, è necessario prevedere una capacità di stoccaggio maggiore rispetto a quella richiesta per il rifornimento effettivo, con un incremento compreso tra 2 e 3 volte a seconda delle performance necessarie.

- Rifornimento con booster: gli stoccaggi in questo caso sono in media pressione e il rifornimento è garantito da compressori booster a valle di essi. Soluzione non molto adottata per via della elevata capacità refrigerante del sistema di rifornimento.

#### Sistema di preraffreddamento (precooling):

- Il preraffreddamento è necessario per rimanere entro i limiti (sovrapressione/surriscaldamento) del sistema di stoccaggio del carburante del veicolo. Difatti, l'idrogeno ha la caratteristica di

riscaldarsi quando viene espanso, per effetto del segno del coefficiente di Joule-Thompson a temperature vicine a quelle ambientali. Pertanto, per il rifornimento a **700 bar**, l'idrogeno viene generalmente preraffreddato a - 40 ° C (secondo SAE J2601<sup>5</sup>). Anche per rifornimenti a 350 bar ad elevate velocità (>60 g/s) può essere necessario adottare un preraffreddamento prima dell'erogazione. Sono possibili temperature di preraffreddamento più elevate, ma possono portare a tempi di rifornimento più lunghi e consumi energetici maggiori. Questo limita le velocità e le frequenze di rifornimento di veicoli in rapida successione (back to back) per elevate domande di idrogeno.

#### Dispenser:

- L'erogatore include l'ugello di rifornimento, che eroga l'idrogeno compresso nel serbatoio a pressione del veicolo. È progettato per la pressione del serbatoio dell'idrogeno del veicolo, ovvero 350 o 700 bar. Al momento della redazione del presente documento (2025) in Italia non risultano agli autori del presente studio erogatori con omologazione metrica fiscale approvata. Due soli impianti di rifornimento aperti al pubblico sono attivi in Italia al momento della scrittura del presente documento:
  - l'impianto gestito da IIT opera con una deroga speciale della provincia autonoma di Bolzano;
  - l'impianto di Mestre gestito da Eni e prodotto da Linde.

Adeguare le omologazioni metriche fiscali degli erogatori che verranno immessi sul mercato è dunque uno degli aspetti da implementare nel contesto di adeguamento amministrativo/normativo per la diffusione dell'idrogeno.

---

<sup>5</sup> Il protocollo di rifornimento SAE J2601, che copre il rifornimento di veicoli a idrogeno, mira a garantire che il serbatoio di idrogeno di un veicolo non si riscaldi oltre gli 85 ° C anche durante il rifornimento rapido.

## Confronto nell'investimento strutturale per l'alimentazione di veicoli elettrici ed alimentati ad idrogeno (FCEV)

Nella Figura 6.4 [27], viene rappresentato il confronto dell'investimento cumulativo per le infrastrutture di alimentazione per veicoli BEV e FCEV alimentati ad idrogeno: se la penetrazione dei veicoli aumentasse fino a 20 milioni (ossia se circa la metà dell'attuale parco circolante in Italia fosse costituito da un solo tipo di questi due propulsori), un sistema infrastrutturale di ricarica delle batterie costerebbe circa 51 miliardi di euro, il che la renderebbe più costosa del sistema infrastrutturale per l'idrogeno (a pari numero di veicoli da alimentare), che ammonterebbe invece a circa 40 miliardi di euro. Il punto di pareggio si raggiunge a circa 15 milioni di vetture: al di sotto, la realizzazione di un'infrastruttura di ricarica dei veicoli elettrici costerebbe di meno.

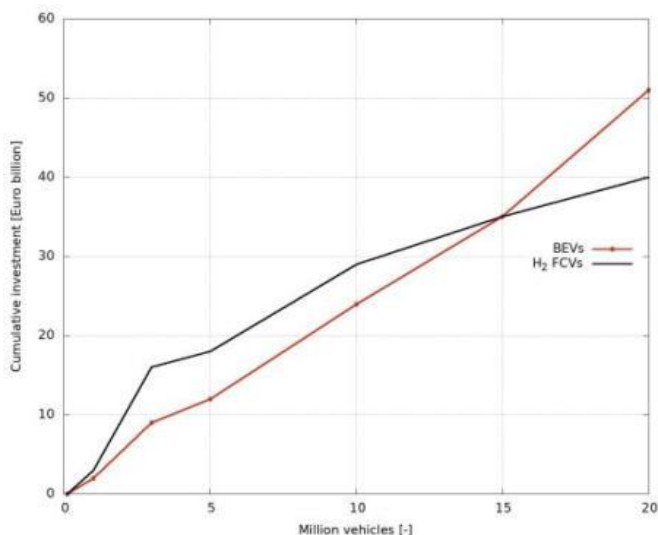


Figura 6.4

*Confronto dell'investimento per le infrastrutture di approvvigionamento [27].*

### 6.1.5 Effetti significativi sull'ambiente

La transizione energetica in atto rappresenta un paradigma attraverso il quale si stanno implementando numerose strategie in grado di soddisfare i fabbisogni energetici nel rispetto dell'ambiente: riducendo le emissioni, incrementando le efficienze e ricorrendo sempre più alle fonti energetiche rinnovabili.

Tra le principali azioni introdotte per raggiungere i target relativi alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> al 2030 (-55%) e al 2050 (totale azzeramento) emerge l'utilizzo sempre più significativo dell'idrogeno all'interno di tutti i settori energetici (industrie, trasporti ed edifici).

Il crescente ricorso all'idrogeno nasce dal principale vantaggio che esso non emette CO<sub>2</sub> quando è bruciato in un motore endotermico o utilizzato come combustibile in una cella a combustibile.

L'unico "prodotto di scarto", nel caso di utilizzo con celle a combustibile, è acqua. I benefici ambientali legati all'idrogeno sono molteplici e sono sinteticamente riportati di seguito:

- Non emette CO<sub>2</sub> o fattori inquinanti;
- Può essere prodotto da rinnovabili;
- Può essere stoccato per lungo tempo in modo affidabile, sicuro e conveniente;
- Può essere utilizzato come vettore energetico per il processo di decarbonizzazione;
- Può essere impiegato nella mobilità sostenibile, attraverso l'utilizzo di celle a combustibile o nei motori endotermici (come *e-fuels*);
- Favorisce il "Sector coupling", ovvero l'integrazione tra il settore elettrico e quello del gas consentendo una maggiore flessibilità per il sistema energetico nel suo complesso.

Il GWP (Global Warming Potential) è una misura di quanto una sostanza contribuisca al riscaldamento globale in un determinato periodo di tempo, rispetto al contributo dell'anidride carbonica. Ad



esempio, il GWP del metano su un orizzonte temporale di 100 anni è circa 30 volte superiore a quello dell'anidride carbonica. Calcolare il GWP dell'idrogeno è difficile, poiché non assorbe direttamente la radiazione infrarossa. Tuttavia, l'idrogeno ha un'influenza sulla chimica della troposfera e della stratosfera.

Diverse ricerche<sup>6</sup> hanno calcolato che il GWP dell'idrogeno su un orizzonte temporale di 100 anni è di  $11 \pm 5$ , più del doppio delle stime precedenti. Pertanto, è opportuno ridurre quanto possibile le perdite di idrogeno in atmosfera durante la produzione, lo stoccaggio, il trasporto e l'utilizzo, per evitare di ridurre i benefici descritti sopra.

## 6.2 Ammoniaca

### 6.2.1 Tecnologie di produzione e ricadute sugli obiettivi di decarbonizzazione

I carburanti e le tecnologie verdi a zero emissioni dovranno iniziare a essere utilizzati su vasta scala nel prossimo decennio per raggiungere la completa decarbonizzazione del settore del trasporto entro il 2050. Ad esempio, il settore del trasporto marittimo è la linfa vitale del commercio globale, rappresentandone circa l'80%, con un'ulteriore crescita prevista. Ma allo stesso tempo, esso rappresenta anche circa il 2,2% delle emissioni totali di CO<sub>2</sub>, una quantità che, se non controllata, potrebbe continuare ad aumentare entro il 2050. In generale, le emissioni dei trasporti sono cresciute in tutto il mondo a un tasso medio annuo di quasi l'1,7% dal 1990 al 2021, più velocemente di qualsiasi altro settore di utilizzo finale. Per raggiungere lo scenario di emissioni nette zero entro il 2050, le emissioni di CO<sub>2</sub> del settore devono diminuire di circa il 3% all'anno fino al 2030. Quest'ambizioso obiettivo può essere raggiunto solo utilizzando le risorse e l'energia in modo più efficiente e implementando l'intera gamma di energie e tecnologie a zero e a basse emissioni di carbonio a nostra disposizione.

---

<sup>6</sup> Ad esempio: N. Warwick, P. Griffiths, J. Keeble, A. Archibald, J. Pyle and K. Shine, Atmospheric implications of increased hydrogen use, Department of Business, Energy and Industrial Strategy (London, UK), 2022.

Un ruolo importante, per il processo di decarbonizzazione, soprattutto nel medio e breve termine, lo giocherà l'integrazione delle fonti rinnovabili con i sistemi tradizionali per la produzione di vettori energetici e combustibili alternativi. Bisogna tuttavia precisare che i combustibili derivati dal petrolio, soprattutto quelli liquidi (ad esempio il gasolio), possiedono proprietà quasi ideali per le applicazioni di trasporto, tra cui l'alta densità energetica, la facilità di gestione, la scalabilità e il basso costo.

Soluzioni alternative che potrebbero ridurre o eliminare le emissioni di gas serra includono batterie, biocarburanti e carburanti sintetici a zero emissioni, ma ciascuna di queste alternative comporta complessità aggiuntive rispetto ai carburanti derivati dal petrolio. Inoltre, il loro utilizzo è strettamente legato alla particolare applicazione di trasporto e alla scalabilità. Ad esempio, l'elettrificazione dei trasporti con le batterie è diventata una soluzione praticabile ma solo per applicazioni compatibili con le limitazioni di autonomia e i tempi di ricarica. Questa tecnologia, a causa della limitata densità energetica, difficilmente potrà gestire il trasporto di lunga durata di tipo aereo, militare, navale o il trasporto di merci su strada. Anche per i veicoli leggeri di largo consumo, in particolare per le autovetture di grandi dimensioni, l'accesso limitato alle infrastrutture di ricarica e/o i tempi di ricarica elevati rappresentano un'ulteriore limitazione. I biocarburanti possono essere un'alternativa all'utilizzo delle batterie, in quanto riproducono la maggior parte delle proprietà desiderabili dei combustibili a base di petrolio.

Quindi, i carburanti a zero emissioni di carbonio, prodotti utilizzando le fonti rinnovabili, sono necessari per il trasporto sostenibile per superare i limiti di autonomia e di ricarica delle batterie. A riguardo, l'idrogeno verde ha suscitato grande interesse, per applicazioni nel settore del trasporto, grazie all'efficienza ed alle prestazioni delle celle a combustibile polimeriche alimentate a idrogeno (PEMFC). Tuttavia, le problematiche tecniche ed economiche relative alla distribuzione ed allo stoccaggio ad alta pressione di un gas a bassa densità non sono ancora state superate. Un approccio alternativo all'infrastruttura di distribuzione e accumulo dell'idrogeno nei trasporti è l'utilizzo di

molecole ricche in idrogeno a base di carbonio o azoto che successivamente possono essere deidrogenate o usate tal quali.

Tra queste, l'ammoniaca verde è considerata tra le più promettenti per giocare un ruolo fondamentale nella transizione ecologica. L'ammoniaca, infatti, è un vettore energetico il cui uso è privo di emissioni di carbonio che permetterebbe di immagazzinare grandi quantità di elettricità rinnovabile. Inoltre, l'ammoniaca è anche facilmente distribuibile rispetto ad altri vettori energetici verdi poiché può utilizzare le infrastrutture esistenti, una normativa ben definita e una storia di sicurezza costruita negli ultimi anni.

Si stima che la produzione globale di ammoniaca dovrebbe registrare una crescita moderata nei prossimi anni, passando da 239,40 Mtpa nel 2022 a 293,52 Mtpa nel 2027.<sup>7</sup>

Nel corso dell'ultimo secolo, il processo di produzione dell'ammoniaca è stato continuamente ottimizzato, riducendo progressivamente l'apporto energetico minimo da oltre 60 GJ/t<sub>NH3</sub> a metà degli anni 1950 all'attuale BAT (Best Available Technique) con fabbisogno energetico

---

<sup>7</sup> La tecnologia di sintesi commerciale è caratterizzata da uno schema impiantistico complesso che tiene conto di numerosi processi. La parte iniziale del processo riguarda la produzione di idrogeno da gas naturale mediante il processo di Steam Reforming (SR), oltre ai reattori tradizionali di reforming e di Water Gas Shift (WGS), sono necessari diversi processi di purificazione dei gas prodotti per evitare avvelenamenti del catalizzatore di sintesi a causa di impurezze come CO, CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S. La parte successiva dell'impianto è costituita dall'unità di miscelazione e compressione, dal sistema di reattori di sintesi, da una serie di scambiatori di calore e raffreddatori, da un separatore, da un'unità di riciclo dei gas di sintesi e un'unità di accumulo dell'ammoniaca prodotta. In particolare, la sezione di reazione è caratterizzata da diversi reattori collegati in serie. Questa configurazione consente di affrontare in maniera efficiente le severe condizioni della reazione di sintesi. Ad esempio, alta temperatura di ingresso per ottenere un'elevata velocità di reazione e, contemporaneamente, bassa temperatura di uscita per ottenere un'elevata conversione di equilibrio. Inoltre, una conversione dei reagenti elevata dovrebbe essere ottenuta nonostante i vincoli dovuti alla conversione all'equilibrio. Questa configurazione richiede un'attenta gestione del calore nel sistema del reattore, in particolare tra i flussi di ingresso e di uscita utilizzando scambiatori e un sistema di riciclo. Complessivamente, il processo è caratterizzato da un elevato consumo energetico.

di  $27,4 \div 31,8 \text{ GJ} / t_{\text{NH}_3}$ . Tali sviluppi rappresentano un aumento dell'efficienza energetica complessiva dal 36% all'attuale  $62 \div 65\%$ . È necessario anche considerare l'attuale impatto ambientale di un impianto di sintesi dell'ammoniaca. Un moderno impianto emette infatti  $1,5 \div 1,6 \text{ tCO}_2\text{-eq}/t_{\text{NH}_3}$ , rendendo la produzione globale di ammoniaca responsabile dell'1,2% delle emissioni antropiche di  $\text{CO}_2$ . Questo valore aumenterebbe ulteriormente se si includono le emissioni di  $\text{CO}_2$  associate all'estrazione e al trasporto del gas naturale. Anche il carbone, l'olio combustibile pesante e la nafta possono essere utilizzati per produrre l'idrogeno necessario per il processo di sintesi ma hanno emissioni più elevate di anidride carbonica (tra 2,5 e 3,8  $\text{tCO}_2\text{-eq}/t_{\text{NH}_3}$ ) rispetto al gas naturale.

Come già riportato, l'ammoniaca prodotta con tecnologie tradizionali e combustibili fossili viene etichettata come "Brown  $\text{NH}_3$ ". Una produzione di ammoniaca "low-carbon" (Blue  $\text{NH}_3$ ) con sistemi tradizionali può essere possibile solo se si applicano tecnologie CCS (Carbon Capture and Storage) di cattura e accumulo della  $\text{CO}_2$  prodotta durante la fase di produzione di idrogeno dallo SR (Blue  $\text{H}_2$ ). Il reforming del metano produce  $\text{CO}_2$  in una forma concentrata, adatta alla cattura e allo stoccaggio.

In generale, l'introduzione dello step CCS comporta un aumento del consumo di gas naturale e un conseguente aumento dei costi operativi. Tuttavia, il costo finale dell'ammoniaca prodotta è anche influenzato da eventuali tasse relative alla  $\text{CO}_2$  prodotta.

Diversi schemi impiantistici e diverse tecnologie di purificazione/separazione sono stati proposti. Le tecnologie Kellogg Braun & Root (KBR) e Linde Ammonia Concept (LAC) sono quelle convenzionali mentre il Gas Switching Reforming (GSR) è una tecnologia alternativa di nuova concezione.

L'impianto KBR ha un consumo specifico equivalente di  $28,5 \text{ GJ}/\text{ton}$  di  $\text{NH}_3$ , con un tasso di cattura della  $\text{CO}_2$  dell'82,8% ed emissioni specifiche di  $0,28 \text{ tCO}_2/t_{\text{NH}_3}$ , mentre l'impianto LAC è caratterizzato da un'efficienza maggiore, ovvero consumo specifico minore, pari a  $27,7 \text{ GJ}/t_{\text{NH}_3}$ , al costo di un rapporto di cattura della  $\text{CO}_2$  più basso (76,3%)

e di emissioni specifiche più elevate ( $0,36 \text{ t}_{\text{CO}_2}/\text{t}_{\text{NH}_3}$ ). Il concetto GSR consente di ottenere un consumo energetico equivalente ancora più basso, pari a  $26,2 \text{ GJ}/\text{ton NH}_3$  (il 13% è dovuto al costo dell'elettricità), catturando al contempo il 94,4% della  $\text{CO}_2$  prodotta, con emissioni specifiche minime di  $0,07 \text{ t}_{\text{CO}_2}/\text{t}_{\text{NH}_3}$ .

L'emissione di  $\text{CO}_2$  può essere totalmente abbattuta in impianti che producono ammoniaca verde (Green  $\text{NH}_3$ ), caratterizzati dall'impiego di elettrolizzatori a bassa temperatura (alcalini o PEM) che producono  $\text{H}_2$  a 30 bar dalla scissione dell'acqua utilizzando energia elettrica rinnovabile con un'efficienza prevista per il 2050 del 70% (LHV) derivata dagli obiettivi europei. L'azoto è ottenuto direttamente dall'aria mediante un'unità di separazione.

Tuttavia, l'ammoniaca verde richiede  $31 \text{ GJ}$  di energia elettrica per ogni tonnellata di ammoniaca prodotta.

### *6.2.2 Trasporto, usi, prestazioni e criticità*

L'attuale rete di trasporto e stoccaggio dell'ammoniaca è caratterizzata da un'elevata maturità e capillare distribuzione a causa del suo impiego come materia prima per i fertilizzanti inorganici. Tuttavia, tutto il sistema del trasporto non è sostenibile essendo interamente basato sull'utilizzo di combustibili fossili, principalmente tramite navi, camion e treni. Principalmente l'ammoniaca viene trasportata via mare in varie regioni del mondo utilizzando navi specifiche o navi per il GPL (gas di petrolio liquefatto) che sono in grado di liquefare e trasportare l'ammoniaca mediante pressurizzazione o raffreddamento. Secondo un rapporto del produttore svedese di attrezzature di bordo, ALFA Laval, la quantità di ammoniaca trasportata via mare nel 2019 è stata di 17,5 milioni di tonnellate in tutto il mondo, trasportata da 71 navi in quantità compresa tra 2.500 e 40.000 tonnellate. Per il trasporto marittimo esistono numerose e ben stabilite rotte di spedizione internazionali. Inoltre, c'è una rete completa di porti in tutto il mondo che gestiscono l'ammoniaca su larga scala. Esistono terminali speciali per l'ammoniaca in 38 porti che esportano ammoniaca e in 88 porti che importano ammoniaca, compresi sei porti che esportano e importano ammoniaca (Figura 6.5). Molti terminali sono parti di impianti di ammoniaca/fertilizzanti situati sulla costa o sulle rive di fiumi. Ad

esempio, ci sono numerosi porti in Medio Oriente, in Asia meridionale, nel mare baltico, nel nord-ovest europeo, nel Mediterraneo, nel bacino dei Caraibi, in Nord America, in Asia, in Oceania, in Sud America e in Sud Africa [28].

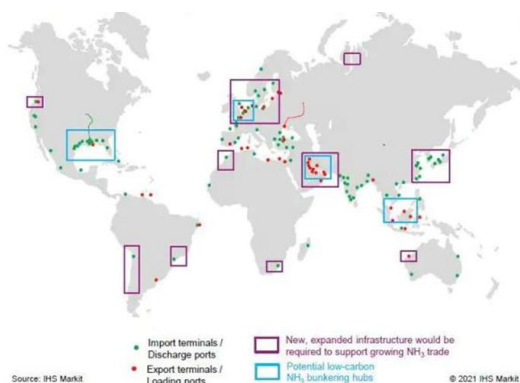


Figura 6.5

*Infrastrutture globali per l'ammoniaca: Terminali marittimi [28].*

Questa esistente e fitta rete di infrastrutture portuali e di trasporto potrebbe promuovere il trasporto su larga scala dell'ammoniaca come vettore di energia. Infatti, i più grandi impianti di stoccaggio di ammoniaca refrigerata sono spesso situati nei porti dove l'ammoniaca viene prodotta e poi spedita a livello internazionale.

Per dare un'idea delle dimensioni in gioco, la Qatar Fertiliser Company per lo stoccaggio di ammoniaca ha due serbatoi refrigerati da 50.000 tonnellate che hanno un'impronta complessiva di circa 160m per 90m. Le navi cisterna, quindi, sono utilizzate per trasportare grandi quantità di ammoniaca su lunghe distanze, ad esempio dai paesi produttori di petrolio ai paesi importatori di fertilizzanti. Il trasporto marittimo di ammoniaca presenta alcune criticità che richiedono un'attenzione particolare per la sicurezza e la protezione dell'ambiente. L'Ammoniaca è infatti un gas altamente tossico e infiammabile che può causare seri danni all'ambiente se non viene trasportato e gestito in modo sicuro. Per garantire la sicurezza durante il trasporto marittimo, le navi devono soddisfare standard rigorosi in materia di sicurezza, costruzione ed equipaggiamento. Inoltre, le navi devono essere guidate da equipaggi

altamente qualificati che sono addestrati a gestire situazioni di emergenza. Queste precauzioni vengono utilizzate anche per i trasporti su strada e su rotaia. Su strada l'ammoniaca viene trasportata in camion cisterna in piccole quantità per brevi distanze, come ad esempio dalle raffinerie o dalle centrali di produzione alle fabbriche o ai depositi di stoccaggio. I treni cisterna, invece, possono trasportare grandi quantità di ammoniaca su lunghe distanze, ad esempio dalle raffinerie del petrolio alle fabbriche di fertilizzanti in tutto il Paese. Il trasporto non avviene solo su strada, treno e via mare, ma anche tramite condutture. Negli USA, ad esempio, l'ammoniaca viene trasportata (circa 2 milioni di tonnellate all'anno) per 3.000 miglia, all'interno di tubi in acciaio al carbonio da 6÷8 pollici che collegano 11 Stati dotati di relative stazioni di pompaggio.

L'ammoniaca è anche un componente importante dell'energia pulita e rappresenta un'opzione credibile come combustibile a zero emissioni di carbonio. L'ammoniaca ha il vantaggio, rispetto alla benzina e al gasolio, di ridurre o eliminare le emissioni di CO<sub>2</sub>, CO, idrocarburi e fuliggine. Inoltre, l'ammoniaca possiede un numero di ottani più elevato rispetto alla benzina (110÷130 per l'NH<sub>3</sub>, 87÷94 per la benzina). Tuttavia, uno dei maggiori ostacoli all'adozione dell'ammoniaca come combustibile è la sua bassa densità energetica rispetto a combustibili tradizionali come il gasolio. Si stima che l'energia specifica e la densità energetica dell'ammoniaca e del suo sistema di alimentazione siano pari a 10,3 MJ/kg e 9,6 MJ/l valori inferiori a quelli dei combustibili tradizionali anche se superiori rispetto all'idrogeno liquido o gassoso a pressione (700bar) ed ai vari tipi di batterie esistenti. Per un accumulo di energia equivalente, un veicolo alimentato ad ammoniaca avrebbe bisogno di un serbatoio di circa 2,5 volte il volume di quello di un veicolo a benzina o di 3 volte quello di un veicolo diesel. Bisogna anche precisare che l'ammoniaca ha un'elevata temperatura di autoaccensione, una bassa velocità di fiamma e infiammabilità limitata. Inoltre, per l'autoaccensione, richiede una compressione e una temperatura elevate, che portano anche ad una elevata produzione di NO<sub>x</sub>. Una soluzione al problema dell'accensione è quella di miscelare un secondo carburante con l'ammoniaca. Sono stati studiati diversi approcci e miscele (NH<sub>3</sub>-benzina, NH<sub>3</sub>-diesel e NH<sub>3</sub>-H<sub>2</sub>) su scala di laboratorio o prototipale per utilizzare l'ammoniaca come combustibile in motori a combustione interna (ICE). Tra tutti, l'utilizzo dell'idrogeno consente un abbattimento completo delle emissioni di CO<sub>2</sub>, CO e idrocarburi non combustibili.



L'idrogeno, che può essere immagazzinato o prodotto a bordo tramite il cracking dell'ammoniaca, può essere facilmente mescolato con l'ammoniaca. In alternativa, si può usare una fiamma pilota per avviare e controllare la combustione nel cilindro. Quest'ultima sembra essere la soluzione più semplice per avere il controllo completo del processo. I motori a doppio carburante ("dual fuel") con fiamma pilota sono ben collaudati nel settore navale e offrono molti vantaggi: soluzione affidabile, flessibilità nell'uso del carburante (possono funzionare con carburanti conformi) e una transizione rapida al carburante primario in caso di problemi con il secondario. Inoltre, i produttori offrono la possibilità di migliorare i motori esistenti con questa tecnologia, rendendo la conversione all'ammoniaca possibile per le navi già in funzione. Tuttavia, l'uso dell'idrogeno in miscela con l'ammoniaca in motori *dual fuel* non risolve il problema delle emissioni di NO<sub>x</sub> (500÷5300 ppm). Sono necessari ulteriori sforzi per ottenere una mitigazione di questa tipologia di emissioni assieme a prestazioni, potenza e funzionamento del motore accettabili per un uso su larga scala. Per quanto riguarda l'utilizzo dell'ammoniaca nel settore dell'aviazione la bassa densità energetica e la bassa energia specifica la rendono poco adatta a questo tipo di applicazione. Per quanto riguarda un utilizzo più sostenibile del vettore energetico ammoniaca le celle a combustibile ("Fuel Cell") sono considerate il dispositivo più efficiente per estrarne l'energia con un impatto ambientale basso o nullo. L'ammoniaca può essere utilizzata per fornire idrogeno alle varie tipologie di celle a combustibile.

I sistemi a celle a combustibile sono interessanti dal punto di vista delle emissioni perché l'acqua (e l'N<sub>2</sub> quando si usa il combustibile NH<sub>3</sub>) è in genere l'unica emissione che si produce. Esistono diverse categorie di celle a combustibile a base di ammoniaca.<sup>8</sup>

---

<sup>8</sup> Le celle a combustibile alcaline (MAFC, "Molten Alkaline ammonia Fuel Cell"), le SOFC-H, "celle a combustibile ad ossidi solidi a base di elettroliti conduttori di protoni", e le SOFC-O, "celle a combustibile ad ossidi solidi a base di elettroliti conduttori di anioni di ossigeno", le AAEFC, "celle a combustibile ad elettroliti alcalini", e le MFC, "celle a combustibile microbiche".

Inoltre, l'idrogeno prodotto dalla decomposizione dell'ammoniaca (separato dall'azoto) può essere usato per alimentare celle a combustibile.

Le SOFC che funzionano a temperature elevate ( $500\div 1000\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) possono essere alimentate direttamente con ammoniaca. A tali temperature, il cracking dell'ammoniaca e la produzione di energia sono consolidati. Il costo di queste FC è relativamente basso, poiché non è necessaria un'unità di cracking dell'ammoniaca separata. L'elevata temperatura di funzionamento richiede un tempo di avvio delle celle più lungo rispetto alle FC con funzionamento a bassa temperatura, il che rende questa tecnologia meno fattibile per l'uso in applicazioni per veicoli e trasporti in cui i clienti si aspettano di poter accendere i loro veicoli e guidare immediatamente. Per questo motivo, le SOFC vengono prese in considerazione per applicazioni su veicoli, in genere, solo per fornire energia ausiliaria (non per la propulsione) su camion di grandi dimensioni.

Le FC di tipo alcalino con membrana a scambio anionico (AEMFC) lavorano a temperature comprese tra  $200$  e  $450\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Il funzionamento a bassa temperatura ( $<200\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) è di maggiore interesse per i veicoli, grazie al ridotto tempo di avviamento.

In futuro, la richiesta di ammoniaca aumenterà in tutto il mondo. Secondo uno studio dell'AIE, la domanda di ammoniaca sarà quasi triplicata entro il 2050 rispetto ai livelli del 2020, ma dovrà essere associata ad una produzione con meno emissioni. Inoltre, una popolazione mondiale sempre più numerosa porterà ad una crescita della domanda di ammoniaca, in un periodo in cui i governi di tutto il mondo hanno dichiarato che le emissioni del sistema energetico devono andare verso lo zero netto. In questo scenario in cui all'attuale domanda di fertilizzanti si aggiunge la prospettiva futura di utilizzo dell'ammoniaca nelle applicazioni energetiche; i maggiori sforzi si dovranno concentrare sulla ricerca di processi di sintesi dell'ammoniaca sostenibili. Attualmente, l'utilizzo dell'ammoniaca nel settore energetico si aggira intorno all'1% su scala globale, per cui l'introduzione

dell'ammoniaca nelle industrie legate all'energia richiede rapidi miglioramenti.

### *6.2.3 Sistemi di accumulo on-board*

L'ammoniaca viene stoccata solitamente in speciali serbatoi in acciaio isotermici (fino a 30.000 tonnellate) e in serbatoi a pressione sferici (1.000÷2.000 tonnellate). Per questioni legate alla sicurezza le cisterne devono rispettare alcune importanti caratteristiche tecniche. Per evitare perdite, le cisterne devono essere mantenute a una temperatura inferiore al punto di ebollizione dell'ammoniaca (-33°C). Le cisterne devono anche essere in grado di resistere alle sollecitazioni meccaniche e alla corrosione causata dall'ammoniaca. Inoltre, l'ammoniaca è un gas compressibile e la sua pressione può aumentare rapidamente se la temperatura sale. Le cisterne, quindi, devono essere progettate per resistere a questo aumento di pressione e avere valvole di sicurezza adeguate. Questa tipologia di serbatoi di stoccaggio è molto comune e collaudata ed è un punto di vantaggio rispetto allo stoccaggio e al trasporto di idrogeno. D'altra parte, si può ricavare idrogeno dal cracking dell'ammoniaca dopo opportuna purificazione. L'ammoniaca, infatti, è una delle molecole contenenti, in proporzione al suo peso totale, la maggior quantità di idrogeno (17,8% in peso associato ad una densità volumetrica di 121 kg H<sub>2</sub>/m<sup>3</sup> a 10 bar) ancora utilizzabile come combustibile (perché non legato all'ossigeno). Quindi, l'elevata densità energetica (~ 3 kWh/litro), le normative vigenti, l'esistente infrastruttura di trasporto e stoccaggio e la capacità di immagazzinare idrogeno (accumulo chimico), collocano, potenzialmente, l'ammoniaca al centro di un nuovo sistema di soluzione integrata di stoccaggio e distribuzione di energia rinnovabile.

#### *6.2.4 Compatibilità con il sistema infrastrutturale esistente*

L'ammoniaca è compatibile con una vasta gamma di infrastrutture esistenti, ma ci sono alcune considerazioni da tenere in conto per garantire la sicurezza e l'efficienza del trasporto e del suo utilizzo. Il sistema di trasporto deve essere progettato per resistere alle alte pressioni e alle temperature estreme dell'ammoniaca. Ad esempio, le tubazioni e i serbatoi utilizzati per il trasporto dell'ammoniaca devono essere costruiti in materiali resistenti, come l'acciaio inossidabile o il rame, per evitare la corrosione. Inoltre, le infrastrutture di stoccaggio dell'ammoniaca devono essere progettate per garantire la sicurezza e la stabilità della sostanza. Ad esempio, i serbatoi di stoccaggio devono essere dotati di sistemi di raffreddamento per evitare surriscaldamenti e di sistemi di ventilazione per evitare la concentrazione di gas tossici.

#### *6.2.5 Effetti significativi sull'ambiente*

La produzione di ammoniaca verde, ovvero l'ammoniaca prodotta utilizzando fonti rinnovabili di energia, come l'energia eolica o solare, può avere effetti significativi positivi sull'ambiente rispetto alla produzione di ammoniaca tradizionale, che utilizza fonti di energia non rinnovabili come il carbone o il gas naturale. Attualmente la produzione di ammoniaca da combustibili fossili rappresenta circa il 2.2% delle emissioni totali di CO<sub>2</sub>.

La produzione di ammoniaca verde può ridurre le emissioni di CO<sub>2eq</sub> e contribuire a mitigare il cambiamento climatico, può anche contribuire alla creazione di un sistema energetico più pulito e sostenibile, in quanto è possibile utilizzarla come combustibile per la produzione di elettricità e idrogeno, e può essere integrata con l'agricoltura, in quanto può essere utilizzata come fertilizzante, aiutando a ridurre l'uso di fertilizzanti chimici e contribuendo alla conservazione del suolo.

In generale, la produzione di ammoniaca verde può avere un impatto significativo sull'ambiente, contribuendo alla riduzione delle emissioni di gas serra, migliorando la qualità dell'aria, e creando un sistema energetico più pulito e sostenibile.

Tuttavia, l'ammoniaca è una sostanza chimica altamente tossica e ha un impatto negativo sull'ambiente se viene rilasciata in quantità elevate. Può contaminare l'acqua e il suolo, influenzando sulla fauna e la flora. L'ammoniaca liberata nell'aria può causare problemi respiratori e irritazioni agli occhi.

I fenomeni coinvolti nel ciclo atmosferico dell'ammoniaca sono di natura complessa. L'ammoniaca rilasciata da fonti antropiche e naturali partecipa alle reazioni atmosferiche (ad esempio la conversione da gas a particelle,  $PM_{2.5}$ ), viene trasportata dai venti e ritorna in superficie attraverso processi di deposizione umida e secca, causando effetti negativi sull'ambiente e maggiori rischi per la salute pubblica. Ad esempio, un effetto importante dell'inquinamento da ammoniaca è l'impatto dell'accumulo di azoto sulla diversità e sulla composizione delle specie vegetali all'interno degli habitat interessati. L'inquinamento da ammoniaca ha anche un impatto sulla composizione delle specie attraverso acidificazione del suolo.

#### *6.2.6 Bilancio energetico-economico*

Il bilancio energetico-economico della produzione di ammoniaca dipende da diversi fattori, come la disponibilità di fonti di energia a basso costo e la disponibilità di materie prime a prezzi accessibili. In un recente studio sono stati confrontati dal punto di vista tecnico-economico i quattro processi per la produzione di ammoniaca blu e verde precedentemente descritti. Secondo lo studio, l'impianto GSR raggiunge un consumo energetico equivalente più basso rispetto agli altri schemi studiati, pari a  $26,2 \text{ GJ}/t_{\text{NH}_3}$  (il 13% del quale rappresenta il consumo di elettricità). I processi KBR, LAC e  $\text{NH}_3$ -Verde sono caratterizzati rispettivamente dai seguenti consumi energetici equivalenti:  $28,5 \text{ GJ}/t_{\text{NH}_3}$ ,  $27,7 \text{ GJ}/t_{\text{NH}_3}$  e  $31 \text{ GJ}/t_{\text{NH}_3}$ . Da un punto di vista economico, il processo KBR raggiunge un costo di produzione

dell'ammoniaca (Levelized Cost Of Ammonia, LCOA) di 385,9 €/t<sub>NH3</sub>. Se, invece, l'impianto è progettato senza la cattura e lo storage della CO<sub>2</sub> (CCS), il costo sale a 479 €/t<sub>NH3</sub> (con un aumento del 19,4%) con una tasso della CO<sub>2</sub> di circa 100 €/t. Il sistema LAC è caratterizzato da un costo di produzione simile a quello del KBR (385,1 €/t<sub>NH3</sub>), mentre per lo schema GSR il costo scende a 332,1 €/t<sub>NH3</sub> (-13,9%). Le variazioni del prezzo del gas naturale e della tasso sulla CO<sub>2</sub> hanno un effetto maggiore sull'LCOA. Gli autori del suddetto studio, utilizzando ipotesi di costo applicabili al 2050, hanno stimato che la produzione di ammoniaca verde completamente ottimizzata da energia eolica e solare con elettrolizzatori e stoccaggio di energia può raggiungere costi sostanzialmente più elevati rispetto alle alternative di NH<sub>3</sub> blu: 772,1, 569,3 e 484,7 euro/tonnellata rispettivamente nella Germania settentrionale, nella Spagna meridionale e in Arabia Saudita. Inoltre, l'LCOA della produzione di NH<sub>3</sub> blu in Arabia Saudita si riduce a 192,7 €/ton con il processo GSR grazie ai costi energetici molto più bassi. In generale, il costo dell'NH<sub>3</sub> verde e blu è molto sensibile alla localizzazione dell'impianto e, dato che l'ammoniaca è relativamente semplice da trasportare e stoccare, la produzione dovrebbe essere concentrata nelle regioni con l'energia di ingresso più economica. In particolare, per l'ammoniaca verde, le sfide principali da superare sono legate ai costi dell'energia che costituiscono circa l'85% del costo finale.

Il processo di produzione dell'NH<sub>3</sub> verde (Figura 6.6) è suddiviso in tre sezioni:

- generazione di H<sub>2</sub> tramite un elettrolizzatore PEM da 1 MW;
- unità di separazione dell'aria;
- sintesi, condensazione e riciclo di NH<sub>3</sub>.

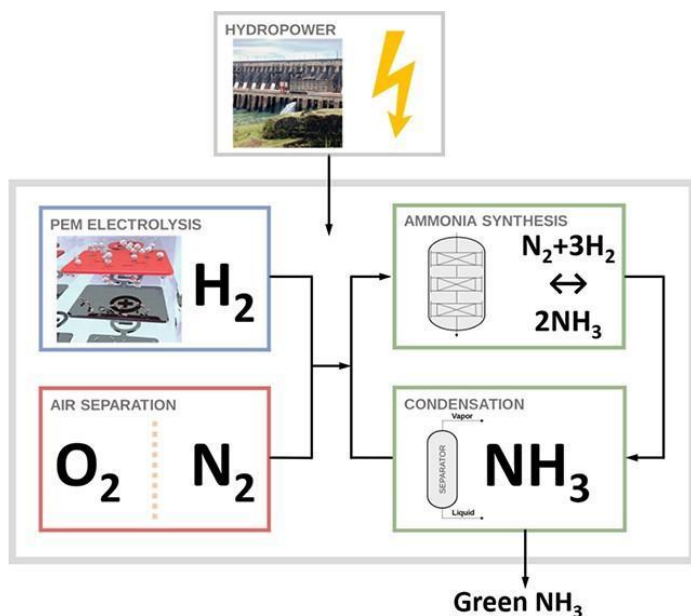


Figura 6.6

*Schema a blocchi dell'impianto di sintesi di ammoniaca verde [29]*

Gli autori dello studio ipotizzano che l'impianto sia installato a Bergen, in Norvegia, e che l'energia elettrica necessaria sia fornita da una centrale idroelettrica. Il consumo di energia è stato calcolato in base ai fabbisogni energetici del sistema. I risultati indicano un consumo energetico totale del sistema pari a 10,98 kWh/kg<sub>NH<sub>3</sub></sub>, con un'efficienza energetica di circa il 45%. L'88,5% del consumo di energia è dovuto alla produzione di idrogeno per via elettrolitica, mentre le sezioni di separazione dell'azoto e di sintesi/condensazione/riciclo di NH<sub>3</sub> sono rispettivamente responsabili del 1,3 e del 10,2 % del consumo totale. Per quanto riguarda, invece, l'aspetto economico lo studio mostra che i costi di produzione dell'ammoniaca sono legati per l'82% ai costi totali di produzione dell'H<sub>2</sub> verde, mentre i costi di investimento e i costi di produzione e manutenzione (O&M) incidono rispettivamente per il 17 e l'1%. Quindi, l'analisi dimostra come il costo dell'energia rinnovabile necessaria per alimentare l'elettrolizzatore incide maggiormente sui costi finali dell'ammoniaca; di conseguenza, un basso costo

dell'elettricità è un requisito fondamentale per la produzione sostenibile di  $\text{NH}_3$  verde (Figura 6.7a-b). Gli autori hanno ipotizzato tre scenari possibili (Figura 6.7b): molto ottimistico, ottimistico e scenario di base, considerando anche il costo dell' $\text{NH}_3$  convenzionale e la corrispondente penalizzazione legata alla gestione della  $\text{CO}_2$ .

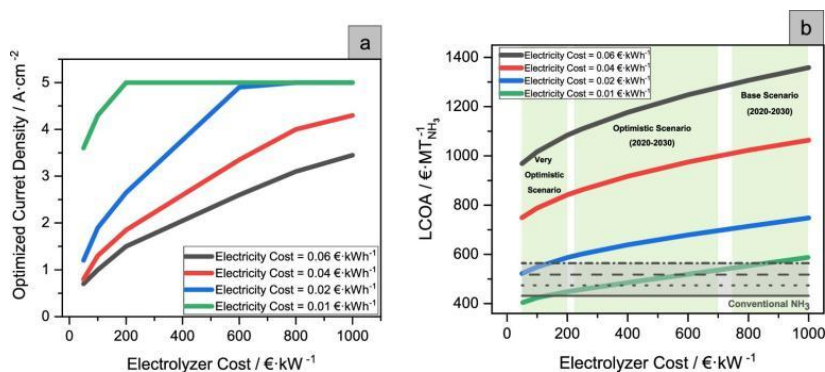


Figura 6.7

- (a) Densità di corrente ottimizzata in funzione dei costi dell'elettrolizzatore e dell'elettricità.
- (b) LCOA per diversi scenari di costi dell'elettrolizzatore e dell'elettricità e confronto con i costi dell'ammoniaca convenzionale, incluse le tasse sulla  $\text{CO}_2$  [29].

I risultati indicano che se i costi dell'elettricità si riducono a valori pari a 0,01  $\text{€ kWh}^{-1}$ , allora l' $\text{NH}_3$  verde sarà competitiva rispetto all' $\text{NH}_3$  convenzionale a condizione, però, che i costi dell'elettrolizzatore siano inferiori a 900  $\text{€ kW}^{-1}$  e venga applicata la tassa massima sulla  $\text{CO}_2$  (126  $\text{€ MT}_{\text{NH}_3}^{-1}$ ). Tuttavia, va sottolineato che il costo convenzionale dell' $\text{NH}_3$  sfrutta i vantaggi dell'economia di scala. In realtà, un tipico impianto tradizionale basato sullo SR del metano su larga scala produce circa 1500 Mt/giorno di ammoniaca, mentre un impianto di  $\text{NH}_3$  verde da 30 MW produce circa 83 Mt/giorno, 18 volte meno. In particolare, più grande è la scala di produzione, più bassi saranno i costi medi. Inoltre, con l'aumento delle dimensioni della produzione, è possibile ridurre il consumo energetico.



### 6.2.7 *Rischi*

Rispetto all'idrogeno, l'ammoniaca presenta meno complicazioni tecniche a causa della sua temperatura di ebollizione non criogenica, del suo limite di esplosione superiore e delle sue caratteristiche di accumulo di energia (sotto forma di legami chimici) superiori. È meno infiammabile di altri combustibili; quindi, presenta un rischio inferiore di incendio. A concentrazioni elevate, però, può essere tossica per gli esseri umani e per gli animali, causando irritazione delle vie respiratorie e danni agli occhi. Inoltre, può causare inquinamento dell'acqua e dell'aria se non viene gestita e immagazzinata in modo sicuro. L'ammoniaca è una sostanza versatile e utile, ma richiede una gestione e un'utilizzazione responsabili per evitare problemi di salute e ambientali. In particolare, mentre il trasporto di  $\text{NH}_3$  su larga scala dagli impianti di produzione commerciale agli impianti di stoccaggio è ben definito, l'utilizzo di  $\text{NH}_3$  come combustibile nei veicoli per il trasporto di persone introduce nuovi rischi e costi che vanno affrontati. A riguardo, uno studio del Risø National Laboratory, ha identificato tre aree di rischio: la sicurezza del veicolo stesso (durante la guida regolare e in caso di collisione), la sicurezza della stazione di rifornimento e la sicurezza del trasporto su strada dell'ammoniaca alle stazioni di rifornimento. Le conclusioni riportano che, utilizzando sistemi di sicurezza appropriati per i veicoli, implementando regolamenti per la manutenzione sicura dei veicoli a  $\text{NH}_3$ , trasportando l' $\text{NH}_3$  alle stazioni di rifornimento come liquido refrigerato e implementando zone di sicurezza tra le stazioni di rifornimento e le aree pubbliche e/o residenziali, il rischio dell'uso dell' $\text{NH}_3$  come carburante per il trasporto potrebbe essere ridotto a livelli paragonabili ai carburanti convenzionali (benzina o GPL).

## 6.2 Biocarburanti (bioetanolo, biometano, biodiesel, HVO)

### 6.3.1 Ricadute sugli obiettivi di decarbonizzazione

I biocarburanti costituiscono una soluzione importante di decarbonizzazione dei trasporti perché sono vettori energetici sostenibili prodotti a partire da materie prime in grado di rigenerarsi e riprodursi in breve tempo, come gli scarti e i residui dell'attività agricola e forestale e relative lavorazioni (incluse sostanze vegetali e animali) o come la parte biodegradabile dei rifiuti.

Il contributo ambientale dei biocarburanti prodotti a partire da biomasse vegetali è legato all'origine biologica della materia prima: la CO<sub>2</sub> è assorbita dall'atmosfera durante la crescita dei vegetali consentendo ai biocarburanti di ridurre di oltre il 65% le emissioni di CO<sub>2</sub> nel ciclo di vita, se confrontate a quelle generate da un combustibile fossile. Nel caso di impiego di biomasse ottenute dalla filiera di scarti e residui di processi industriali o agricolo-alimentari il risparmio emissivo può essere superiore all'80% in considerazione del fatto che le emissioni di CO<sub>2</sub> relative alla coltivazione della biomassa sono attribuibili al processo principale e non ai biocarburanti ottenuti dagli scarti degli stessi.

I biocarburanti, in particolare quelli che possono essere utilizzati in purezza rappresentano un'alternativa rinnovabile ai carburanti tradizionali per il settore dei trasporti per le motorizzazioni omologate, con la capacità di ottenere benefici ambientali e socioeconomici come la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, la generazione di occupazione e la sicurezza energetica [30].<sup>9</sup>

Anche la strategia al 2050 presentata da FuelsEurope, associazione di categoria dei raffinatori a livello EU, delinea un percorso virtuoso che descrive come i carburanti liquidi a basso tenore di carbonio, tra cui i

---

<sup>9</sup> I biocarburanti di tipo drop-in sono definiti dallo IEA (International Energy Agency) come “bioidrocarburi liquidi funzionalmente equivalenti ai combustibili petroliferi e pienamente compatibili con le infrastrutture petrolifere esistenti”.

biocarburanti, potranno permettere al settore dei trasporti di contribuire all'obiettivo di neutralità carbonica all'orizzonte 2050.

Per il settore dei trasporti, la già citata Direttiva RED III sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili impone, a scelta degli Stati membri, obblighi di riduzione dell'intensità carbonica pari almeno al 14,5% (rispetto a un benchmark di riferimento pari a 94 g<sub>CO2</sub>/MJ) entro il 2030 o una quota di energia rinnovabile nel consumo finale di energia nel settore dei trasporti pari ad almeno il 29% entro il 2030. In entrambi i casi, è previsto un sotto-obiettivo minimo in termini di utilizzo di biocarburanti c.d. “avanzati” (prodotti da materie prime derivanti dalla rigenerazione di rifiuti, residui e sottoprodotti di processi industriali non utilizzabili nella filiera alimentare umana o animale) e di RFNBO<sup>10</sup> (*Renewable Fuels of Non-Biological Origin*) del 5,5% al 2030, di cui l'1% minimo di RFNBO (come anche indicato nel paragrafo dedicato all'idrogeno). Inoltre, è posto l'obbligo, per gli Stati Membri con porti marittimi, di adoperarsi per garantire che a partire dal 2030 la quota di RFNBO sulla quantità totale di energia fornita al settore del trasporto marittimo sia almeno pari all'1,2 %.

La quantificazione delle emissioni di CO<sub>2</sub> nel ciclo di vita riconosciuta dalla Direttiva RED si basa sull'analisi delle emissioni secondo un approccio *Well-to-Wheel*. In pratica, si stima l'emissività di ogni fase della produzione, a partire dall'estrazione del greggio e dalla coltivazione delle biomasse, sino al consumo per combustione all'interno dei motori, passando per le fasi di trasporto e raffinazione.

Come si può evincere dal report di IRENA “Biogas for road vehicles” (Figura 6.8) le performance di riduzione delle emissioni GHG dei biocarburanti rappresentano un'importante leva di decarbonizzazione anche considerando l'efficienza del veicolo a combustione, inferiore rispetto ad un veicolo a propulsione elettrica. Le emissioni specifiche

---

<sup>10</sup> L'energia dei RFNBO è conteggiata ai fini della quota di energia rinnovabile degli obblighi posti dalla direttiva solo se la riduzione delle emissioni di gas serra derivante dal loro uso è pari almeno al 70%

rappresentate nella Figura 6.8 evidenziano potenziali di riduzione nell'ordine del 60÷80% per il biometano, a seconda della materia prima impiegata per la produzione. Anche biocarburanti liquidi come HVO (Hydrogenated Vegetable Oil), la cui emissività è stimata conservativamente sulla base del *saving* minimo previsto nella RED per gli impianti di produzione biofuels avviati a partire dal 2021, consentono una riduzione emissiva analoga, soprattutto se prodotti a partire da materie prime costituite da scarti, rifiuti e residui.

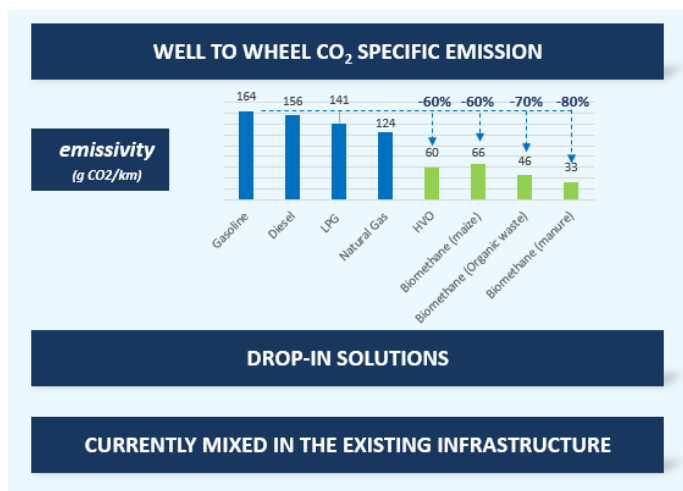


Figura 6.8

*Confronto emissività specifica di automobili con diverse alimentazioni [31].*<sup>11</sup>

A distanza di alcuni anni dall'introduzione dell'obbligo di miscelazione introdotto dalla RED è possibile affermare che tale regolamentazione ha consentito la creazione di un mercato continentale dei biocarburanti strutturato e con un ampio numero di produttori e grossisti con un

<sup>11</sup> Emissività HVO: il valore di emissività chilometrica di HVO è un'elaborazione e considera un HVO il cui impatto emissivo unitario per unità energetica (espresso come  $\text{g}_{\text{CO}_2\text{eq}}/\text{MJ}_{\text{fuel}}$ ) nel ciclo di vita in termini di emissioni GHG determini un risparmio del 65% rispetto ad un riferimento fossile, indicato nella RED II col valore di  $94 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{eq}}/\text{MJ}_{\text{fuel}}$ . La Direttiva impone che, per i nuovi impianti avviati a partire dal 2021, sia rispettato un risparmio minimo del 65% di emissioni rispetto al riferimento fossile per i biocarburanti al fine di essere idonei a soddisfare gli obblighi di immissione in consumo della Direttiva stessa.

livello di domanda elevato ed un prezzo che, supportato dai meccanismi sanzionatori previsti in caso di mancato adempimento, ha raggiunto, secondo i calcoli dell'IEA, un valore compreso tra 2 e 5 volte quello del corrispondente combustibile fossile.

Solo in presenza di questo particolare scenario normativo gli operatori sono in grado di giustificare gli investimenti necessari alla realizzazione delle unità di produzione di tali biocarburanti ed a remunerare i costi di produzione che risultano significativamente superiori rispetto a quelli dei carburanti fossili per via dei costi di acquisto delle biomasse. La filiera di approvvigionamento delle materie prime necessarie alla produzione dei biocarburanti risulta infatti piuttosto articolata sia dal punto di vista geografico che delle dimensioni.

Più in generale, la sostenibilità economica (ed ambientale) della filiera delle materie prime include molteplici fattori quali: la disponibilità e collocazione geografica, l'impatto ambientale della coltivazione, la resa in bio-olio del *feedstock*, la competizione nell'utilizzo del suolo con altre coltivazioni agricole nel caso di utilizzo diretto di biomasse di origine vegetale, i costi di trasporto dai luoghi di produzione a quelli di trasformazione e consumo.

### *6.3.2 Veicoli alimentati a biocarburanti vs veicoli elettrici: contributo alle emissioni*

Il pacchetto Fit for 55 per la decarbonizzazione del settore dei trasporti include un obiettivo “zero emissioni di scarico” dal 2035 in poi per gli autoveicoli leggeri e gli autobus urbani: in pratica, ciò riduce le soluzioni tecniche per questi veicoli stradali ai soli veicoli elettrici a batteria (BEV) e ai veicoli elettrici a celle a combustibile (FCEV). Queste tecnologie saranno tra i più importanti contributori per la neutralità del carbonio nel trasporto su strada, ma saranno altresì necessarie tecnologie aggiuntive in termini di funzionalità, costo del sistema e sostenibilità. L'approccio alla ricerca dovrebbe continuare a considerare le diverse tecnologie in una prospettiva del ciclo di vita, pur mantenendo l'obiettivo generale della neutralità del carbonio.

Lo sviluppo dei biocarburanti, infatti, può contribuire in maniera significativa alla riduzione delle emissioni di gas serra nel settore dei trasporti, nonostante una differenziazione circa il livello di abbattimento della CO<sub>2</sub> a seconda della materia prima utilizzata. I biocarburanti avanzati, ad esempio, possono raggiungere percentuali di riduzione delle emissioni *Well-To-Wheel* anche prossime al 100% nel caso di impiego di rifiuti e sottoprodotti. Indicativamente, la produzione di 1Mton/anno di biocarburanti avanzati può consentire un risparmio di CO<sub>2</sub> compreso tra 2 e 3 Mt/anno [32].

Un'analisi condotta nel 2018 da Concawe sul futuro del trasporto stradale leggero nell'UE considera in chiave comparativa da un lato lo scenario di completa elettrificazione del parco auto e dall'altro quello di un diffuso utilizzo dei combustibili a bassa intensità di carbonio (LCF) combinato con veicoli elettrici. Lo studio, condotto secondo un approccio LCA<sup>12</sup>, mostra come al 2050 le riduzioni delle emissioni totali di gas a effetto serra rispetto al valore del 2015 siano approssimativamente equivalenti per entrambi gli scenari (Figura 6.9) [33].

---

<sup>12</sup> Il campo di applicazione dell'analisi LCA comprende le emissioni di GHG con approccio WTW derivanti dalla produzione e dall'uso di carburante e le emissioni totali incorporate nel veicolo, a cui si aggiungono le emissioni derivanti dalla fase di produzione e smaltimento del veicolo.

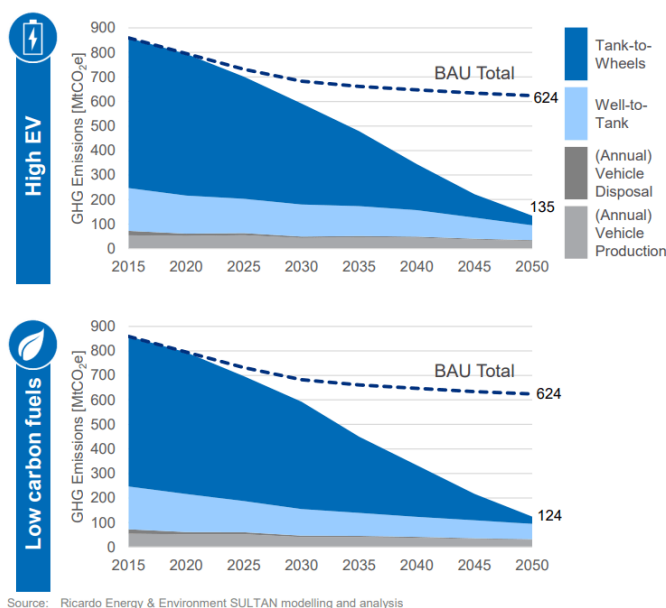


Figura 6.9

*Emissioni totali di gas serra dal 2015 al 2050 [33].*

Uno studio successivo commissionato da FuelsEurope a studio *Gear up* nel 2021 [34] prende in considerazione l'assorbimento di veicoli elettrici a batteria nel mercato delle autovetture da una prospettiva del consumatore, sulla base del costo totale di proprietà. L'analisi mostra che, a parità di condizioni, sia un veicolo elettrico che un veicolo con un motore a combustione interna alimentato con carburanti rinnovabili al 100% forniscono le stesse prestazioni equivalenti di riduzione di CO<sub>2</sub>, a costi simili. I risultati combinati della maggiore efficienza dei nuovi veicoli con motore a combustione interna (motori Euro 6) e dei carburanti rinnovabili nel mix avranno un impatto maggiore. Con riferimento ai possibili strumenti per il raggiungimento dell'obiettivo europeo di riduzione di CO<sub>2</sub> nel settore del trasporto stradale, il legislatore ha finora manifestato una netta preferenza per soluzioni basate sull'elettrificazione; prospettiva che richiede di considerare, oltre ad adeguati strumenti di policy (per esempio, la sostenibilità fiscale degli incentivi), anche fattori quali la sicurezza e il costo di

approvvigionamento delle materie prime per la produzione delle batterie.

I biocarburanti possono rappresentare una possibile soluzione per l'abbattimento delle emissioni di CO<sub>2</sub> dei trasporti senza vincoli di rinnovo del parco circolante esistente, senza necessità di adeguamento delle infrastrutture per la loro distribuzione ed utilizzo. Per il trasporto marittimo, aereo e pesante su strada, la densità energetica dei combustibili liquidi rappresenta un vantaggio fondamentale che sarà difficilmente sostituibile anche considerato il miglioramento a livello tecnologico delle batterie. Per queste modalità di trasporto, il requisito fondamentale è quello di immagazzinare la quantità massima di energia a bordo nel minor volume e peso possibile. La tecnologia delle batterie dovrà ottenere una riduzione di peso di almeno 10 volte [35] per diventare un valido sostituto dei carburanti liquidi nei mezzi di trasporto diversi dalle sole autovetture e dai veicoli commerciali leggeri. È pertanto improbabile che un'unica opzione garantisca una mobilità a basse emissioni in tutti i segmenti di trasporto.

Data la dimensione della sfida, mantenere la neutralità tecnologica sarà in sostanza fondamentale. La diffusione dell'elettrico può essere già oggi sostenuta e affiancata da soluzioni complementari come i biocarburanti. Ciò comporterebbe una diminuzione delle emissioni più veloce, con effetti immediati, in quanto consentirebbe la decarbonizzazione del parco macchine esistente.

È bene, inoltre, ricordare che gli assetti produttivi delle bioraffinerie non possono vedere una domanda limitata ai soli carburanti destinati a comparti diversi da quello stradale. Pertanto, è fondamentale promuovere una visione integrata dei prodotti destinati a tutti i modi del trasporto, non escludendo una valorizzazione dei biocarburanti anche negli LDV e HDV a combustione interna. Una visione che non tenga conto di questa prospettiva rischierebbe ad esempio di non trovare risposte di produzione SAF (*sustainable aviation fuel*) adeguate alla traiettoria di crescita prevista dal Regolamento ReFuelEU Aviation, soprattutto post 2030.



### 6.3.3 *Processi Produttivi per conversione delle biomasse*

Le strade per operare trasformazioni delle biomasse “grezze” che entrano in raffineria ed ottenere biocombustibili e prodotti biochimici passano attraverso differenti modalità di conversione.

I processi di trasformazione delle biomasse possono essere suddivisi in 4 gruppi (vedi Figura 6.10):

- conversioni di tipo termochimico,
- conversioni di tipo biologico,
- conversioni catalizzate,
- conversioni di tipo fisico.

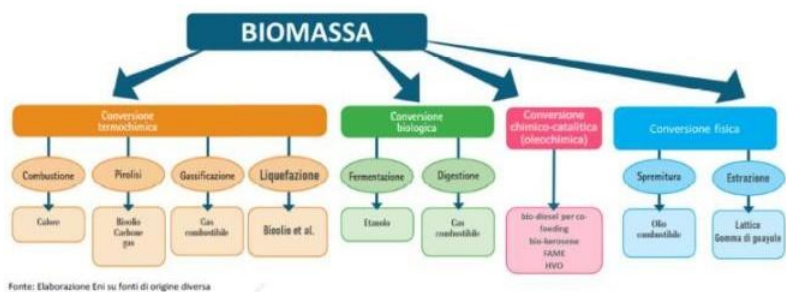
Le trasformazioni termochimiche rappresentano tutti quei processi che sfruttano le elevate temperature per accelerare la velocità di conversione delle biomasse o dei rifiuti, producendo delle miscele di prodotti valorizzabili come combustibili.

Le trasformazioni biologiche rappresentano processi metabolici che producono cambiamenti chimici nei substrati organici attraverso l'azione di enzimi e/o di microorganismi.

Le trasformazioni catalizzate sono processi che, mediante l'utilizzo di un catalizzatore omogeneo o eterogeneo convertono la materia prima, trasformandola nel prodotto desiderato.

Da ultimo, la conversione fisica consiste nella lavorazione meccanica delle biomasse di partenza per ottenere un prodotto più facile da trasportare ed utilizzare o aumentarne la densità energetica per unità di volume o di peso.

Le filiere incluse in queste grandi classi di conversione sono alquanto numerose e si possono combinare in diverso modo per formare percorsi ben più complessi di quelli rappresentati nel semplice schema di Figura 6.10.



*Figura 6.10*

*Processi di trasformazione delle biomasse.*

È questa una delle difficoltà del settore che, come abbiamo già avuto modo di notare, richiede una elevata capacità di interdisciplinarietà e una visione olistica dell'intero sistema della bioenergia, della biochimica e dei molteplici mercati di sbocco per poter scegliere, combinare tra loro e gestire al meglio i processi e le varie bio-produzioni ottenibili a partire dalle biomasse. A titolo di esempio rappresentativo della complessità del reticolo possibile di filiere, nella Figura 6.11 è riprodotto un possibile diagramma di flusso di prodotti bio [36].



Viene prodotto dalla fermentazione di zuccheri semplici o complessi (amidi) provenienti da coltivazione dedicate quali canna da zucchero, mais o frumento, patate.

La canna da zucchero ed il mais sono le materie prime maggiormente impiegate per la produzione di bioetanolo grazie a storici accordi agricoli rispettivamente in Brasile e negli Stati Uniti. In Europa, il bioetanolo è prodotto utilizzando prevalentemente frumento, orzo e barbabietole da zucchero. I principali poli europei di produzione sono in Spagna, Germania, Svezia e Francia. È utile sottolineare che, sebbene il bioetanolo possa essere prodotto con successo nei climi temperati, i climi tropicali sono più adatti per garantire un'alta produttività, come ad esempio in Brasile con la canna da zucchero.

Il trasporto avviene con autocisterne. Come gli altri combustibili convenzionali, non si riscontrano particolari criticità poiché tali mezzi vengono controllati regolarmente e non vi sono particolari rischi e/o esigenze di riconversioni.

In deposito, qualora venisse miscelato con la benzina, si additiva l'etanolo nella parte finale della catena logistica, direttamente in linea prima del trasferimento in autobotte. La benzina viene appositamente preparata per la successiva fase di miscelazione con l'etanolo: il semilavorato della benzina (RBOB - Reformulated Gasoline Blendstock for Oxygenate Blending) viene tenuto separato sino all'ultimo per evitare problemi di idrofilia.

In termini di prestazioni, il bioetanolo ha caratteristiche leggermente diverse rispetto alla benzina commerciale (Tabella 6.5); avendo nella formula chimica un atomo di ossigeno il suo rapporto stechiometrico con l'aria è sensibilmente differente, 9 contro 14,6 della benzina. Ha un calore latente di vaporizzazione maggiore della benzina, che potrebbe dare dei miglioramenti in termini di riempimento volumetrico del motore. Inoltre, ha un numero di ottano più alto che consente di ottenere valori maggiori del rapporto di compressione dei motori da cui deriva, almeno in teoria, un maggiore rendimento termico.

Proprietà	Benzina	Etanolo
Formula chimica	$C_{7.76}H_{13.1}$	$C_2H_5OH$
Rapporto stechiometrico	14,6	9
Potere calorifico [MJ/kg]	43,1	27
Tenore termico [MJ/kg miscela]	2,76	2,70
Calore di vaporizzazione [kJ/kg]	400	841
Numero di ottano	96	113

Tabella 6.5

*Proprietà della benzina commerciale e dell'etanolo [37].*

È possibile, con l'etanolo, alimentare sia i motori a combustione interna, sia i veicoli a Fuel Cell (Figura 6.12).



(a)



(b)

Figura 6.12

*Veicolo a Fuel Cell alimentato ad etanolo (a) e veicolo ICE a bioetanolo E85 (b).*

L'utilizzo come carburante miscelato con la benzina comporta elementi di difficoltà lungo la catena di trasporto, stoccaggio ed utilizzo nei motori:

- L'etanolo ha proprietà solventi ed è aggressivo sui materiali; questo richiede l'adozione di materiali resistenti alla

corrosione per evitare una rapida degradazione degli stessi. Nel caso di una prima immissione in circuiti esistenti, potrebbero essere esaltati i problemi dell'accumulo di residui metallici, che richiederebbe operazioni di filtraggio.

- L'etanolo ha una forte affinità con l'acqua e per tale ragione deve essere operata un'adeguata azione di controllo e gestione. Infatti, la presenza di acqua nel carburante e la sua stratificazione può variare le proprietà della benzina alla pompa ponendola "fuori limiti", sia dal punto di vista del numero di ottano che della volatilità.
- La volatilità dell'etanolo è molto diversa da quella della benzina e quindi anche la sua curva di distillazione. Alle più basse percentuali di etanolo, la tensione di vapore subisce grandi variazioni e quindi il mix di diverse benzine può mettere fuori norma la benzina a partire proprio dai valori di volatilità. Sarebbe perciò opportuno, che l'immissione nel mercato di benzina E10 avvenisse contemporaneamente in tutte le stazioni, per non incorrere in casi ove possa esserci una benzina fuori norma all'interno dei serbatoi dei veicoli.

Lo stoccaggio a bordo dei veicoli, per miscele con benzina a bassa percentuale, non ha particolari problematiche. Per percentuali più elevate, fino all'85%, o anche come unico carburante, le criticità sono quelle di un carburante che ha una forte miscelabilità con l'acqua e le proprietà solventi dello stesso. Tuttavia, sono problematiche note e già risolte nei veicoli compatibili con l'E85.

Per le criticità relative alla catena logistica possiamo rilevare che:

- In deposito si additiva l'etanolo nella parte finale della catena logistica, direttamente in linea prima del trasferimento in autobotte. Il semilavorato della benzina (RBOB - Reformulated Gasoline Blendstock for Oxygenate Blending) viene tenuto separato per evitare problemi di idrofilia.
- Dal punto di vista del trasporto in autocisterna, non si riscontrano particolari criticità poiché tali mezzi vengono

controllati regolarmente e non vi sono particolari rischi e/o esigenze di riconversioni.

- Dal punto di vista della stazione di rifornimento, la criticità è costituita dall'idrofilia: si rende necessario un collaudo delle stazioni, soprattutto quelle più datate (che possono avere anche 50 anni) per la verifica, ad esempio, della tenuta dei serbatoi. Tuttavia, la maggior parte delle stazioni è già pronta per l'uso di benzine E10 anche se una parte di esse può aver bisogno di piccoli interventi (dell'ordine del migliaio di euro) e solo una parte minoritaria richiederà interventi più radicali (anche di 50.000 euro) per la messa in esercizio con le miscele di benzina etanolo.

Trattandosi comunque di tecnologie mature, non ci sono ostacoli particolarmente complessi da sormontare che possano impedire l'uso di questo carburante.

Per il bioetanolo, alcuni studi [38] dimostrano che le emissioni di CO<sub>2</sub> si riducono del 20 % ÷ 40 % (dati basati sulla coltivazione di grano). Il bioetanolo ottenuto dalla barbabietola da zucchero porterebbe ad una diminuzione del 40 % ÷ 55 %, mentre in Brasile, dove la canna da zucchero è la materia prima più diffusa, la riduzione è circa del 80 % ÷ 90 %.

Per quanto riguarda le emissioni nocive di NO<sub>x</sub>, CO ed HC, si può osservare un lieve aumento degli ossidi di azoto, comunque controllabili con i comuni dispositivi di abbattimento delle emissioni a bordo dei veicoli.

Essendo richieste differenti tipologie di lavorazione, il bilancio energetico-economico non è favorevole rispetto alla benzina commerciale, con il risultato di un costo maggiore.

I rischi sono sicuramente associati alla natura infiammabile del combustibile, mentre la sua idrofilia può costituire un problema in caso di dispersione in ambiente.

Essendo un solvente, l'etanolo ha anche capacità corrosive.

#### *6.3.4.2 Biometano*

Il biometano è un biogas che ha subito un processo di raffinazione, o upgrading, per arrivare ad una concentrazione di metano del 95%, che lo rende assimilabile al gas naturale.

Il biogas è prodotto dalla degradazione biologica della biomassa in assenza di ossigeno nel processo di digestione anaerobica (DA). La quantità e la qualità del biogas prodotto (percentuale di metano contenuta) dipendono sia dalla biomassa di partenza che dalla tecnologia utilizzata. La DA può avvenire in ambiente controllato (digestore anaerobico) con una produzione di biogas con percentuale di metano attorno al 55 % ÷ 65 %, o avere luogo nelle discariche, risultando in una percentuale di metano intorno al 45 %.

Le principali materie prime utilizzabili nel processo di DA sono:

- Reflui fognari;
- Reflui zootecnici;
- Rifiuti alimentari di origine commerciale o domestica (FORSU);
- Rifiuti da giardinaggio e gestione del verde;
- Produzioni agricole dedicate.

Il trasporto del biometano non è differente da quello del gas naturale: può essere trasportato in bombole o immesso nella rete. L'utilizzo nei veicoli non comporta alcun tipo di modifica ed ha le stesse caratteristiche del metano. Avendo un maggior grado di purezza, il biometano risulta migliore rispetto al gas naturale, determinando un vantaggio in termini di minor degrado del veicolo. Non ci sono criticità ulteriori rispetto al gas naturale.

Il biometano è immagazzinato all'interno del veicolo di norma in forma gassosa a 200 bar, esattamente allo stesso modo del metano, tramite bombole di acciaio oppure carbonio, in grado di resistere a tale



pressione. Può essere immagazzinato anche in forma liquida come il GNL.

Nella sua composizione chimica molecolare, il biometano (come il metano) è l'idrocarburo con il minor numero di atomi di carbonio (1 solo atomo) e dalla sua combustione si formerà il minor numero di molecole di anidride carbonica.

La sua natura biologica può portare a riduzioni delle emissioni climalteranti anche dell'80% rispetto al metano per autotrazione. Tuttavia, il metano è un gas climalterante ( $25\ t_{CO_{2eq}}/t_{CH_4}$ ) e la perdita di gas in atmosfera risulta molto critica.

Le emissioni Tank to Wheel risultano perfettamente sovrapponibili rispetto a quelle di un veicolo alimentato a metano.

La Figura 6.13 illustra l'impatto della produzione di biometano attraverso le varie modalità.

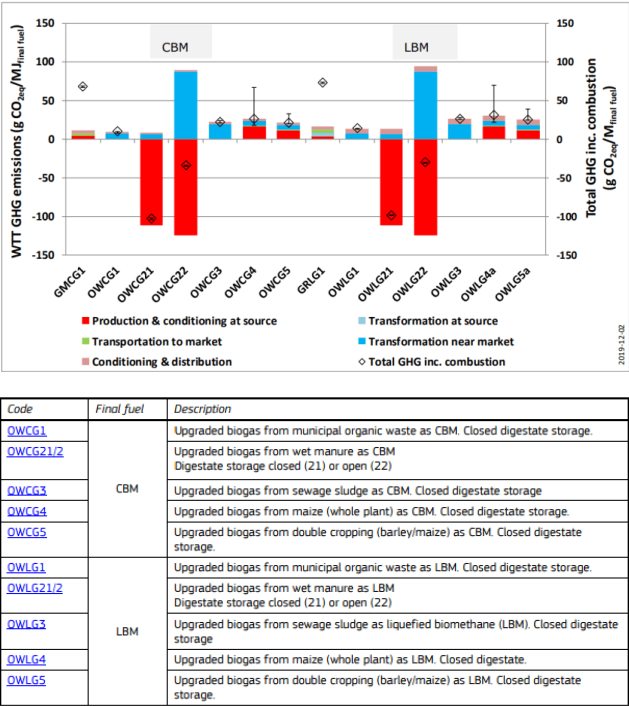


Figura 6.13

Confronto tra le emissioni Well to Tank di CO<sub>2</sub> del metano (GMCG1) e del biometano in forma gassosa (CBM) e liquida (LBM) secondo le varie modalità di produzione (fonte JRC) [39].

Il confronto dell'energia necessaria per la produzione del biometano rispetto a quella per il gas naturale, riferita al mix europeo, è riportato nella Figura 6.14.

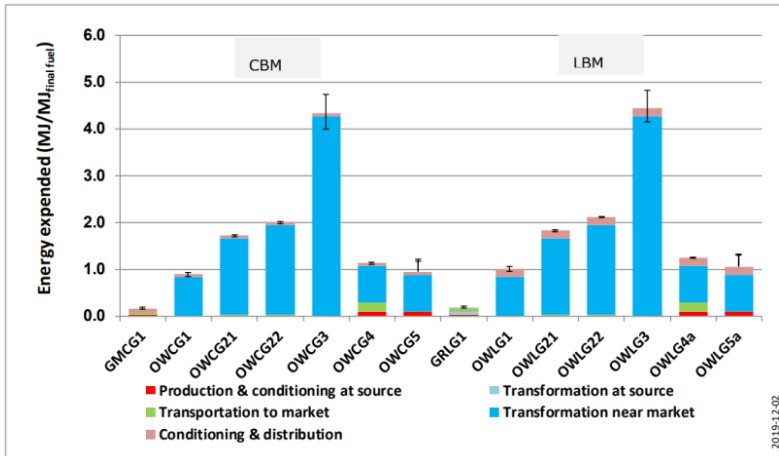


Figura 6.14

Confronto tra l'energia necessaria per la produzione di metano (GMCG1) e biometano in forma gassosa (CBM) e liquida (LBM) secondo le diverse modalità di produzione [39].

Si può notare che, in termini energetici, la spesa è maggiore rispetto al suo equivalente fossile ed il costo risente di tale aggravio: esso è di circa 50 €/MWh (quotazione del 02/2025 del Dutch TTF Natural Gas Futures).

I rischi relativi al biometano sono esattamente gli stessi del gas naturale, essendo per la quasi totalità metano. È un combustibile gassoso più leggero dell'aria e in caso di perdite all'aperto si disperde rapidamente in atmosfera, non costituendo rischi particolari.

#### 6.3.4.3 Biodiesel per co-processing HDS (*HydroDesulfurization*)

Il *co-processing* o *co-feeding* consiste nella contemporanea alimentazione e trasformazione di materie prime biologiche ed intermedi petroliferi negli impianti tradizionali presenti all'interno di una raffineria. Nel processo sono coinvolte reazioni di cracking ed idrogenazione con altre tipologie di materie prime rinnovabili come oli vegetali in combinazione con intermedi petroliferi.

Il fine è quello di ottenere combustibili finiti con una quota al proprio interno di componente rinnovabile, che viene riconosciuta ai fini degli obblighi bio di immissione al consumo per soddisfare la normativa europea in tema di biocarburanti. Co-processare delle materie prime di carattere bio e fossili porta alla formazione di prodotti finali con le stesse proprietà chimiche. Quali prodotti si ottengano e la quota bio risultante dalla lavorazione dei processi possono essere variabili. Per quanto riguarda i tipi di prodotti dipende dal punto di inserzione dell'elemento biogenico. Se si schematizza il complesso di raffineria, si possono ottenere un ventaglio di prodotti che presentano in uscita una quota risultante bio.

Il co-processing ha recentemente ricevuto un'attenzione particolare, sia dal punto di vista normativo che da parte delle società produttrici di carburanti come metodo di decarbonizzazione dei propri prodotti nel breve termine. Infatti, il co-processing potrebbe permettere, sfruttando infrastrutture esistenti come le raffinerie e gli impianti logistici, di incrementare la disponibilità di biocarburanti.

Il co-processing è una pratica industriale consolidata soprattutto per la produzione di gasoli mediante la co-alimentazione di oli vegetali presso gli impianti di desolforazione. Il prodotto risultante ha una quota bio riconosciuta in relazione alla resa del processo ed al tipo di alimentazione dell'impianto. Rimane il rispetto delle modalità di monitoraggio delle rese (test del Carbonio 14 «quadrimestrale» o «ad evento») richieste dal Regolamento delegato dell'UE 2023/1640 per il successivo riconoscimento della quota bio per il raggiungimento dei target previsti dalla RED.

Il co-processing per gasoli viene portato avanti come pratica industriale da diverse compagnie europee come BP in Inghilterra, Preem in Svezia,

Neste in Finlandia ed è largamente utilizzato in Spagna con Repsol e CEPSA.

Un ultimo aspetto relativo alla pratica del co-processing riguarda la produzione di quote bio di kerosene per *jet fuel*.

A novembre del 2019 è stata introdotta la possibilità normativa di produrre quote bio di *jet fuel* mediante co-processing agli impianti di desolforazione del kerosene presenti in una raffineria tradizionale, fino ad un massimo del 5% in volume in ingresso all'impianto.

#### 6.3.4.4 Fatty Acid Methyl Ester (FAME)

Il FAME è un carburante bio sostitutivo del diesel che viene prodotto mediante la reazione di transesterificazione dei trigliceridi. Le materie prime di partenza, quindi, sono rappresentate dagli stessi oli vegetali e residui che costituiscono la filiera di produzione dell'HVO.

La reazione di produzione è esotermica ed il processo produttivo è relativamente semplice, permettendo anche la costruzione di impianti di piccola taglia decentralizzati e adiacenti al punto di generazione delle materie prime.

La temperatura di reazione varia a seconda del processo di transesterificazione e produzione del biodiesel:

- a. Per piccoli impianti (1000÷3000 ton/anno) il processo è discontinuo e avviene generalmente a temperatura ambiente con tempi di reazione di circa 8 ore.
- b. Per impianti di media taglia (20÷25 kt/anno) il processo può essere condotto sia in continuo che in discontinuo. Generalmente la reazione viene condotta a temperature di 70 °C
- c. per impianti di grande taglia in continuo (> 25 kt/anno) il processo viene condotto a circa 200 °C e 50 bar di pressione, in modo da spingere la cinetica di reazione.

Il FAME risulta avere generalmente un costo inferiore dell'HVO nonostante venga prodotto dalle stesse materie prime di partenza, essenzialmente per tre motivi:

- L'utilizzo di metanolo come reagente rispetto all'idrogeno: la quotazione del metanolo fossile è uguale a quella del petrolio e può essere acquistato sul mercato a differenza dell'idrogeno che deve essere prodotto nel luogo di utilizzo, con investimenti importanti per la sua produzione come, per esempio, per la costruzione di uno *steam methane reformer*.
- Le condizioni di reazione presentano una minore temperatura e pressione di esercizio rispetto ai processi di idrogenazione.
- La generazione di un co-prodotto come la glicerina che ha un suo mercato nei settori dell'industria alimentare e cosmetica o può essere utilizzata come substrato per la produzione di biometano.

Il FAME però presenta anche delle criticità che ne limitano l'applicabilità nei carburanti: se miscelato, non può superare la percentuale del 7%, se è puro richiede modifiche ai motori.

Il FAME, a differenza dell'HVO, contiene ancora ossigeno al suo interno e da questo ne deriva la scarsa stabilità all'ossidazione con formazione di morchie.

#### 6.3.4.5 HVO/SAF

La capacità operativa di bioraffinazione, espressa in termini di produzione e non di capacità di lavorazione, al 2022 è di circa 9,5 Mt/anno [40], concentrata per oltre il 75% in Nord America ed Europa. A fronte di previsioni di domanda crescente di HVO/SAF, gli operatori del settore stanno avviando nuovi investimenti in impianti di idrogenazione e annunciando nuovi progetti.

La capacità oggi in costruzione, una volta entrata in funzione, più che raddoppierà la capacità di produzione di HVO/SAF al 2025, incrementandola a circa 24 Mton/anno. Oltre la metà della capacità in

costruzione è negli Stati Uniti, mercato ove i biocarburanti sono fortemente incentivati sia a livello federale (programma Renewable Fuel Standard), sia a livello statale nella West Coast (in particolare California). Anche in Europa, mercato che presenta obiettivi di immissione al consumo sempre più sfidanti con il pacchetto FitFor55, la capacità è in forte crescita, guidata dagli investimenti degli operatori tradizionali come Eni sia nella produzione di biocarburanti HVO che di SAF; in Asia la capacità in costruzione è limitata per la maggior parte all'espansione dell'impianto di Singapore di Neste.

Le espansioni degli impianti già operativi costituiscono il 40% circa del totale della capacità in costruzione.

Numerosi altri impianti sono stati annunciati a livello mondiale. Escludendo i progetti più speculativi, è stata annunciata nuova capacità per ulteriori 7 Mton/anno che potrebbero entrare in funzione entro il 2030. Tra i principali nuovi operatori del settore si segnala la Shell, con i progetti di Palau Bukom in Asia e Pernis in Europa.

### ***Riferimenti on-line e bibliografici:***

1. Disponibile online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>
2. Disponibile online: [https://www.researchgate.net/publication/357229921\\_A\\_review\\_on\\_hydrogen\\_production\\_and\\_utilization\\_Challenges\\_and\\_opportunities](https://www.researchgate.net/publication/357229921_A_review_on_hydrogen_production_and_utilization_Challenges_and_opportunities)
3. Disponibile online: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890422011049?via%3Dihub>
4. Disponibile online: [https://dspace.lib.cranfield.ac.uk/bitstream/handle/1826/17886/developments\\_in\\_hydrogen\\_production-2022.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://dspace.lib.cranfield.ac.uk/bitstream/handle/1826/17886/developments_in_hydrogen_production-2022.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
5. Disponibile online: <https://www.sciencedirect.com/science/article>
6. Disponibile online: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2772656822000136>
7. Disponibile online: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117294>
8. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
9. [https://www.cni.it/images/eventi/2022/CNI\\_19Ott2022\\_parte\\_1.pdf](https://www.cni.it/images/eventi/2022/CNI_19Ott2022_parte_1.pdf)
10. Disponibile online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>
11. Disponibile online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>
12. Disponibile online: <https://www.irena.org/Publications/2023/Dec/Water-for-hydrogen-production>
13. Disponibile online: <https://globalenergyprize.org/en/2023/08/10/white-hydrogen-method-for-pinpointing-naturally-occurring-h2/>
14. Disponibile online: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2020/06/Blue-hydrogen-as-an-enabler-of-green-hydrogen-the-case-of-Germany-NG-159.pdf>
15. IEA Technology Collaboration Programme. Advanced fuel cells. Survey on the number of fuel cell vehicles, hydrogen refueling stations and targets. 2019
16. Sens, M., et al., Hydrogen Powertrains in Competition to Fossil Fuel based Internal Combustion Engines and Battery Electric Powertrains, 42nd International Vienna Motor Symposium 2021. Available online: [https://www.iav.com/app/uploads/2021/04/210422\\_Paper\\_Vienna\\_IAV.pdf](https://www.iav.com/app/uploads/2021/04/210422_Paper_Vienna_IAV.pdf)
17. Rossini, F.D. Report on International Practical Temperature Scale of 1968. J. Chem. Thermodyn. 1970, 2, 447–459.

18. Xu, W.; Li, Q.; Huang, M. Design and analysis of liquid hydrogen storage tank for high-altitude long-endurance remotely-operated aircraft. *Int. J. Hydrogen Energy* 2015, 40, 16578–16586. [CrossRef]
19. Babac, G.; Si, sman, A.; Çimen, T. Two-dimensional thermal analysis of liquid hydrogen tank insulation. *Int. J. Hydrogen Energy* 2009, 34, 6357–6363.
20. Andersson J., Grönkvist S. (2019). Large-scale storage of hydrogen. *International journal of hydrogen energy*, 44(23), 11901- 11919. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.063>
21. Dickel, R., *Blue hydrogen as an enabler of green hydrogen: the case of Germany*, The Oxford Institute for Energy Studies, 2020. Available online: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2020/06/Blue-hydrogen-as-an-enabler-of-green-hydrogen-the-case-of-Germany-NG-159.pdf>
22. Zúñiga-Saiz, P., Sánchez-Díaz, C. Design of a Hydrogen Refueling Station with Hydrogen Production by Electrolysis, Storage, and Dispensing for a Bus Fleet in the City of Valencia. *Int. J. Hydrogen Energy* 2025, 104, 651-664. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.07.387>.
23. <https://synerhy.com/en/2022/05/hydrogen-storage-and-transport-methods/>
24. Karayel, G.K., & Dincer, I. (2024). Hydrogen storage and refueling options: A performance evaluation. *Process Safety and Environmental Protection*, 191(Part B), 1847-1858. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2024.09.013>
25. Disponibile online: [https://www.sintef.no/globalassets/project/hyper/presentations-day-1/day1\\_1430\\_decker\\_latest-global-trend-in-liquid-hydrogen-production\\_linde.pdf](https://www.sintef.no/globalassets/project/hyper/presentations-day-1/day1_1430_decker_latest-global-trend-in-liquid-hydrogen-production_linde.pdf)
26. Genovese, M.; Fragiaco, P. Hydrogen Refueling Station: Overview of the Technological Status and Research Enhancement. *J. Energy Storage* 2023, 61, 106758. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.106758>.
27. Martin Robinius, Jochen Linßen, Thomas Grube, Markus Reuß, Peter Stenzel, Konstantinos Syranidis, Patrick Kuckertz and Detlef Stolten. *Comparative Analysis of Infrastructures: Hydrogen Fueling and Electric Charging of Vehicles. Energie & Umwelt / Energy & Environment Band*. 2018. Volume 408, ISBN 978-3-95806-295-5. Available online: [https://user.fz-juelich.de/record/842477/files/Energie\\_Umwelt\\_408\\_NEU.pdf](https://user.fz-juelich.de/record/842477/files/Energie_Umwelt_408_NEU.pdf)



28. <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/ci/Info/0122/green-ammonia-maritime.html>
29. J. Sousa, et al., *Ind. Eng. Chem. Res.* 61, 2022, 14515–14530.
30. “DROP-IN” BIOFUELS: The key role that co-processing will play in its production” – Documento dell’IEA Bioenergy: task 39: January 2019
31. IRENA, *Biogas for road vehicle*, 2018
32. Disponibile online: [https://www.unem.it/wp-content/uploads/2022/11/Studio-Rie\\_unem-completo-2022.pdf](https://www.unem.it/wp-content/uploads/2022/11/Studio-Rie_unem-completo-2022.pdf)
33. Disponibile online: <https://www.concawe.eu/publication/impact-analysis-of-mass-ev-adoption-and-low-carbon-intensity-fuels-scenarios/>
34. Disponibile online: <https://www.fuelseurope.eu/publications/publications/low-carbon-mobility-with-renewable-fuels-affordability-and-accessibility-of-passenger-cars-for-eu-consumers>
35. Disponibile online: <https://www.fuelseurope.eu/publications/publications/vision-2050-a-pathway-for-the-evolution-of-the-refining-industry-and-liquid-fuels>
36. Werpy, T.; Petersen, G. *Top Value Added Chemicals from Biomass: Volume I -- Results of Screening for Potential Candidates from Sugars and Synthesis Gas*; 2004; p. DOE/GO-102004-1992, 15008859;
37. *Internal Combustion Engine Fundamentals* | McGraw-Hill Education - Access Engineering ([accessengineeringlibrary.com](https://www.accessengineeringlibrary.com))
38. Manuale Bio-NETT 1 ([cti2000.it](https://www.cti2000.it))
39. JRC Publications Repository - JEC Well-to-Tank report v5 ([europa.eu](https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/60000))
40. Disponibile online: [https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2022/09/IEA-Bioenergy-Task-42-Global-biorefinery-status-report-2022-220712.pdf?utm\\_source=chatgpt.com](https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2022/09/IEA-Bioenergy-Task-42-Global-biorefinery-status-report-2022-220712.pdf?utm_source=chatgpt.com)

## **7. I rischi emergenti legati alla transizione energetica**

La transizione energetica sarà la sfida dei prossimi decenni anche nel campo dell'analisi dei rischi il cui contributo in termini di previsione e prevenzione risulta essenziale.

Troppo spesso, infatti, si concentra l'attenzione solo sugli indubbi vantaggi ambientali trascurando gli scenari incidentali potenziali generati o ignorando i fattori di rischio connessi all'utilizzo di combustibili alternativi.

In particolare, occorre procedere per punti attraverso:

- Accurata analisi previsionale del rischio già integrata con lo sviluppo dei nuovi processi;
- Definizione dei nuovi scenari incidentali e adozione di adeguate misure preventive e protettive per garantire livelli di sicurezza equivalenti;
- Integrazione dell'analisi del rischio con la progettazione e sviluppo e il suo inserimento all'interno dei processi finanziari e nelle scelte di sviluppo industriale.

Va inoltre sottolineata la necessità di informare la popolazione dei possibili rischi connessi all'utilizzo di queste nuove tecnologie per non cadere nell'equivoco che, adottando una soluzione ritenuta ecologicamente sostenibile, questa sia necessariamente più sicura di quelle basate sulle tecnologie oggi utilizzate nel settore energetico.

Restando nel campo dei trasporti, l'analisi dei rischi insiti con l'utilizzo di combustibili alternativi deve diventare un elemento fondante già nella fase di progettazione e non deve essere affrontato a posteriori.

Le soluzioni proposte per la transizione energetica si basano in primo luogo sulla sostituzione dei combustibili fossili con nuovi sistemi di produzione, distribuzione e utilizzo dei nuovi vettori energetici.

In questo contesto spicca l'utilizzo di idrogeno, ammoniaca verde e biocombustibili per sostituire i sistemi convenzionali. Oltre a ciò, dovrà essere presa in considerazione anche la realizzazione di adeguate

infrastrutture di trasporto e distribuzione dei vettori energetici e per la cattura, trasporto e stoccaggio della CO<sub>2</sub> prodotta almeno nel transitorio da processi convenzionali.

Un altro importante settore per il contenimento delle emissioni di anidride carbonica è quello della sostituzione dei motori a combustione interna con motori elettrici e quindi sarà necessario lo sviluppo di nuovi sistemi di stoccaggio ed accumulo di energia elettrica e delle tecnologie per la realizzazione di auto elettriche. Tutte queste soluzioni sono soggette a rischi per la popolazione; pertanto, è necessaria una adeguata valutazione dei rischi.

Il Risk Management è il cardine nella gestione in sicurezza dei nuovi veicoli e delle Infrastrutture Strategiche ad essi connesse.

## **Idrogeno**

Nonostante l'utilizzo dell'idrogeno abbia indubbi vantaggi dal punto di vista ambientale, a causa delle sue caratteristiche chimico fisiche, implica l'impiego di elevate pressioni (350-1000 bar) o la liquefazione a bassissime temperature (a -253°C) per il suo trasporto o stoccaggio, mentre le sue caratteristiche in termini di reattività chimica pongono seri problemi dal punto di vista dei rischi nel suo utilizzo.

## **Ammoniaca**

L'ammoniaca, una risorsa chimica versatile, è la base essenziale per prodotti chimici, tessili, esplosivi, refrigeranti e fertilizzanti e potrebbe avere un ruolo anche nella transizione energetica. In recenti studi, l'ammoniaca green è stata proposta come una fonte energetica 100% rinnovabile e carbon-free. A temperatura ambiente l'ammoniaca è un gas incolore dall'odore pungente molto forte e soffocante, è irritante e tossica, inoltre può dar luogo a incendi e esplosioni di notevole violenza.

## **Biocarburanti**

Nell'ambito dei combustibili per la transizione energetica, il tema dei biocarburanti è oggetto di dibattito, anche se attualmente non sono riconosciuti “neutri” in termini di emissioni di CO<sub>2</sub>. Tuttavia non si può escluderne un loro potenziale utilizzo in sostituzione dei carburanti fossili, nei motori endotermici. Poiché i biocarburanti ed e-fuels hanno le stesse caratteristiche chimico-fisiche degli analoghi fossili, il loro utilizzo non modifica sostanzialmente i rischi connessi al loro impiego in sostituzione dei carburanti di origine fossile.

### **7.1 - Risk Management**

La cultura della sicurezza richiede che la valutazione dei rischi e la loro prevenzione siano un elemento fondamentale oltre che nella progettazione anche per ogni scelta governativa, amministrativa e di sviluppo economico.

Il Risk Management è il cardine per la gestione in sicurezza degli impianti e delle infrastrutture.

Per fare un esempio, l'industria chimica nel secondo dopoguerra ebbe uno sviluppo che portò a indubbi benefici economici, ma che non aveva adeguatamente analizzato i rischi per la salute umana e per l'ambiente.

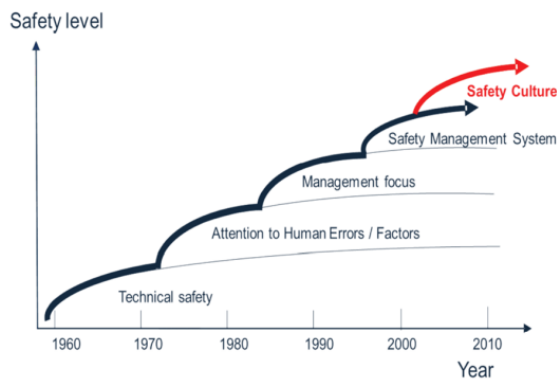
Svariati incidenti evidenziarono la necessità di rivedere l'approccio alla progettazione e gestione della sicurezza per gli impianti caratterizzati dalla presenza di quantità significative di sostanze pericolose.

Si ebbe quindi un passaggio dalla sicurezza garantita dal rispetto delle norme e dalla «buona pratica ingegneristica», alla dimostrazione che l'impianto è progettato ed esercito (naturalmente, continuando a rispettare le norme...) tenendo conto degli incidenti possibili e dotandosi degli strumenti per prevenirli e/o mitigarli, quindi minimizzandone il rischio.

Questo fu recepito nel 1982 nella Direttiva 82/501/CEE e successivi aggiornamenti.

Occorre quindi oggi non ripetere l'errore con lo sviluppo delle tecnologie green, viste le esperienze e gli strumenti per la valutazione dei rischi disponibili.

Le metodologie di valutazione del rischio hanno avuto diverse fasi di sviluppo a partire dalle prime applicazioni all'inizio degli anni 60. In figura 7.1 viene riportata in forma schematica l'evoluzione temporale del risk management.



*Figura 7.1.*

*Evoluzione temporale del risk management.*

Gestire il rischio significa progettare ed esercire l'impianto con le misure di prevenzione e protezione e un sistema di gestione adeguati a garantire un rischio «tollerabile» (Controllo del Rischio).

Per definire se il rischio è «tollerabile» occorre essere in grado di misurare il rischio.

Per misurare il rischio occorre essere in grado di identificare i rischi.

Lo schema di flusso per affrontare in modo quantitativo è quello riportato in figura 7.2 e ormai consolidato nell'analisi del rischio di sistemi complessi.

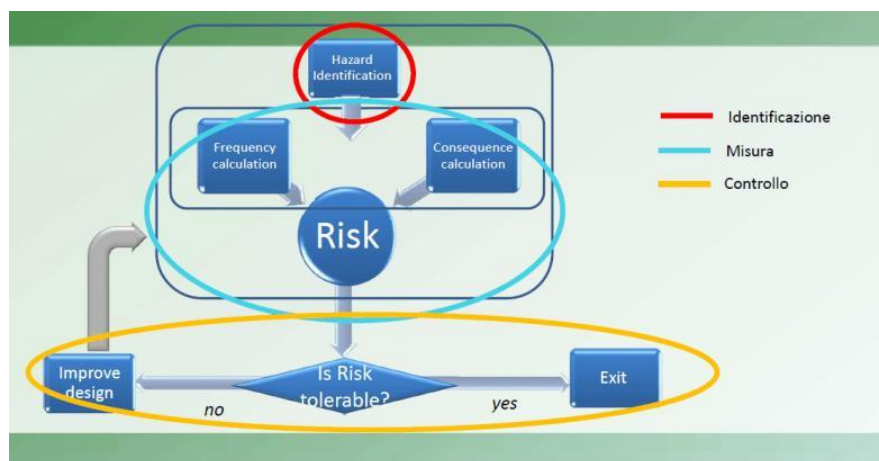


Figura.7.2

*Diagramma di flusso per la valutazione del rischio.*

Un qualsiasi progetto di impianto di processo con sostanze o condizioni pericolose vede all'opera un team di specialisti di sicurezza (Loss Prevention, Process Safety, HSE) per un impegno anche di svariate migliaia di ore di ingegneria per un peso sul progetto che può anche arrivare in fasi preliminari al 10% o più.

La disponibilità di metodi e strumenti per individuare e analizzare quantitativamente gli scenari incidentali connessi ai sistemi processo/impianto permette l'applicazione delle tecniche di Risk Analysis già nella fase di progettazione e sviluppo dell'impiantistica di processo (Figura 7.3).



Figura 7.3

*Tecniche di Risk Analysis.*

Inoltre, la gestione del rischio non si conclude con la fase di progetto.

Gli studi di Risk Management condotti in fase di progetto permettono di individuare le barriere di prevenzione e mitigazione presenti per ogni «Major Accidental Event» (MAE) che portano a considerare il rischio tollerabile.

Queste barriere definiscono i «Safety Critical Elements» (SCE) che vanno mantenuti in efficienza durante la fase operativa dell'impianto.

Per ogni SCE sono definiti «Performance Standards» e «Schemes of Examination» che devono venire applicati in fase operativa per mantenere il rischio ai livelli previsti dal progetto.

Parte della gestione della sicurezza in fase operativa è la «Reliability Based Inspection» (RBI) che consente di definire gli intervalli di ispezione ottimali per mantenere la integrità dei sistemi di contenimento ai livelli previsti.

L'esperienza maturata attraverso le metodologie del Risk Management sviluppate per le attività a rischio di incidente rilevante possono e devono essere utilizzate e nel caso adattate alle problematiche degli altri comparti produttivi come quello dell'utilizzo di combustibili alternativi nei sistemi di trasporto.

L'approccio basato sulla valutazione e mitigazione dei rischi deve cambiare l'organizzazione dello sviluppo dei progetti e deve essere parte integrante della progettazione e la gestione della sicurezza anche nel sistema dei trasporti e nelle infrastrutture strategiche ad esso connesse.

In conclusione, si può affermare che cresce la consapevolezza, anche a livello internazionale, che è necessario affrontare in maniera sempre più globale i rischi emergenti, alcuni dei quali sono strettamente interconnessi tra loro, e quindi necessitano di un approccio innovativo basato su "Analisi Multi Rischio".

L’approccio multi-rischio è ormai un passaggio obbligato, così come è indispensabile la presa di coscienza di tutti i principali fattori che condizionano la definizione del problema. Esso rappresenta un problema intrinsecamente complesso.

Il multi-rischio è la valutazione, in una stessa area geografica, dell’intero rischio derivante da diversi eventi, tenuto conto dei possibili pericoli e delle interazioni di vulnerabilità (un approccio multi-rischio implica una prospettiva multi-hazard e multi-vulnerabilità – Figura 7.4).

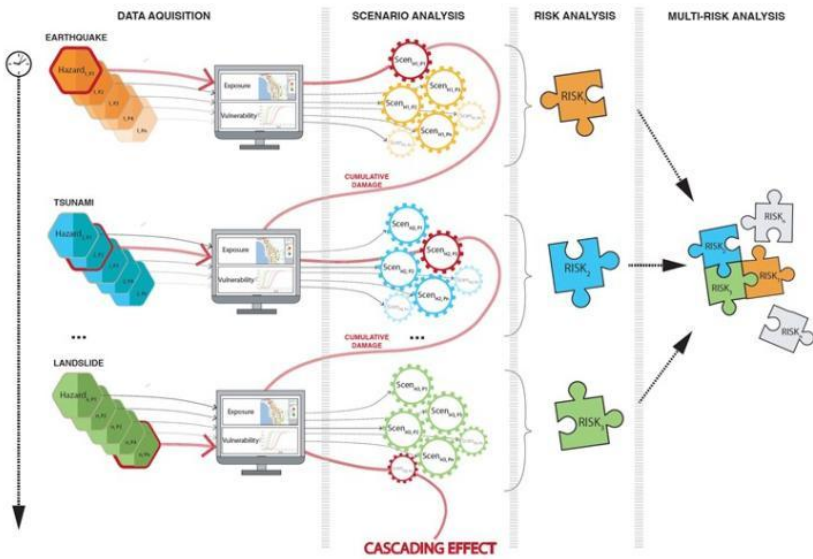


Figura 7.4

Schema per l’approccio multi-rischio

## 7.2 -Idrogeno

L’idrogeno è destinato ad assumere un ruolo centrale nel sistema energetico in quanto dalla sua combustione non viene generata anidride carbonica.



Tuttavia, nonostante l'utilizzo dell'idrogeno abbia indubbi vantaggi dal punto di vista ambientale, a causa delle sue caratteristiche chimico fisiche, implica l'impiego di elevate pressioni (350-1000 bar) o la liquefazione a bassissime temperature (a  $-253^{\circ}\text{C}$ ) per il suo trasporto o stoccaggio, mentre le sue caratteristiche in termini di reattività chimica pongono seri problemi dal punto di vista della sicurezza nel suo utilizzo, infatti in miscela con aria risulta potenzialmente molto più esplosivo del metano, come mostrato in Tabella 7.1.

	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>
Peso molecolare [g/mole]	2.016	16.05
Densità relativa gas (aria = 1)	0.07	0.56÷0.59
Coefficiente di diffusione in aria [cm <sup>2</sup> /s]	0.61	0.16
Temperatura di autoaccensione [°C]	585	537
Energia di ignizione in aria [mJ]	0.02	0.29
Limiti di infiammabilità [% vol.]	LFL 4.0	LFL 5.0
	UFL 75.0	UFL 14.0
Limiti di esplosività in aria [% vol.]	LEL 15.0	LEL 5.0
	UEL 59.0	UEL 15.0
Temperatura di fiamma [°C]	2045	1875

*Tabella 7.1*

*Confronto tra le caratteristiche chimico-fisiche dell'idrogeno e del metano.*

Per queste caratteristiche peculiari dell'idrogeno, la catena di produzione, trasporto, distribuzione, stoccaggio e l'utilizzo presso il consumatore finale richiedono infrastrutture e impianti che adottino particolari precauzioni. Peraltro, esiste già una estesa casistica di incidenti connessi alla produzione e utilizzo dell'idrogeno [1] (Figura 7.5).

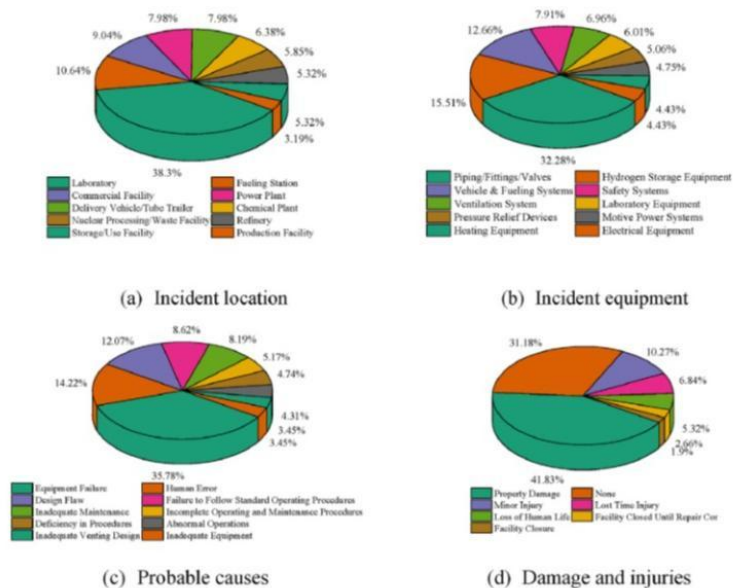


Figura 7.5

Casistica di incidenti connessi alla produzione e utilizzo dell'idrogeno.

## 7.2.1 - Aspetti e proprietà rilevanti per la sicurezza dell'idrogeno

L'idrogeno non è più o meno pericoloso di qualsiasi altro combustibile convenzionale. L'idrogeno ha un insieme unico di caratteristiche che differiscono da altri combustibili noti, e che pertanto richiedono apposite considerazioni nella fase di progettazione ed esercizio dei sistemi che lo utilizzano. Tali considerazioni vengono ampiamente trattate e descritte nel documento ISO/TR 15916:2015 [2].

L'idrogeno è un gas incolore, inodore e insapore in condizioni di temperatura e pressione standard (STP). Queste caratteristiche rendono le perdite di gas difficilmente rilevabili dai sensi umani. L'aggiunta di composti odoranti per rilevare le perdite di idrogeno, come ad esempio

i mercaptani per il gas naturale, non è compatibile con l'utilizzo dell'idrogeno nelle attuali celle a combustibile.

L'idrogeno è un gas atossico, non cancerogeno, non corrosivo e non nocivo. Tuttavia, se inalato in alta concentrazione può causare asfissia per sostituzione dell'ossigeno dell'aria. L'idrogeno ha un'elevata diffusività e una densità relativa rispetto all'aria pari a 0.07. Di conseguenza in caso di rilascio all'aperto, l'idrogeno tenderà ad andare verso l'alto e a diffondersi/disperdersi rapidamente nell'aria. L'elevata galleggiabilità costituisce uno tra i principali vantaggi per la sicurezza dell'idrogeno e per la riduzione di possibili conseguenze da incidenti. In caso di rilasci in spazi confinati, l'idrogeno potrebbe invece accumularsi fino a concentrazioni pericolose.

L'idrogeno liquido è incolore, inodore e non corrosivo. Essendo un fluido criogenico, il contatto con la pelle o gli occhi può causare gravi ustioni da congelamento o ipotermia. L'inalazione dei vapori freddi può causare insufficienze respiratorie e asfissia. La bassa temperatura di ebollizione ( $-252.8\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) fa sì che un rilascio di idrogeno liquido in un ambiente in condizioni normali evapori e si disperda velocemente. In spazi confinati, l'evaporazione ed espansione dell'idrogeno da liquido a gassoso può portare ad elevate pressioni (il rapporto volumetrico  $\text{LH}_2:\text{GH}_2$  è 1:848).

Le piccole dimensioni delle molecole e atomi di idrogeno permettono al gas di essere facilmente assorbito da diversi materiali. Tale interazione può portare alla degradazione delle proprietà meccaniche dei materiali, come ad esempio avviene per i metalli a causa dell'infragilimento da idrogeno. Un altro fenomeno da attenzionare è la permeazione dell'idrogeno per i materiali polimerici utilizzati nei serbatoi ad alta pressione. L'interazione dell'idrogeno con i materiali può portare a cedimenti strutturali o perdite accidentali del gas. È fondamentale effettuare un'accurata selezione dei materiali compatibili e idonei alle operazioni ed ai sistemi di accumulo di idrogeno.

L'idrogeno è un gas facilmente infiammabile a causa dell'ampio range di infiammabilità (4-75 % in vol.) e della bassa energia minima di accensione pari a 0.017 mJ per la miscela idrogeno-aria con concentrazione 22 - 26 % in vol. [2].

La fiamma di idrogeno non è visibile alla luce del giorno a meno che non vengano trascinate impurità e particelle al suo interno. L'irraggiamento di calore dalle fiamme di idrogeno è molto inferiore a quello di altri combustibili. Questo può essere un vantaggio per la sicurezza, tuttavia potrebbe anche aumentare la difficoltà nella rilevazione e percezione della fiamma fin quando non si ha il contatto diretto. Le fiamme possono essere rilevate tramite adeguate attrezzature. La combustione di idrogeno puro con aria produce solo vapore acqueo. L'idrogeno è caratterizzato da un'elevata temperatura di fiamma (2045 °C), che può costituire un elevato rischio di gravi ustioni nel caso di diretto contatto con le fiamme di idrogeno.

## **7.2.2 - Possibili conseguenze e rischi in caso di incidente**

L'utilizzo di applicazioni e tecnologie dell'idrogeno necessita di appropriate considerazioni e valutazioni di sicurezza, non solo dovute alle differenti ed uniche proprietà e caratteristiche dell'idrogeno, ma anche alle specifiche condizioni operative dei sistemi ad idrogeno. Questi ultimi richiedono pressioni di stoccaggio fino ai 1000 bar nelle stazioni ed infrastrutture di rifornimento o fino a 700 bar a bordo dei veicoli passeggeri. Inoltre, il crescente uso delle tecnologie dell'idrogeno in ambienti pubblici e per applicazioni mobili richiede delle linee guida e normative specifiche rispetto agli ambienti industriali, dove sono già esistenti delle pratiche ben stabilite.

In caso di incidente è necessario determinare adeguate distanze di sicurezza. La distanza di sicurezza è la distanza tra la sorgente di un pericolo ed un oggetto (persone, apparecchiature o ambiente) necessaria a limitare l'effetto di un eventuale incidente e prevenirne l'escalation in un incidente maggiore. *L'European Industrial Gases*

*Association* fornisce indicazioni sulla determinazione delle distanze di sicurezza in ambito industriale [3].

L'idrogeno può essere particolarmente soggetto a perdite o fughe a causa delle piccole dimensioni della sua molecola ed elevata diffusività. Come mostrato in Figura 7.5, la maggior parte degli

incidenti originano da valvole o connessioni, con conseguenti rilasci di idrogeno. Scenari di incidente credibili coinvolgono anche il sistema di stoccaggio e i dispositivi di limitazione della pressione (PRD), con conseguenti rilasci di idrogeno ad alta pressione. Il rateo di rilascio può variare in maniera significativa in base allo scenario. Si può passare da circa 3 g/s per un rilascio da una tubazione di alimentazione di una cella a combustibile, a 108 g/s per un rilascio da un dispositivo di limitazione della pressione, a decine di kg/s per rilasci da gasdotto industriale in caso di rottura completa [4].

L'idrogeno è altamente infiammabile. Ne consegue che la preoccupazione primaria in caso di rilascio è la possibilità di innesco e quindi di incendio. In questo caso le distanze di sicurezza considerano il punto più lontano dalla perdita in cui un getto può essere innescato, definito generalmente dalla concentrazione di idrogeno di 4 vol. % (limite inferiore di infiammabilità, LFL). La dimensione della nube infiammabile, ovvero la distanza al LFL di 4 vol. %, aumenta proporzionalmente al diametro della perdita. Livelli di concentrazioni più bassi sono generalmente considerati per far scattare i sistemi di allarme e shut-down dei sistemi. È doveroso sottolineare che in caso di rilascio in ambienti aperti o parzialmente confinati senza possibilità di accumulo, l'idrogeno tenderà ad andare verso l'alto grazie alla sua bassa densità, e a disperdersi rapidamente nell'aria fino a concentrazioni sicure, cioè al di sotto dell'LFL. Questo aspetto costituisce un chiaro vantaggio per la sicurezza.

L'innesco dell'idrogeno è uno scenario credibile a causa della sua bassa energia minima di accensione. L'innesco di un rilascio di idrogeno ad alta pressione produce un *jet fire*, ossia una fiamma a getto.

I rischi principali sono dovuti al contatto diretto con la fiamma e l'esposizione al flusso termico originato. Date le elevate pressioni, la lunghezza di fiamma può essere significativa ed è proporzionale al diametro di rilascio (d).

La Figura 7.6 mostra che la fiamma di idrogeno presenta una lunghezza visibile minore rispetto al metano a parità di condizioni di diametro e pressione di rilascio (200 bar). Tuttavia, è bene notare che le pressioni operative dei serbatoi a bordo di veicoli FCEHV (700 bar) porterebbero a lunghezze maggiori.

La fiamma di idrogeno irradia molto meno calore rispetto agli idrocarburi, in particolare il GPL come evidenziato dal confronto in Figura 7.6, portando a minori effetti dovuti ai flussi termici radiativi. Tuttavia, le persone che si trovano vicino a una fiamma a idrogeno potrebbero non percepire la sua presenza fino a quando non sono in contatto con essa. In assenza di un'adeguata attrezzatura di rilevamento, segnali della possibile presenza di una fiamma di idrogeno possono essere il rumore “sibilante” dovuto al rilascio del gas ad alta pressione e la comparsa di “increspature di calore”.

L'inalazione di prodotti della combustione originati dalle fiamme di idrogeno-aria è considerata meno grave rispetto ai combustibili convenzionali, perché l'unico prodotto della combustione è il vapore acqueo (non tossico, non velenoso). Tuttavia, gli incendi secondari possono produrre fumo o altri prodotti di combustione che presentano un rischio per la salute.



*Figura 7.6*

*Confronto jet fires di idrogeno vs combustibili comuni: lunghezza di fiamma visibile  $L_f$  (in alto) ed effetti termici (in basso). H<sub>2</sub>:  $P=200$  bar,  $d=3.1$  mm,  $L_f=5.5$  m; CH<sub>4</sub>:  $P=200$  bar,  $d=3.1$  mm,  $L_f=8.0$  m; GPL:  $P=10$  bar. Fonte: [6].*

Per la mitigazione degli effetti dovuti ad un jet fire possono essere effettuate considerazioni simili agli altri combustibili in base all'applicazione e all'ambiente circostante. Il rilascio di idrogeno non deve essere diretto verso persone o apparecchiature. Le componenti con maggiori probabilità di perdita o rottura devono essere posizionate in maniera tale da non causare effetti domino. Nelle applicazioni stazionarie, protezioni o barriere possono essere utilizzate per ridurre il contatto diretto o il flusso termico verso potenziali obiettivi. Come osservato, la distanza all'LFL o la lunghezza di fiamma sono proporzionali al diametro di rilascio a parità di pressione di stoccaggio. Si potrebbe considerare quindi l'utilizzo di design innovativi di dispositivi per la limitazione della pressione (Pressure Relief Devices, PRDs) con diametro minore o l'utilizzo di ugelli planari. Tuttavia, il diametro del PRD deve essere calibrato rispetto alla resistenza al fuoco del serbatoio, così da assicurarsi che sia sufficiente a garantire lo svuotamento del serbatoio in un incendio prima del suo cedimento strutturale e possibile rottura.

I tempi di svuotamento del serbatoio, e quindi la possibile durata di un rilascio e le sue conseguenze, dipendono principalmente dalla pressione e volume di stoccaggio e diametro del rilascio.

Un jet fire con ignizione immediata non produce livelli sonori dannosi per l'uomo. Tuttavia, l'innesco ritardato di un rilascio pressurizzato di idrogeno può risultare in una sovrappressione capace di danneggiare persone o strutture.

In caso di un rilascio di idrogeno con o senza innesco all'interno di uno spazio confinato con limitata ventilazione, si può avere il “*pressure peaking phenomenon*”, che consiste in un picco transitorio di pressione all'interno dello spazio chiuso tale da poter causare una sovrappressione eccedente il limite di resistenza strutturale. Il fenomeno è più significativo nel caso di jet fire. Questo fenomeno deve essere preso in

considerazione per gli spazi confinati di dimensioni ridotte, quali le autorimesse.

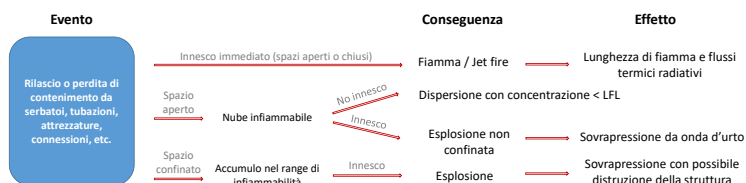
Nel caso di innesco di una nube infiammabile in un ambiente aperto o confinato, si può avere una deflagrazione o detonazione. La deflagrazione è il fenomeno in cui la zona di combustione si propaga a velocità inferiore a quella del suono (sub-sonica) in una miscela di incombusti. Le deflagrazioni in spazi aperti ed in assenza di ostacoli possono generare sovrappressioni di circa 10 kPa. Le deflagrazioni in spazi confinati possono portare a sovrappressioni molto più elevate ( $\approx 800$  kPa). In questo caso la forma di mitigazione più utilizzata è l'installazione di pannelli per assicurare il rilascio (*venting*) della pressione verso l'esterno. La detonazione è il fenomeno in cui la zona di combustione si propaga a velocità superiore a quella del suono (supersonica) in una miscela di incombusti. Le sovrappressioni prodotte sono molto più elevate: 1,000-1,500 kPa.

Così come per i combustibili convenzionali, l'onda d'urto generata da un'esplosione può causare danni all'apparato uditivo e gli organi interni. Si possono avere anche effetti indiretti dovuti alle proiezioni di frammenti, collasso strutturale, etc. Si deve sottolineare che l'entità del danno dipende dalla sovrappressione, l'impulso applicato su una persona o un oggetto, il luogo in cui si trovano e i dispositivi personali (di protezione) indossati.

La resistenza al fuoco di un serbatoio di idrogeno ad alta pressione è un fattore determinante per la sicurezza di tali sistemi. I serbatoi sono inoltre dotati di dispositivi di limitazione della pressione ad attivazione termica (TPRD) per il rilascio controllato e completo del gas combustibile prima che il fuoco riesca a degradare il materiale del serbatoio e causarne il cedimento strutturale. Nel caso remoto di un malfunzionamento del TPRD o mancata attivazione a causa di fiamme localizzate, si potrebbe avere la rottura del serbatoio con effetti di pressione dovuti all'onda d'urto ed effetti termici dovuti alla combustione del gas in una *fireball*.



La Figura 7.7 presenta uno schema riassuntivo delle possibili conseguenze ed effetti a seguito di un rilascio di idrogeno gas compresso.



*Possibili conseguenze ed effetti dovuti ad un rilascio di gas idrogeno compresso.  
Rielaborazione da fonte "HyResponder project".*

È da sottolineare che i seguenti fattori influiscono sulla distanza di sicurezza [3]: natura del pericolo, condizioni operative e design del sistema, tipo di target/oggetto (uomo, strutture, apparecchiature), ambiente tra il target e la sorgente del pericolo.

Sulla base di queste considerazioni sugli scenari incidentali derivanti dall'utilizzo dell'idrogeno, è possibile, utilizzando le metodologie descritte, eseguire una adeguata valutazione quantitativa dei rischi sviluppata nel suo utilizzo nell'ambito dei trasporti.

### 7.2.3 Sicurezza, prevenzione e mitigazione dei rischi nelle applicazioni delle tecnologie dell'idrogeno

L'idrogeno è stato ampiamente utilizzato nell'ambito industriale per molti decenni. Le applicazioni dell'idrogeno si stanno ampliando verso ambienti pubblici e non più solo industriali. Ciò implica una nuova cultura della sicurezza, strategie di sicurezza innovative e conseguenti soluzioni ingegneristiche. Ove possibile l'ampia esperienza in ambito industriale è stata e viene tuttora utilizzata per definire linee guida e normative per l'utilizzo dell'idrogeno nella mobilità e altre applicazioni. Questo è affiancato da numerosi progetti di ricerca internazionali di pre-normativa per colmare le lacune di conoscenza in alcuni campi specifici e definire le necessità per un uso intrinsecamente sicuro delle tecnologie a idrogeno.

Le sezioni successive si concentreranno sulle misure di prevenzione e mitigazione specifiche ai più diffusi sistemi ad idrogeno e le relative infrastrutture.

### 7.2.3.1 Sistemi di accumulo di idrogeno compresso a bordo di un FCHEV

I serbatoi a bordo dei FCHEV contengono gas idrogeno compresso a pressioni operative nominali (NWP) di 350 o 700 bar. Le specifiche per i sistemi di accumulo di idrogeno compresso a bordo di veicoli alimentati ad idrogeno devono rispettare il regolamento Europeo N. 406/2010 [7] e quello internazionale *GTR#13 “Global technical regulation on hydrogen and fuel cell vehicles”* [8], utilizzati come riferimento per la stesura di questa sezione. La Figura 7.8 presenta un tipico sistema costituito dal serbatoio ad alta pressione ed i primari dispositivi di sicurezza che devono essere installati sui serbatoi:

- Dispositivo di limitazione della pressione ad attivazione termica (*TPRD: Thermally activated Pressure Relief Device*);
- Valvola di non ritorno (*check valve*) che impedisce il riflusso di idrogeno nelle linee di alimentazione;
- Valvola automatica di intercettazione (*shut-off valve*) che impedisce il deflusso dell'idrogeno immagazzinato e permette l'isolamento dell'unità di stoccaggio dell'idrogeno.

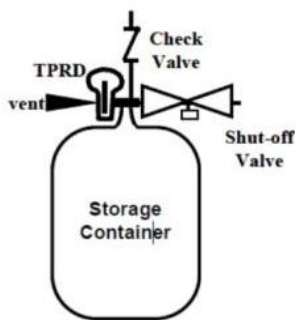


Figura 7.8

Tipico sistema di stoccaggio dell'idrogeno compresso. Fonte: [8].

In caso di incendio, i TPRD forniscono un rilascio controllato del gas dai contenitori di stoccaggio dell'idrogeno compresso prima che le alte temperature delle fiamme indeboliscano le pareti dei serbatoi e causino la loro rottura. I TPRD sono progettati per sfiatare rapidamente l'intero contenuto del contenitore e devono rispettare i requisiti indicati nella norma ISO 19882 [9]. Non si richiudono né consentono nuovamente una pressurizzazione del contenitore. L'idrogeno viene rilasciato verso l'esterno del veicolo FCHEV, solitamente dalla parte posteriore dell'auto con direzione inclinata verso il suolo. I veicoli FCHEV sono dotati di sensori per la rilevazione di eventuali perdite di gas idrogeno.

Un sistema di accumulo di idrogeno deve rispettare stringenti requisiti di produzione e viene sottoposto a numerosi test prima dell'immissione sul mercato e servizio su strada. Tra questi si hanno test di durabilità, performance, resistenza meccanica ed al fuoco, etc. [8,10].

Sono in corso delle attività per la definizione di normative uniformi ed internazionali per regolamentare l'utilizzo di FCHEV in tunnel ed altri spazi confinati, es. parcheggi sotterranei, etc. Il progetto Europeo HyTunnel-CS è stato un esempio di ricerca di pre-normativa allo scopo di fornire raccomandazioni per l'uso intrinsecamente sicuro di veicoli ad idrogeno in tali infrastrutture [11].

I mezzi per il trasporto pubblico, quali autobus o treni passeggeri, hanno dei vincoli meno stringenti riguardo al volume dei serbatoi. Per questo motivo vengono generalmente utilizzate pressioni fino ai 350 bar. I serbatoi sono solitamente posizionati sul tetto del veicolo, analogamente agli autobus che utilizzano metano. I dispositivi di sicurezza utilizzati negli autobus FCHEV sono generalmente simili a quelli utilizzati nelle auto passeggeri.

### **7.2.3.2 - Stazioni di rifornimento di idrogeno compresso**

Le stazioni di rifornimento di idrogeno ad alta pressione sono generalmente costituite dai seguenti elementi: serbatoio di stoccaggio di

idrogeno a pressioni intorno ai 200-250 bar; compressore del gas per portare l'idrogeno a pressioni fino ai 1000 bar per lo stoccaggio intermedio ad alta pressione; scambiatore di calore per preraffreddare il gas prima del rifornimento del veicolo tramite l'erogatore.

Le stazioni di rifornimento di gas idrogeno sono già normate dal Decreto Ministeriale del 23 Ottobre 2018 “Regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione di idrogeno per autotrazione”. Il decreto include le disposizioni tecniche sui principali componenti dell'impianto, con indicazioni sull'ubicazione e distanze di sicurezza tra le componenti dell'impianto e le aree adibite alla collettività. Le unità di stoccaggio dell'idrogeno devono essere dotate di sistemi di monitoraggio della temperatura e pressione e di dispositivi di sicurezza per il rilascio controllato del gas attivati al superamento delle pressioni e temperature limite stabilite. Inoltre, il sistema di emergenza deve essere in grado di isolare completamente le unità di stoccaggio e le linee di trasmissione e rifornimento, ed interrompere il circuito elettrico dell'impianto non necessario alle operazioni di sicurezza.

Anche tali Norme Tecniche potranno essere riviste sulla base di una adeguata analisi del rischio che suggerisca le misure di previsione e prevenzione da adottare per ridurre il rischio residuo.

### **7.2.3.3 - Trasporto dell'idrogeno in gasdotto**

In Europa si ha già una rete di gasdotti d'idrogeno con un'estensione totale pari a circa 1,600 km [12]. Le pressioni operative sono solitamente incluse tra i 40 e i 70 bar e i diametri dei condotti in acciaio possono variare tra i 10 e i 300 mm [12]. Ogni nuova installazione per la trasmissione e distribuzione del gas deve essere progettata, costruita e gestita in maniera tale che il rischio addizionale associato sia comunque entro i limiti di accettabilità. Indicazioni e standard per la progettazione, operazione e manutenzione di tale infrastruttura sono forniti in *EIGA - European Industrial Gases Association. Hydrogen Pipeline*

*systems* [13] per la trasmissione di idrogeno puro o in miscela. Gli scenari più attenzionati riguardano le perdite di idrogeno dalle componenti più vulnerabili, quali connessioni, valvole, etc. Le linee sono dotate di regolatori e valvole per il controllo del flusso e della pressione. Tra i dispositivi di sicurezza possono essere annoverate le valvole d'isolamento d'emergenza o dispositivi per la limitazione della pressione.

#### **7.2.3.4 - Trasporto dell'idrogeno su strada**

L'idrogeno viene maggiormente trasportato su strada come gas compresso ( $\text{CGH}_2$ ) in bombole installate singolarmente o in gruppi su trailers o carri bombolai. La pressione di stoccaggio varia da 200 a 300 bar e la quantità di idrogeno trasportata può variare tra i 180 e i 540 kg a seconda del numero di cilindri [12]. Tra i principali dispositivi di sicurezza devono essere menzionati i TPRD installati su ogni singolo cilindro, così come descritto per i sistemi a bordo di un FCHEV. Il trasporto su strada dell'idrogeno è regolato dalla normativa ADR.

Il trasporto di idrogeno in forma liquida (temperatura intorno ai 20 K o  $-253\text{ }^\circ\text{C}$ ) permette la distribuzione di quantità fino a 10 volte maggiori rispetto al trasporto di  $\text{CGH}_2$ . In questo caso vengono utilizzate autocisterne super-isolate operanti a pressione atmosferica con capacità fino ai 4000 kg [12]. Tali serbatoi sono dotati di dispositivi per la limitazione della pressione e dispositivi per rilasciare il gas generato dal fenomeno di "boil-off". Tale perdita può corrispondere a circa lo 0.5% al giorno durante il trasporto, e al 5% durante la consegna.

### **7.3 Ammoniaca**

Nel febbraio del 2020 La Royal Society ha pubblicato un briefing politico riguardante l'ammoniaca (Ammonia: zero-carbon fertiliser, fuel and energy store ([https://royalsociety.org/-](https://royalsociety.org/)

/media/policy/projects/green-ammonia/green-ammonia-policy-briefing.pdf)) nel quale prende in considerazione le opportunità e le sfide legate alla produzione e all'uso futuro dell'ammoniaca 100% rinnovabile e carbon-free.

Nello stesso policy briefing della Royal Society si avvertono gli agricoltori di usare l'ammoniaca molto più attentamente. Ma è proprio questo esteso utilizzo in agricoltura che ha creato una rete globale di porti dove la sostanza chimica viene commercializzata o stoccata. Tale infrastruttura già esistente per lo stoccaggio dell'ammoniaca refrigerata ha fatto pensare a un utilizzo di questa sostanza come combustibile.

Nel rapporto della prestigiosa istituzione scientifica inglese si prende in considerazione la produzione di ammoniaca, ancora molto importante come materia prima per molti usi industriali, i nuovi usi possibili a zero emissioni di carbonio per l'ammoniaca verde e, anche, le prospettive internazionali in relazione alle nuove attività e opportunità. Nella prima sezione del briefing si ricorda che: "L'ammoniaca è un gas pungente che è ampiamente usato per produrre fertilizzanti agricoli. La produzione di ammoniaca green è l'ambito in cui il processo di produzione dell'ammoniaca è al 100% rinnovabile e carbon-free. Un modo per produrre ammoniaca green è quello di utilizzare l'idrogeno prodotto dall'elettrolisi dell'acqua e l'azoto separato dall'aria". Tuttavia, nel rapporto, non viene fatto alcun cenno alla tossicità dell'Ammoniaca, né si fa cenno alla sua pericolosità sebbene la lavorazione e il trasporto di ammoniaca abbia storicamente prodotto gravi incidenti.

A temperatura ambiente l'ammoniaca è un gas incolore dall'odore pungente molto forte e soffocante, è irritante e tossica, inoltre può dar luogo a incendi e esplosioni di notevole violenza.

## SEZIONE 2: Identificazione dei pericoli

### 2.1 Classificazione della sostanza o della miscela

Classificazione secondo il Regolamento (CE) n. 1272/2008 (CLP)

Sezione	Classe di pericolo	Categoria	Classe categoria di pericolo	Indicazione di pericolo
2.2	gas infiammabile	2	Flam. Gas 2	H221
3.1I	tossicità acuta (in caso di inalazione)	3	Acute Tox. 3	H331
3.2	corrosione/irritazione cutanea	1B	Skin Corr. 1B	H314
4.1A	pericoloso per l'ambiente acquatico - pericolo acuto	1	Aquatic Acute 1	H400

Per il testo completo: cfr. SEZIONE 16.

*Tabella 7.2*

In definitiva, l'ammoniaca è una sostanza chimica altamente tossica e ha un impatto negativo sull'ambiente. Se rilasciata in quantità elevate può contaminare l'acqua e il suolo, provocando rilevanti danni ambientali. L'ammoniaca liberata nell'aria può causare problemi respiratori e irritazioni agli occhi negli esseri umani.

### 7.3.1 - Incidenti coinvolgenti Ammoniaca

La casistica degli incidenti coinvolgenti ammoniaca è vasta, a titolo d'esempio riportiamo alcuni casi avvenuti durante il suo trasporto.

#### *Trasporto in condotta*

Nell'ottobre 2004, un grave incidente in un gasdotto per il trasporto di ammoniaca, si è verificato vicino a Kingman, Kansas, e ha rilasciato circa 775 m<sup>3</sup> di ammoniaca anidra. Non ci sono state vittime a causa del rilascio, ma l'ammoniaca anidra è penetrata in un torrente e ha ucciso più di 25.000 pesci tra cui alcuni di specie minacciate, evidenziando criticità per il rischio ambientale.



*Figura 7.9*

### *Trasporto ferroviario*

Minot, deragliamento di un treno merci del North Dakota, 18 gennaio 2002.

Intorno all'1:37 del mattino del 18 gennaio 2002, deragliarono 31 dei 112 vagoni di un treno merci, a circa mezzo miglio a ovest dei confini della città di Minot, ND. 15 dei 31 carri deragliati trasportavano ammoniaca anidra. Un totale di 1.091.062 litri (240.000 galloni) di ammoniaca anidra rilasciata nel suolo e nell'aria creando un pennacchio di vapore che ha coperto il sito del deragliamento e si è spostato verso Minot. Un residente è rimasto intossicato a morte, 11 persone hanno riportato ferite gravi e 322 persone, compresi i due membri del personale del treno, sono state visitate dal personale medico. I danni hanno superato i 2 milioni di dollari e sono stati spesi più di 8 milioni di dollari per il risanamento ambientale.





Figura 7.10

### 7.3.2 - Rischi

A seguito delle sue caratteristiche l'ammoniaca può dar luogo ad una vasta casistica di incidenti in caso di rilascio incontrollato quali incendi, esplosioni e soprattutto rilasci tossici. Rispetto all'idrogeno, **l'ammoniaca presenta meno problemi nello stoccaggio a causa della sua temperatura di ebollizione non criogenica, del suo limite di esplosione superiore e delle sue caratteristiche di accumulo di energia (sotto forma di legami chimici) superiori.** Tuttavia, essa introduce *un insieme diverso di pericoli rispetto ad altri vettori energetici*. In particolare, essi sono correlati ai rilasci tossici che non sono presenti per i combustibili tradizionali e neppure per quelli alternativi prodotti con tecnologie sostenibili. Occorre quindi un'accurata valutazione dei rischi associati al suo impiego potenziale nei trasporti.

Se il trasporto di ammoniaca su larga scala dagli impianti di produzione commerciale agli impianti di stoccaggio è ben definito, l'utilizzo di ammoniaca come combustibile nei veicoli per il trasporto di persone introduce nuovi rischi e costi che vanno valutati.

L'industria navale sta guardando all'ammoniaca come un potenziale e promettente combustibile per ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> eq. Un'ulteriore possibile applicazione dell'ammoniaca è quella di vettore di trasporto dell'idrogeno, grazie alla possibilità di produrre

idrogeno in loco tramite processo catalitico e di poter potenzialmente trasportare maggiori quantità in maniera più efficiente ed economica.

#### ***7.4 - Biocarburanti***

Nell'ambito dei combustibili per la transizione energetica, il tema dei biocarburanti è oggetto di dibattito, anche se attualmente non sono riconosciuti “neutri” in termini di emissioni di CO<sub>2</sub> eq. Tuttavia, ad oggi, non si può escluderne un loro potenziale utilizzo in sostituzione dei carburanti fossili, nei motori endotermici.

Poiché i biocarburanti e e-fuels hanno le stesse caratteristiche chimico-fisiche degli analoghi fossili, il loro utilizzo non modifica sostanzialmente i rischi connessi al loro impiego in sostituzione dei carburanti di origine fossile.

### ***Riferimenti on-line e bibliografici***

- [1] *Hydrogen Safety Panel. Hydrogen Incident Examples. Select Summaries of Hydrogen Incidents from the H2tools.org Lessons Learned Database 2020.*
- [2] *ISO/TR 15916:2015. Basic considerations for the safety of hydrogen systems. 2015.*
- [3] *EIGA - European Industrial Gases Association. Determination of safety distances. IGC Doc 75/07/E. 2007.*
- [4] *HyResponder. Lecture 7. Unignited hydrogen releases outdoors and their mitigation. 2021.*
- [5] *e-Laboratory. e-Laboratory of Hydrogen Safety 2022. <https://elab.hysafer.ulster.ac.uk/>.*
- [6] *HyResponder. Lecture 9. Hazard distances from hydrogen flames and fire fighting. 2021.*
- [7] *Commissione Europea. REGOLAMENTO (UE) N. 406/2010 DELLA COMMISSIONE del 26 aprile 2010 recante disposizioni di applicazione del regolamento (CE) n. 79/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio relativo all'omologazione di veicoli a motore alimentati a idrogeno. 2010.*
- [8] *United Nations Economic Commission for Europe Global Registry. Addendum 13: Global technical regulation No. 13. Global technical regulation on hydrogen and fuel cell vehicles, UNECE. 2013.*
- [9] *ISO 19882:2018. Gaseous hydrogen — Thermally activated pressure relief devices for compressed hydrogen vehicle fuel containers. 2018.*
- [10] *ISO 19881:2018. Gaseous hydrogen — Land vehicle fuel containers. 2018.*
- [11] *HyTunnel-CS. Deliverable 6.9. Recommendations for inherently safer use of hydrogen vehicles in underground traffic systems. 2022.*
- [12] *HyResponder. Lecture 1. Introduction of hydrogen safety for responders. 2021.*
- [13] *EIGA - European Industrial Gases Association. Hydrogen Pipeline systems. IGC Doc 121/14. 2014.*



## CONCLUSIONE

L'iniziativa del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici di incaricare un gruppo di esperti per la redazione di un "Libro Bianco" che trattasse le infrastrutture e i sistemi di trasporto alimentati a idrogeno, è stata l'occasione ottima per la redazione di un testo unico e pregevole, da diffondere in Italia e in Europa.

La lettura di questo libro, in lingua italiana e in lingua inglese, diffonderà in Italia e in altri Paesi la conoscenza dell'uso della nuova energia in un settore chiave dello sviluppo dei popoli.

In esso sono stati unificati concetti finora dispersi e codificati in vari settori industriali e in numerose università e centri di ricerca, consentendo a ciascun settore di ritenere che i risultati raggiunti fossero i più avanzati rispetto alla concorrenza.

L'opera di cucitura e di omogeneizzazione condotta dalla Presidenza del gruppo e dal coordinamento scientifico ha portato a un testo il più possibile uniforme, comprensibile dagli esperti del settore ma anche da coloro che hanno una modesta conoscenza del tema, pur essendo profondi conoscitori dei settori industriali, produttori di treni, navi, automotive (bus, camion, automobili).

L'esperienza dei colleghi universitari dell'Università di Bologna, del Politecnico di Torino, della Sapienza e del CNR, nonché del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, dell'ENEA, dell'ANSFISA, dell'Eni e dei Vigili del Fuoco, è stata preziosa per arrivare a un volume ricco di proposte innovative che indurranno le industrie trasportistiche a ripensare profondamente il futuro dei trasporti nel mondo.

I curatori del testo propongono anche un aggiornamento almeno triennale del libro, per seguire con successo l'evoluzione tecnologica che procede con speditezza in Europa, in USA, in Giappone, in Cina e in tanti altri Stati come Russia, Brasile, Corea e India.

Alcuni degli autori ritengono che il tempo dell'idrogeno nei trasporti durerà almeno fino al 2060 quando sarà possibile utilizzare l'energia del nucleo atomico, attraverso la fusione nucleare.

Questo libro vuole pertanto contribuire alla gestione efficace ed efficiente del periodo di transizione ecologica e tecnologica che ci attende.

**Aurelio Misiti**

# INDICE

***Presentazione - Massimo Sessa***

***Introduzione - Fabio Croccolo***

***1 L'energia a livello del pianeta terra***

*1.1 Le fonti energetiche*

*1.2 Definizione attuale di fonte di energia, di vettori energetici, di vincoli energetici e di transizione ecologica*

***2 Il sistema dei trasporti e gli attuali usi dell'energia***

*2.1 I sistemi di alimentazione utilizzati nel settore dei trasporti*

*2.2 Le tecnologie disponibili nel settore dei trasporti per la transizione ecologica*

*2.3 La variazione quantitativa nel tempo del fabbisogno energetico nei trasporti*

*2.4 La variazione qualitativa nel tempo dell'energia utilizzata*

***3 Il quadro energetico europeo e nazionale ed i vincoli per il settore dei trasporti***

*3.1 Il quadro energetico europeo*

*3.2 Le fonti energetiche e l'attuale fabbisogno nel settore del trasporto in Italia*

*3.3 indipendenza energetica dell'Italia*

*3.4 sostenibilità*

*3.5 resilienza*

***4 Prospettive future per la transizione ecologica nel settore dei trasporti***

*4.1 scenari a breve termine*

*4.2 scenari a medio termine*

*4.3 scenari a lungo termine*

***5 Veicoli elettrici ed infrastrutture di ricarica***

***6 Fonti e vettori energetici nel settore dei trasporti per la transizione ecologica***

***6.1 Idrogeno***

- 6.1.1 Tecnologie di produzione e ricadute sugli obiettivi di decarbonizzazione*
- 6.1.2 Trasporto, usi, prestazioni e criticità*
- 6.1.3 Sistemi di accumulo on-board*
- 6.1.4 Compatibilità con il sistema infrastrutturale esistente*
- 6.1.5 Effetti significativi sull'ambiente*
- 6.1.6 Bilancio energetico-economico*
- 6.1.7 Rischi*

## **6.2 Ammoniaca**

- 6.2.1 Tecnologie di produzione e ricadute sugli obiettivi di decarbonizzazione,*
- 6.2.2 Trasporto, usi, prestazioni e criticità*
- 6.2.3 Sistemi di accumulo on-board*
- 6.2.4 Compatibilità con il sistema infrastrutturale esistente*
- 6.2.5 Effetti significativi sull'ambiente*
- 6.2.6 Bilancio energetico-economico*
- 6.2.7 Rischi*

## **6.3 Biocarburanti (Metanolo, Hydrotreated Vegetable Oil - HVO)**

- 6.3.1 Tecnologie di produzione e ricadute sugli obiettivi di decarbonizzazione,*
- 6.3.2 Trasporto, usi, prestazioni e criticità*
- 6.3.3 Sistemi di accumulo on-board*
- 6.3.4 Compatibilità con il sistema infrastrutturale esistente*
- 6.3.5 Effetti significativi sull'ambiente*
- 6.3.6 Bilancio energetico-economico*
- 6.3.7 Rischi*

## **7. I rischi emergenti legati alla transizione energetica**

### **7.1 - Risk Management**

### **7.2 -Idrogeno**



*7.2.1 - Aspetti e proprietà rilevanti per la sicurezza dell'idrogeno*

*7.2.2 - Possibili conseguenze e rischi in caso di incidente*

*7.2.3 Sicurezza, prevenzione e mitigazione dei rischi nelle applicazioni delle tecnologie dell'idrogeno*

*7.2.3.1 Sistemi di accumulo di idrogeno compresso a bordo di un FCHEV*

*7.2.3.2 - Stazioni di rifornimento di idrogeno compresso*

*7.2.3.3 - Trasporto dell'idrogeno in gasdotto*

*7.2.3.4 - Trasporto dell'idrogeno su strada*

### **7.3 Ammoniaca**

*7.3.1 - Incidenti coinvolgenti Ammoniaca*

*7.3.2 – Rischi*

### **7.4 - Biocarburanti**

**Conclusione - Aurelio Misiti**



- 6.3.4 Compatibility with the existing infrastructure system
- 6.3.5 Significant effects on the environment
- 6.3.6 Energy-economic balance
- 6.3.7 Risks

**9. Emerging risks related to the energy transition-Risk Management**

**9.1 - Hydrogen**

- 9.1.1 - Safety-relevant aspects and properties of hydrogen
- 9.1.2 - Possible consequences and risks in the event of an accident
- 9.1.3 Safety, prevention and risk mitigation in hydrogen technology applications
- 9.1.3.1 Compressed hydrogen storage systems on board an FCHV
- 9.1.3.2 - Compressed hydrogen filling stations
- 9.1.3.3 - Hydrogen transport by gas pipeline
- 9.1.3.4 - Transport of hydrogen by road

**9.2 Ammonia**

- 9.2.1 - Accidents involving ammonia
- 9.2.2 – Risks

**9.3 -**

**Biofuels**

**Conclusion -**

**Aurelio Misiti**

*4.3 long-term scenarios*

**5 Electric vehicles and charging infrastructure**  
**6 Energy sources and vectors in the transport sector for the ecological transition**

**6.1 Hydrogen**

6.1.1 Production technologies and their impact on decarbonisation

objectives

6.1.2 Transport, uses, performance and

critical issues

6.1.3 On-board storage systems

6.1.4 Compatibility with the existing

infrastructure system

6.1.5 Significant effects on the environment

6.1.6 Energy-economic balance

6.1.7 Risks

**6.2 Ammonia**

6.2.1 Production technologies

and impacts on decarbonisation

objectives,

6.2.2 Transport, uses, performance and

critical issues

6.2.3 On-board storage systems

6.2.4 Compatibility with the existing

infrastructure system

6.2.5 Significant effects on the environment

6.2.6 Energy-economic balance

6.2.7 Risks

**6.3 Biofuels (Methanol, Hydro-treated Vegetable Oil - HVO)**

6.3.1 Production technologies

and impacts on decarbonisation

objectives,

6.3.2 Transport, uses, performance and

critical issues

6.3.3 On-board storage systems

**1 Energy at the level of planet earth**

**1.1 Energy sources**

**1.2 Current definition of energy source,**

**energy vectors, energy constraints and**

**ecological transition**

**2 The transport system and current energy uses**

**2.1 Power systems used in the transport sector**

**2.2 Available technologies in the transport**

**sector for the ecological transition**

**2.3 Quantitative variation over time in energy**

**requirements in transport**

**2.4 The qualitative variation of the energy**

**used over time 3 The European and national energy**

**framework and the constraints for the transport**

**sector**

**3.1 The European energy framework**

**3.2 Energy sources and current needs in the**

**transport sector in Italy**

**3.3 Italy's energy independence**

**3.4 sustainability**

**3.5 resilience**

**4 Future prospects for the ecological transition in**

**the transport sector**

**4.1 Short-term scenarios**

**4.2 medium-term scenarios**

Some of the authors believe that the time of hydrogen in transport will last at least until 2060 when it will be possible to use the energy of the atomic nucleus, through nuclear fusion.

This book therefore aims to contribute to the effective and efficient management of the period of ecological and technological transition that awaits us.

**Aurelio Misiti**

## CONCLUSION

The initiative by the Higher Council of Public Works to appoint a group of experts to draft a "White Paper" dealing with hydrogen-powered infrastructure and transport systems was an excellent opportunity to draft a unique and valuable text, to be disseminated in Italy and Europe.

Reading this book, in both Italian and English, will spread awareness of the use of new energy in a key sector of people's development in Italy and other countries.

It unified concepts that had previously been dispersed and codified across various industrial sectors and numerous universities and research centers, allowing each sector to believe that the results achieved were the most advanced compared to the competition.

The work of stitching and homogenizing conducted by the groups' Presidency and the scientific coordination has resulted in a text that is as uniform as possible, understandable by industry experts as well as by those with only a modest knowledge of the topic, even those with in-depth knowledge of the industrial sectors, such as train, ship, and automotive (bus, truck, and car) manufacturers.

The experience of university colleagues from the University of Bologna, the Polytechnic University of Turin, Sapienza University of Rome, and the National Research Council (CNR), as well as from the Ministry of Infrastructure and Transport, ENEA, ANSFISA, Eni, and the Fire Brigade, has been invaluable in producing a volume packed with innovative proposals that will prompt the transportation industry to profoundly rethink the future of global transportation.

The editors also propose updating the book at least every three years, to successfully follow the technological evolution that is proceeding rapidly in Europe, the USA, Japan, China and many other countries such as Russia, Brazil, Korea and India.

## Online and bibliographic references

- [11]Hydrogen Safety Panel. Hydrogen Incident Examples. Select Summaries of Hydrogen Incidents from the H2tools.org Lessons Learned Database 2020.
- [12]ISO/TR 15916:2015. Basic considerations for the safety of hydrogen systems. 2015.
- [3]EIGA - European Industrial Gases Association. Determination of safety distances. IGC Doc 75/07/E. 2007.
- [4]HyResponder. Lecture 7. Unignited hydrogen releases outdoors and their mitigation. 2021. [5]e-Laboratory. e-Laboratory of Hydrogen Safety 2022. <https://elab.hysafteer.ulster.ac.uk/>. [6]HyResponder. Lecture 9. Hazard distances from hydrogen flames and fire fighting. 2021.

[7]European Commission. COMMISSION REGULATION (EU) No 406/2010 of 26 April 2010 implementing Regulation (EC) No 79/2009 of the European Parliament and of the Council on the type-approval of hydrogen-powered motor vehicles. 2010.

[8]United Nations Economic Commission for Europe Global Registry. Addendum 13: Global technical regulation No. 13. Global technical regulation on hydrogen and fuel cell vehicles. UNECE. 2013.

[9]ISO 19882:2018. Gaseous hydrogen — Thermally activated pressure relief devices for compressed hydrogen vehicle fuel containers. 2018.

[10]ISO 19881:2018. Gaseous hydrogen — Land vehicle fuel containers. 2018.

[11]HyTunnel-CS. Deliverables 6.9. Recommendations for inherently safer use of hydrogen vehicles in underground traffic systems. 2022.

[12]HyResponder. Lecture 1. Introduction of hydrogen safety for responders. 2021.

[13]EIGA - European Industrial Gases Association. Hydrogen Pipeline systems. IGC Doc 121/14. 2014.



#### ***7.4 - Biofuels***

In the context of fuels for the energy transition, the topic of biofuels is a matter of debate, even though they are not currently recognized as "neutral" in terms of CO<sub>2</sub> emissions. However, to date, their potential use as a replacement for fossil fuels in internal combustion engines cannot be ruled out.

Since biofuels and e-fuels have the same chemical-physical characteristics as their fossil counterparts, their use does not substantially change the risks associated with their use as a replacement for fossil fuels.

The shipping industry is looking at ammonia as a potential and promising fuel for reducing CO<sub>2</sub> emissions. Another potential application for ammonia is as a hydrogen transport carrier, thanks to the ability to produce hydrogen on-site via a catalytic process and potentially transport larger quantities more efficiently and economically.

While the large-scale transportation of ammonia from commercial production facilities to storage facilities is well established, the use of ammonia as a fuel in passenger vehicles introduces new risks and costs that must be evaluated.

Due to its characteristics, ammonia can give rise to a wide range of accidents in the event of uncontrolled release, such as fires, explosions and, above all, toxic releases. Compared to hydrogen, ammonia presents fewer storage problems due to its non-cryogenic boiling point, higher explosive limit, and superior energy storage properties (in the form of chemical bonds). However, it introduces a different set of hazards than other energy carriers. Specifically, these hazards relate to toxic releases, which are not present with traditional fuels or even with alternative fuels produced with sustainable technologies. Therefore, a thorough risk assessment of its potential use in transportation is required.

### **7.3.2 - Risks**

*Figure 7.10*



Minot, North Dakota freight train derailment, January 18, 2002. Around 1:37 a.m. on January 18, 2002, 31 of 112 freight cars derailed about a half-mile west of the city limits of Minot, New Jersey. Fifteen of the 31 derailed cars were carrying anhydrous ammonia. A total of 1,091,062 liters (240,000 gallons) of anhydrous ammonia released into the soil and air, creating a vapor plume that covered the derailment site and drifted toward Minot. One resident was fatally intoxicated, 11 people suffered serious injuries, and 322 people, including the two train crew members, were treated by medical personnel. Damage exceeded \$2 million, and more than \$8 million was spent on environmental cleanup.

*Rail transport*

Figure 7.9



Classificazione secondo il Regolamento (CE) n. 1272/2008 (CLP)

Sezione	Classe di pericolo	Categoria	Classe categoria di pe- ricolo	Indicazione di pericolo
2.2	gas infiammabile	2	Flam. Gas 2	H221
3.11	tossicità acuta (in caso di inalazione)	3	Acute Tox. 3	H331
3.2	corrosione/irritazione cutanea	1B	Skin Corr. 1B	H314
4.1A	pericoloso per l'ambiente acquatico - pericolo acuto	1	Aquatic Acute 1	H400

Per il testo completo: cfr. SEZIONE 16.

Table 7.2

Ultimately, ammonia is a highly toxic chemical and has a negative impact on the environment. If released in large quantities, it can contaminate water and soil, causing significant environmental damage. Ammonia released into the air can cause respiratory problems and eye irritation in humans.

### 7.3.1 - Accidents involving ammonia

The case history of accidents involving ammonia is vast; as an example, we report some cases that occurred during its transportation.

#### Pipeline transport

In October 2004, a serious accident involving an ammonia pipeline occurred near Kingman, Kansas, releasing approximately 775 cubic meters of anhydrous ammonia. There were no fatalities from the release, but the anhydrous ammonia entered a stream and killed more than 25,000 fish, including some endangered species, highlighting critical environmental concerns.

At room temperature, ammonia is a colorless gas with a very strong, pungent, suffocating odor. It is an irritant and toxic, and can also cause very violent fires and explosions.

at atmospheric pressure with capacities of up to 4000 kg are used.[12]These tanks are equipped with pressure relief devices and devices to release the gas generated by the "boil-off" phenomenon. This loss can correspond to approximately 0.5% per day during transport and 5% during delivery.

### ***7.3 Ammonia***

In February 2020, the Royal Society published a policy briefing on ammonia (Ammonia: zero-carbon fertiliser, fuel and energy store (<https://royalsociety.org/-/media/policy/projects/green-ammonia/green-ammonia-policy-briefing.pdf>)), which considers the opportunities and challenges associated with the future production and use of 100% renewable, carbon-free ammonia.

The same Royal Society policy briefing warns farmers to use ammonia much more carefully. But it is precisely this widespread use in agriculture that has created a global network of ports where the chemical is traded or stored. This existing infrastructure for refrigerated ammonia storage has led to speculation about using this substance as a fuel.

The report from the prestigious British scientific institution examines ammonia production, still a vital raw material for many industrial uses, potential new zero-carbon uses for green ammonia, and international perspectives on new activities and opportunities. The first section of the briefing notes: "Ammonia is a pungent gas that is widely used to produce agricultural fertilizers. Green ammonia production is where the ammonia production process is 100% renewable and carbon-free. One way to produce green ammonia is to use hydrogen produced by the electrolysis of water and nitrogen separated from the air." However, the report makes no mention of ammonia's toxicity, nor does it address its dangers, despite the fact that the processing and transportation of ammonia has historically led to serious accidents.

regulations.

Transporting hydrogen in liquid form (temperature around 20 K or - 253 °C) allows for the distribution of quantities up to 10 times greater than transporting CGH<sub>2</sub>. In this case, super-insulated tankers operating

Hydrogen is mostly transported by road as compressed gas (CGH2) in cylinders installed individually or in groups on trailers or tank wagons. The storage pressure varies from 200 to 300 bar, and the quantity of hydrogen transported can vary between 180 and 540 kg depending on the number of cylinders.[12] Among the main safety devices, it is worth mentioning the TPRD installed on each individual cylinder, as described for the systems on board an FCEV. The road transport of hydrogen is regulated by the ADR

### **7.2.3.4 - Transport of hydrogen by road**

In Europe, there is already a network of hydrogen pipelines with a total length of approximately 1,600 km.[12] Operating pressures are usually between 40 and 70 bar and steel pipe diameters can vary between 10 and 300 mm.[12] Every new gas transmission and distribution installation must be designed, constructed, and operated so that the associated additional risk remains within acceptable limits. Guidance and standards for the design, operation, and maintenance of such infrastructure are provided in EIGA - European Industrial Gases Association. Hydrogen Pipeline Systems[13] For the transmission of pure or blended hydrogen. The most sensitive scenarios involve hydrogen leaks from the most vulnerable components, such as connections, valves, etc. The lines are equipped with regulators and valves to control flow and pressure. Safety devices may include emergency isolation valves or pressure limiting devices.

### **7.2.3.3 - Hydrogen transport by gas pipeline**

Furthermore, the emergency system must be capable of completely isolating the storage units and transmission and refueling lines, and interrupting the system's electrical circuit not required for safety operations. These Technical Standards may also be revised based on an adequate risk analysis that suggests the forecasting and prevention measures to be adopted to reduce the residual risk.



Hydrogen gas refueling stations are already regulated by the Ministerial Decree of October 23, 2018, "Technical fire prevention regulations for the design, construction, and operation of hydrogen distribution systems for motor vehicles." The decree includes technical provisions for the system's main components, with guidance on the location and safety distances between system components and public areas. Hydrogen storage units must be equipped with temperature and pressure monitoring systems and safety devices for the controlled release of gas, activated when

before refueling the vehicle via the dispenser. High-pressure hydrogen refueling stations generally consist of the following components: a hydrogen storage tank with pressures of around 200-250 bar; a gas compressor to bring the hydrogen to pressures of up to 1000 bar for intermediate high-pressure storage; and a heat exchanger to pre-cool the gas

### **7.2.3.2 - Compressed hydrogen filling stations**

Public transport vehicles, such as buses or passenger trains, have less stringent constraints on tank volume. For this reason, pressures of up to 350 bar are generally used. The tanks are typically located on the roof of the vehicle, similar to buses that use natural gas. The safety devices used in FCHV buses are generally similar to those used in passenger cars.

Work is underway to define uniform international standards for the use of FCHVs in tunnels and other confined spaces, e.g., underground car parks, etc. The European HyTunnel-CS project was an example of pre-normative research aimed at providing recommendations for the intrinsically safe use of hydrogen vehicles in such infrastructures.[11].

A hydrogen storage system must meet stringent production requirements and undergo numerous tests before being released to the market and put into service on the road. These include durability, performance, mechanical resistance, fire resistance, and more.[8,10].

are equipped with sensors to detect any hydrogen gas leaks.

specifications for compressed hydrogen storage systems on board hydrogen-powered vehicles must comply with European Regulation No. 406/2010. [7]and the international one GTR#13 “Global technical regulation on hydrogen and fuel cell vehicles”[8], used as a reference for the drafting of this section. Figure 7.8 presents a typical system consisting of the high-pressure tank and the primary safety devices that must be installed on the tanks:

- a) Thermally activated pressure relief device (TPRD);
- b) Non-return valve (check valve) that prevents the backflow of hydrogen into the supply lines;
- c) Automatic shut-off valve that prevents the flow of stored hydrogen and allows the isolation of the hydrogen storage unit.

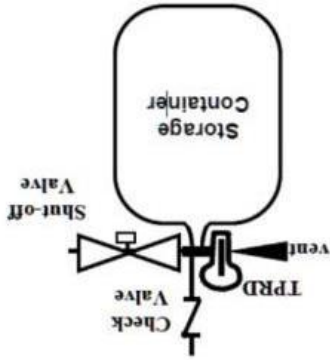


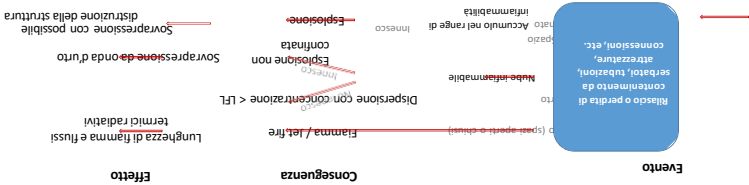
Figure 7.8

*Typical compressed hydrogen storage system. Source:[8].*

In the event of a fire, TPRDs provide a controlled release of gas from compressed hydrogen storage containers before the high temperatures of the flames weaken the tank walls and cause them to rupture. TPRDs are designed to rapidly vent the entire contents of the container and must meet the requirements set forth in ISO 19882.[9]They do not reseal or allow the container to be repressurized. The hydrogen is released out of the FCHEV, usually from the rear of the vehicle at an angle toward the ground. FCHEVs

gas at nominal operating pressures (NWPs) of 350 or 700 bar. The

*Possible consequences and effects of a compressed hydrogen gas release. Reworked from the "HyResponder project."*



## 7.2.3 Safety, prevention and risk mitigation in hydrogen technology applications

Hydrogen has been widely used in industry for many decades. Hydrogen applications are expanding beyond industrial boundaries to include public settings. This requires a new safety culture, innovative safety strategies, and resulting engineering solutions. Wherever possible, extensive industrial experience has been and continues to be leveraged to develop guidelines and regulations for the use of hydrogen in mobility and other applications. This is complemented by numerous international pre-normative research projects to fill knowledge gaps in specific fields and define the requirements for the inherently safe use of hydrogen technologies.

The following sections will focus on prevention and mitigation measures specific to the most widespread hydrogen systems and related infrastructure.

### 7.2.3.1 Compressed hydrogen storage systems on board an FCEV

The tanks on board FCEVs contain compressed hydrogen

structural resistance limit. This phenomenon is more significant in the case of jet fires. This phenomenon must be considered for small confined spaces, such as garages.

If a flammable cloud is ignited in an open or confined space, a deflagration or detonation may occur. Deflagration is the phenomenon in which the combustion zone propagates at a speed slower than the speed of sound (subsonic) in a mixture of unburned materials. Deflagrations in open, unobstructed spaces can generate overpressures of approximately 10 kPa. Deflagrations in confined spaces can lead to much higher overpressures ( $\approx 800$  kPa). In this case, the most commonly used mitigation method is the installation of panels to ensure the release (venting) of pressure to the outside. Detonation is the phenomenon in which the combustion zone propagates at a speed faster than the speed of sound (supersonic) in a mixture of unburned materials. The overpressures produced are much higher: 1,000–1,500 kPa.

As with conventional fuels, the shock wave generated by an explosion can cause damage to the heating system and internal organs. Indirect effects may also occur due to projectile fragments, structural collapse, etc. It should be emphasized that the extent of the damage depends on the overpressure, the impulse applied to a person or object, their location, and the personal (protective) equipment worn.

The fire resistance of a high-pressure hydrogen tank is a critical factor in the safety of such systems. Tanks are also equipped with thermally activated pressure relief devices (TPRDs) for the controlled and complete release of the combustible gas before the fire can degrade the tank material and cause structural failure. In the unlikely event of a TPRD malfunction or failure to activate due to localized flames, the tank could rupture, resulting in pressure effects from the shock wave and thermal effects from the combustion of the gas in a fireball.

Figure 7.7 presents a summary diagram of the possible consequences and effects following a release of compressed hydrogen gas.

pressure surge within the enclosed space that can cause an overpressure exceeding the

In the event of an ignited or unintelligible hydrogen release within a confined space with limited ventilation, a pressure peaking phenomenon may occur. This consists of a transient capable of damaging people or structures.

A jet fire with immediate ignition does not produce sound levels harmful to humans. However, the delayed ignition of a pressurized hydrogen release can result in overpressure

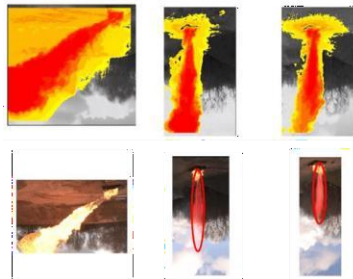
The tank emptying times, and therefore the possible duration of a release and its consequences, depend mainly on the pressure and storage volume and diameter of the release.

structural failure and possible rupture.

sufficient to ensure the tank can be emptied in a fire before it must be calibrated to the tank's fire resistance to ensure it is nozzles could be considered. However, the PRD diameter devices (PRDs) with smaller diameters or the use of planar pressure. Therefore, innovative designs for pressure relief proportional to the release diameter for the same storage targets. As noted, the distance to the LFL or flame length is can be used to reduce direct contact or heat flow to potential domino effects. In stationary applications, shielding or barriers to leak or rupture should be positioned so as not to cause be directed at people or equipment. Components most likely and surrounding environment. Hydrogen release should not can be applied to other fuels depending on the application Similar considerations for mitigating the effects of a jet fire

*Comparison of hydrogen jet fires vs. common fuels: visible flame length L<sub>f</sub> (top) and thermal effects (bottom). H<sub>2</sub>: P=200 bar, d=3.1 mm, L<sub>f</sub>=5.5 m; CH<sub>4</sub>: P=200 bar, d=3.1 mm, L<sub>f</sub>=8.0 m; LPG: P=10 bar. Source:[6].*

Figure 7.6





increases proportionally to the diameter of the leak. Lower concentration levels are generally considered to trigger alarm systems and system shutdowns. It is important to emphasize that in the event of a release in open or partially confined spaces without the possibility of accumulation, hydrogen will tend to rise due to its low density and rapidly disperse into the air until safe concentrations, i.e., below the LFL. This aspect constitutes a clear safety advantage.

The ignition of hydrogen is a credible scenario due to its low minimum ignition energy. The ignition of a high-pressure hydrogen release produces a jet fire.

The main risks are due to direct contact with the flame and exposure to the resulting heat flow. Given the high pressures, the flame length can be significant and is proportional to the release diameter (d).

Figure 7.6 shows that the hydrogen flame has a shorter visible length than the methane flame for the same diameter and release pressure (200 bar). However, it should be noted that the operating pressures of the tanks on board FCEHVs (700 bar) would lead to longer flame lengths.

Hydrogen flames radiate much less heat than hydrocarbons, particularly LPG, as shown in the comparison in Figure 7.6, leading to lower effects due to radiative heat fluxes. However, people near a hydrogen flame may not perceive its presence until they come into contact with it. In the absence of adequate detection equipment, signs of the possible presence of a hydrogen flame may include a "hissing" noise due to the release of high-pressure gas and the appearance of "heat ripples."

Inhalation of combustion products from hydrogen-air flames is considered less serious than with conventional fuels because the only combustion product is water vapor (non-toxic, non-poisonous). However, secondary fires can produce smoke or other combustion products that pose a health risk.

furthest point from the leak where a jet can be ignited, generally defined by a hydrogen concentration of 4 vol.% (lower flammability limit, LFL). The size of the flammable cloud, i.e., the distance to the 4 vol.% LFL,

## 7.2.2 - Possible consequences and risks in the event of an accident

The use of hydrogen applications and technologies requires appropriate safety considerations and assessments, not only due to the diverse and unique properties and characteristics of hydrogen, but also to the specific operating conditions of hydrogen systems. These require storage pressures of up to 1,000 bar at refuelling stations and infrastructure, or up to 700 bar onboard passenger vehicles. Furthermore, the growing use of hydrogen technologies in public spaces and for mobile applications requires specific guidelines and regulations compared to industrial environments, where well-established practices already exist.

In the event of an accident, it is necessary to determine adequate safety distances. A safety distance is the distance between the source of a hazard and an object (people, equipment, or environment) necessary to limit the effects of a potential accident and prevent its escalation into a major incident. The European Industrial Gases Association provides guidance on determining safety distances in industrial settings.[3].

Hydrogen can be particularly prone to leakage or escape due to its small molecular size and high diffusivity. As shown in Figure 7.5, most of the

Accidents originate from valves or connections, resulting in hydrogen releases. Credible accident scenarios also involve the storage system and pressure relief devices (PRDs), resulting in high-pressure hydrogen releases. The release rate can vary significantly depending on the scenario. It can range from approximately 3 g/s for a release from a fuel cell feedline, to 108 g/s for a release from a pressure relief device, to tens of kg/s for releases from an industrial gas pipeline in the event of a complete rupture.[4].

Hydrogen is highly flammable. Consequently, the primary concern in the event of a release is the possibility of ignition and therefore fire. In this case, safety distances consider the

if released outdoors, hydrogen will tend to rise and rapidly diffuse/disperse into the air. High buoyancy is one of the main safety advantages of hydrogen and reduces the potential consequences of accidents. If released into confined spaces, hydrogen could accumulate to dangerous concentrations.

Liquid hydrogen is colorless, odorless, and non-corrosive. As a cryogenic fluid, contact with skin or eyes can cause severe frostbite or hypothermia. Inhaling cold vapors can cause respiratory failure and asphyxiation. Its low boiling point ( $-252.8^{\circ}\text{C}$ ) means that liquid hydrogen released into an environment under normal conditions will evaporate and disperse quickly. In confined spaces, the evaporation and expansion of hydrogen from liquid to gaseous can lead to high pressures (the volume ratio  $\text{LH}_2:\text{GH}_2$  is 1:848).

The small size of hydrogen molecules and atoms allows the gas to be easily absorbed by various materials. This interaction can lead to degradation of the mechanical properties of materials, such as hydrogen embrittlement in metals. Another phenomenon to be aware of is hydrogen permeation for polymeric materials used in high-pressure tanks. The interaction of hydrogen with materials can lead to structural failure or accidental gas leaks. Careful selection of compatible materials suitable for hydrogen storage systems and operations is essential.

Hydrogen is a highly flammable gas due to its wide flammability range (4-75 vol.%) and its low minimum ignition energy of 0.017 mJ for a hydrogen-air mixture at a concentration of 22-26 vol.%. [2].

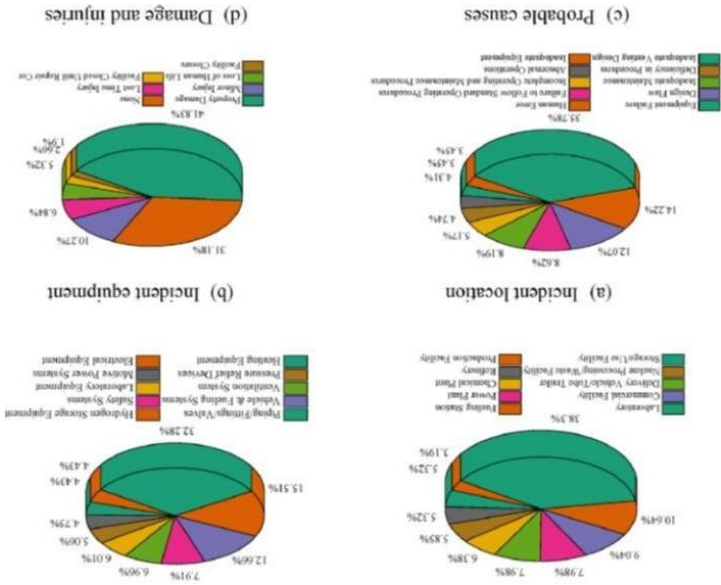
A hydrogen flame is not visible in daylight unless impurities and particles are entrained. Heat radiation from hydrogen flames is much lower than that of other fuels. This can be a safety advantage, but it can also make it more difficult to detect and perceive the flame until direct contact is made. Flames can be detected using appropriate equipment. The combustion of pure hydrogen with air produces only water vapor. Hydrogen has a high flame temperature ( $2045^{\circ}\text{C}$ ), which can pose a high risk of serious burns if directly contacted.

oxygen in the air. Hydrogen has a high diffusivity and a relative density of 0.07 compared to air. Consequently,

7.2.1 - Safety-relevant aspects and properties of hydrogen

Case study of accidents related to the production and use of hydrogen.

Figure 7.5



Hydrogen is no more or less dangerous than any other conventional fuel. Hydrogen has a unique set of characteristics that differ from other known fuels, and therefore require special considerations in the design and operation of systems that use it. These considerations are extensively addressed and described in the ISO/TR 15916:2015 document.[2].

Hydrogen is a colorless, odorless, and tasteless gas at standard temperature and pressure (STP). These characteristics make gas leaks difficult to detect with the human senses. The addition of odorants to detect hydrogen leaks, such as mercaptans for natural gas, is not compatible with the use of hydrogen in current fuel cells.

Hydrogen is a non-toxic, non-carcinogenic, non-corrosive, and non-harmful gas. However, if inhaled in high concentrations, it can cause asphyxiation by displacing

Comparison of the chemical-physical characteristics of hydrogen and methane.

CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub>	Peso molecolare [g/mole]
16.05	2.016	Densità relativa gas (aria = 1)
0.56÷0.59	0.07	Coefficiente di diffusione in aria [cm <sup>2</sup> /s]
0.16	0.61	Temperatura di autoaccensione [°C]
537	585	Energia di ignizione in aria [mJ]
0.29	0.02	Limiti di infiammabilità [% vol.]
LFL 5.0	LFL 4.0	Limiti di esplosività in aria [% vol.]
UFL 14.0	UFL 75.0	
LEL 5.0	LEL 15.0	Temperatura di fiamma [°C]
UEL 15.0	UEL 59.0	
1875	2045	

Due to these unique characteristics of hydrogen, the production, transportation, distribution, storage, and end-user use chains require infrastructure and facilities that adopt special precautions. Furthermore, there is already a large body of accidents related to the production and use of hydrogen.[1](Figure 7.5).

than methane, as shown in Table 7.1.



Multi-risk is the assessment, in the same geographical area, of the entire risk arising from different events, taking into account the possible hazards and vulnerability interactions (a multi-risk approach implies a multi-hazard and multi-vulnerability perspective – Figure 7.4).

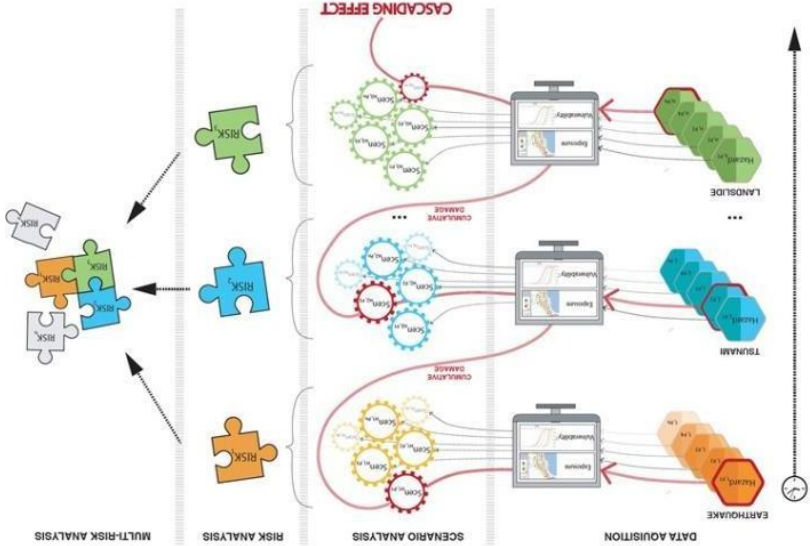


Figure 7.4

Multi-risk approach framework

## 7.2 - Hydrogen

Hydrogen is set to play a central role in the energy system because its combustion does not generate carbon dioxide.

However, although the use of hydrogen has undoubted advantages from an environmental point of view, due to its chemical-physical characteristics, it implies the use of high pressures (350-1000 bar) or liquefaction at very low temperatures (at -253°C) for its transport or storage, while its characteristics in terms of chemical reactivity pose serious problems from the point of view of safety in its use, in fact when mixed with air, it is potentially much more explosive

A multi-risk approach is now a must, as is an awareness of all the key factors that influence problem definition. This is an intrinsically complex problem.

the application of Risk Analysis techniques already in the design and development phase of the process plant (Figure 7.3).

*Figure 7.3*

*Risk Analysts Techniques.*

Furthermore, risk management does not end with the project phase.

Risk Management studies conducted during the project phase allow us to identify the prevention and mitigation barriers present for each "Major Accidental Event" (MAE), which lead to considering the risk tolerable.

These barriers define the "Safety Critical Elements" (SCE) that must be maintained in working order during the operational phase of the plant.

For each SCE, "Performance Standards" and "Schemes of Examination" are defined which must be applied during the operational phase to maintain risk at the levels envisaged by the project.

Part of operational safety management is «Reliability Based Inspection» (RBI) which allows for the definition of optimal inspection intervals to maintain the integrity of containment systems at the expected levels.

The experience gained through risk management methodologies developed for activities at risk of major accidents can and must be used and, where necessary, adapted to the problems of other production sectors, such as the use of alternative fuels in transportation systems.

The approach based on risk assessment and mitigation must change the organization of project development and must be an integral part of safety design and management, including in the transport system and the strategic infrastructure connected to it.

In conclusion, it can be said that there is a growing awareness, even at the international level, of the need to address emerging risks in an increasingly global manner, some of which are closely interconnected and therefore require an innovative approach based on "Multi-Risk Analysis."

Managing risk means designing and operating the plant with prevention and protection measures and a management system that are adequate to ensure a "tolerable" risk (Risk Control).

To determine whether a risk is "tolerable," you need to be able to measure the risk.

To measure risk, you need to be able to identify risks.

The flow chart for quantitatively addressing this issue is the one shown in figure 7.2 and is now consolidated in the risk analysis of complex systems.

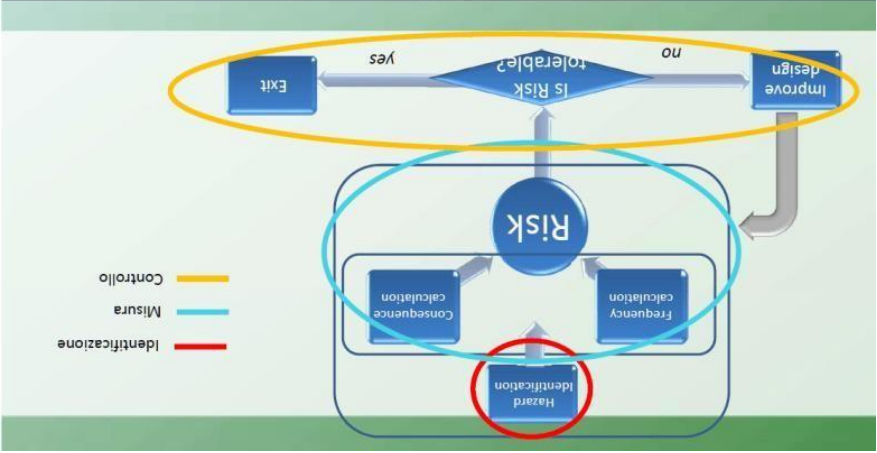
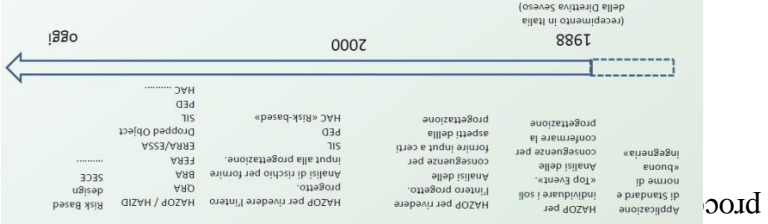


Figure 7.2

*Risk assessment flowchart.*

Any process plant project involving hazardous substances or conditions requires a team of safety specialists (Loss Prevention, Process Safety, HSE) to commit several thousand hours of engineering time, with a project burden that can reach 10% or more in the preliminary stages.

The availability of methods and tools to identify and quantitatively analyse accident scenarios connected to



Risk Management is the cornerstone of the safe management of plants and infrastructures.

To give an example, the chemical industry in the post-war period experienced a development that brought undoubted economic benefits, but had not adequately analyzed the risks to human health and the environment.

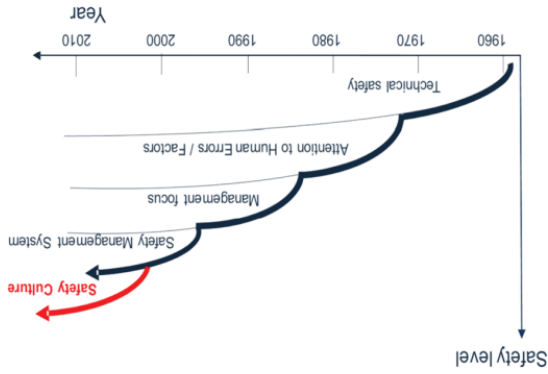
Several incidents highlighted the need to rethink the approach to safety design and management for facilities involving significant quantities of hazardous substances.

There was thus a shift from safety guaranteed by compliance with regulations and "good engineering practice" to demonstrating that the system is designed and operated (naturally, continuing to comply with regulations...) taking into account possible accidents and equipping itself with the tools to prevent and/or mitigate them, thus minimizing the risk.

This was transposed in 1982 into Directive 82/501/EEC and subsequent updates.

It is therefore essential not to repeat this mistake with the development of green technologies, given the experience and risk assessment tools available.

Risk assessment methodologies have undergone various stages of development since their first applications in the early 1960s. Figure 7.1 shows a schematic representation of the temporal evolution of risk management.



also in every governmental, administrative, and economic development decision.

## Hydrogen

Although the use of hydrogen has undoubted advantages from an environmental point of view, due to its chemical-physical characteristics, it requires the use of high pressures (350-1000 bar) or liquefaction at very low temperatures (-253°C) for its transport or storage, while its characteristics in terms of chemical reactivity pose serious problems in terms of risks in its use.

## Ammonia

Ammonia, a versatile chemical resource, is the essential building block for chemicals, textiles, explosives, refrigerants, and fertilizers and could play a role in the energy transition. Recent studies have proposed green ammonia as a 100% renewable and carbon-free energy source. At room temperature, ammonia is a colorless gas with a very strong, suffocating odor. It is an irritant and toxic, and can also cause fires and explosions of considerable violence.

## Biofuels

In the context of fuels for the energy transition, the topic of biofuels is a matter of debate, even though they are not currently recognized as "neutral" in terms of CO<sub>2</sub> emissions. However, their potential use as a replacement for fossil fuels in internal combustion engines cannot be ruled out. Since biofuels and e-fuels have the same chemical and physical characteristics as their fossil counterparts, their use does not substantially alter the risks associated with their use as a replacement for fossil fuels.

## 7.1 - Risk Management

A culture of safety requires that risk assessment and prevention be a fundamental element not only in planning but

Risk Management is the cornerstone of the safe management of new vehicles and the strategic infrastructures connected to them.



- Accurate predictive risk analysis already integrated with the development of new processes;
- Definition of new accident scenarios and adoption of adequate preventive and protective measures to guarantee equivalent safety levels;
- Integrating risk analysis with design and development and incorporating it into financial processes and industrial development decisions.

It is also important to emphasize the need to inform the public of the potential risks associated with the use of these new technologies, so as to avoid the misconception that adopting a solution deemed environmentally sustainable is necessarily safer than those based on the technologies currently used in the energy sector.

Remaining in the field of transportation, the analysis of the risks inherent in the use of alternative fuels must become a fundamental element already in the design phase and should not be addressed after the fact.

The solutions proposed for the energy transition are based primarily on the replacement of fossil fuels with new systems for the production, distribution, and use of new energy carriers.

In this context, the use of hydrogen, green ammonia, and biofuels to replace conventional systems stands out. Furthermore, the development of adequate infrastructure for the transportation and distribution of energy carriers and for the capture, transportation, and storage of CO<sub>2</sub> produced, at least temporarily, by conventional processes must also be considered.

Another important area for reducing carbon dioxide emissions is the replacement of internal combustion engines with electric motors. This will require the development of new energy storage systems and technologies for the production of electric vehicles. All of these solutions pose risks to the population; therefore, an adequate risk assessment is necessary.

contribution in terms of forecasting and prevention is essential. Too often, in fact, attention is focused only on the undoubted environmental benefits, neglecting the potential accident scenarios generated or ignoring the risk factors associated with the use of alternative fuels. In particular, it is necessary to proceed point by point through:

29. J. Sousa, et al., *Ind. Eng. Chem. Res.* 61, 2022, 14515–14530.
30. “DROP-IN” BIOFUELS: The key role that co-processing will play in its production” – IEA Document Bioenergy; task 39: January 2019
31. IRENA, *Biogas for road vehicles*, 2018
32. Available online: [https://www.unem.it/wp-content/uploads/2022/11/Studio-Rie\\_unem-completo-2022.pdf](https://www.unem.it/wp-content/uploads/2022/11/Studio-Rie_unem-completo-2022.pdf)
33. Available online: <https://www.concawe.eu/publication/impact-analysis-of-mass-ev-adoption-and-low-carbon-intensity-fuels-scenarios/>
34. Available online: <https://www.fuelseurope.eu/publications/publications/low-carbon-mobility-with-renewable-fuels-affordability-and-accessibility-of-passenger-cars-for-eu-consumers>
35. Available online: <https://www.fuelseurope.eu/publications/publications/vision-2050-a-pathway-for-the-evolution-of-the-refining-and-liquid-fuels>
36. Wery, T.; Petersen, G. Top Value Added Chemicals from Biomass: Volume I -- Results of Screening for Potential Candidates from Sugars and Synthesis Gas; 2004; p. DOE/GO-102004-1992, 15008859;
37. Internal Combustion Engine Fundamentals | McGraw-Hill Education - Access Engineering ([accessengineeringlibrary.com](https://www.accessengineeringlibrary.com))
38. Bio-NETT I Manual (cit2000.it)
39. JRC Publications Repository - JEC Well-to-Tank report v5 ([euroopa.eu](https://www.euroopa.eu))
40. Available online: [https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2022/09/IEA-Bioenergy-Task-42-Global-biorefinery-status-report-2022-220712.pdf?utm\\_source=chatgpt.com](https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2022/09/IEA-Bioenergy-Task-42-Global-biorefinery-status-report-2022-220712.pdf?utm_source=chatgpt.com)

**7. Emerging risks related to the energy transition**

The energy transition will be the challenge of the coming decades, including in the field of risk analysis, whose

of Vehicles. Energie & Umwelt / Energy & Environment  
Band. 2018. Volume 408. ISBN 978-3-95806-295-5.  
Available  
online: [https://user.fz-juelich.de/record/842477/files/Energie\\_Umwelt\\_408\\_NEU.pdf](https://user.fz-juelich.de/record/842477/files/Energie_Umwelt_408_NEU.pdf)  
28. <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/ci/Info/0122/green-ammonia-maritime.html>

18. Xu, W.; Li, Q.; Huang, M. Design and analysis of liquid hydrogen storage tank for high-altitude long-endurance remotely-operated aircraft. *Int. J. Hydrogen Energy* 2015, 40, 16578–16586. [CrossRef]
19. Babac, G.; Sisman, A.; Çimen, T. Two-dimensional thermal analysis of liquid hydrogen tank insulation. *Int. J. Hydrogen Energy* 2009, 34, 6357–6363.
20. Andersson J., Grönkvist S. (2019). Large-scale storage of hydrogen. *International journal of hydrogen energy*, 44(23), 11901-11919. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.063>
21. Dickel, R., Blue hydrogen as an enabler of green hydrogen: the case of Germany, The Oxford Institute for Energy Studies, 2020. Available online: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2020/06/Blue-hydrogen-as-an-enabler-of-green-hydrogen-the-case-of-Germany-NG-159.pdf>
22. Zúñiga-Saiz, P., Sánchez-Díaz, C. Design of a Hydrogen Refueling Station with Hydrogen Production by Electrolysis, Storage, and Dispensing for a Bus Fleet in the City of Valencia. *Int. J. Hydrogen Energy* 2025, 104, 651-664. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.07.387>.
23. <https://synerhy.com/en/2022/05/hydrogen-storage-and-transport-methods/>
24. Karayel, G. K., & Dincer, I. (2024). Hydrogen storage and refueling options: A performance evaluation. *Process Safety and Environmental Protection*, 191(Part B), 1847-1858. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2024.09.013>
25. Available online: [https://www.sintef.no/globalassets/project/hyper/presentations-1/day1\\_1430\\_decker\\_latest-global-trend-in-liquid-hydrogen-production\\_linde.pdf](https://www.sintef.no/globalassets/project/hyper/presentations-1/day1_1430_decker_latest-global-trend-in-liquid-hydrogen-production_linde.pdf)
26. Genovese, M.; Fragiaco, P. Hydrogen Refueling Station: Overview of the Technological Status and Research Enhancement. *J. Energy Storage* 2023, 61, 106758. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.106758>.
27. Martin Robinius, Jochen Linßen, Thomas Grube, Markus Reuß, Peter Stenzel, Konstantinos Syranidis, Patrick Kueckertz and Detlef Stolten. Comparative Analysis of Infrastructures: Hydrogen Fueling and Electric Charging

online:[https://www.iav.com/app/uploads/2021/04/210422\\_Paper\\_Vienna](https://www.iav.com/app/uploads/2021/04/210422_Paper_Vienna)  
17. Rossini, F. D. Report on International Practical  
Temperature Scale of 1968. J. Chem. Thermodyn. 1970,  
2, 447–459.

2024 1. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>

2. Available online: [https://www.researchgate.net/publication/357229921\\_A\\_review\\_on\\_hydrogen\\_production\\_and\\_utilization\\_Challenges\\_and\\_opportunities](https://www.researchgate.net/publication/357229921_A_review_on_hydrogen_production_and_utilization_Challenges_and_opportunities)

3. Available online: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890422011049?via%3Dihub>

4. Available online: [https://dspace.lib.cranfield.ac.uk/bitstream/handle/1826/17886/developments\\_in\\_hydrogen\\_production-2022.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://dspace.lib.cranfield.ac.uk/bitstream/handle/1826/17886/developments_in_hydrogen_production-2022.pdf?sequence=1&isAllowed=y)

5. Available online: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2772656822001036>

7. Available online: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117294>

8. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

9. [https://www.cni.it/images/eventi/2022/CNI\\_19Ott2022\\_parte\\_1.pdf](https://www.cni.it/images/eventi/2022/CNI_19Ott2022_parte_1.pdf)

10. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>

11. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>

12. Available

online: <https://www.irena.org/Publications/2023/Dec/Water-for-hydrogen-production>

13. Available online: <https://globalenergyprize.org/en/2023/08/10/what-hydrogen-method-for-pinpointing-naturally-occurring-h2/>

14. Available online: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2020/06/Blue-hydrogen-as-an-enabler-of-green-hydrogen-the-case-of-Germany-NG-159.pdf>

15. IEA Technology Collaboration Programme. Advanced fuel cells: Survey on the number of fuel cell vehicles, hydrogen refueling stations and targets. 2019

16. Sens, M., et al., Hydrogen Powertrains in Competition to Fossil Fuel based Internal Combustion Engines and Battery Electric Powertrains, 42nd International Vienna Motor Symposium 2021. Available

However, FAME also presents critical issues that limit its applicability in fuels: if blended, it cannot exceed 7%, if it is pure it requires engine modifications. FAME, unlike HVO, still contains oxygen and this results in poor oxidation stability with sludge formation.

### 6.3.4.5 HVO/SAF

The operational capacity of biorefining, expressed in terms of production and not processing capacity, as of 2022 is approximately 9.5 Mt/year [40], with over 75% of this concentrated in North America and Europe. Faced with forecasts of increasing demand for HVO/SAF, operators in the sector are initiating new investments in hydrogenation plants and announcing new projects.

The capacity currently under construction, once operational, will more than double HVO/SAF production capacity by 2025, increasing it to approximately 24 million tons/year. Over half of the capacity under construction is in the United States, a market where biofuels are heavily incentivized both at the federal level (Renewable Fuel Standard program) and at the state level on the West Coast (particularly California). Even in Europe, a market with increasingly challenging emissions targets under the FitFor55 package, capacity is growing rapidly, driven by investments by traditional operators like Eni in both HVO and SAF biofuel production; in Asia, the capacity under construction is mostly limited to the expansion of Neste's Singapore plant.

Expansions of existing plants account for approximately 40% of the total capacity under construction.

Numerous other projects have been announced worldwide. Excluding the most speculative projects, new capacity for an additional 7 million tons/year has been announced, which could come online by 2030. Among the main new entrants in the sector is Shell, with the Palau Bukom projects in Asia and the Pernis projects in Europe.



which has its own market in the food and cosmetics industries or can be used as a substrate for the production of biomethane.

The production reaction is exothermic and the production process is relatively simple, also allowing the construction of small-scale decentralized plants adjacent to the point of generation of the raw materials.

The reaction temperature varies depending on the transesterification and biodiesel production process:

- a. For small plants (1000÷3000 tons/year) the process is discontinuous and generally occurs at room temperature with reaction times of approximately 8 hours.
- b. For medium-sized plants (20÷25 kt/year), the process can be conducted either continuously or discontinuously. Generally, the reaction is conducted at temperatures of 70°C.
- c. For large continuous plants (> 25 kt/year) the process is conducted at approximately 200 °C and 50 bar pressure, in order to push the reaction kinetics.

FAME generally has a lower cost than HVO despite being produced from the same starting raw materials, essentially for three reasons:

- The use of methanol as a reactant compared to hydrogen: the price of fossil methanol is the same as that of oil and can be purchased on the market, unlike hydrogen, which must be produced on site, with significant investments for its production, such as, for example, the construction of a steam methane reformer.
- The reaction conditions feature a lower operating temperature and pressure than hydrogenation processes.
- The generation of a by-product such as glycerin,

materials are therefore the same vegetable oils and residues that make up the HVO production chain.

The goal is to produce finished fuels with a certain amount of renewable content, which is recognized for the purposes of bio-based release requirements to comply with European biofuel regulations. Co-processing bio-based and fossil raw materials results in final products with identical chemical properties. The resulting products and the bio-based portion of the resulting process can vary. The type of product depends on the point of insertion of the biogenic element. If we summarize the refinery complex, a range of products can be obtained with a bio-based portion at the output.

Co-processing has recently received particular attention, both from a regulatory perspective and from fuel companies as a method of decarbonizing their products in the short term. Indeed, co-processing could allow, by leveraging existing infrastructure such as refineries and logistics facilities, to increase the availability of biofuels.

Co-processing is a well-established industrial practice, especially for diesel production by co-feeding vegetable oils to desulfurization plants. The resulting product has a recognized organic share based on the process yield and the type of plant feedstock. Compliance with the yield monitoring procedures (quarterly or event-based Carbon 14 testing) required by EU Delegated Regulation 2023/1640 remains essential for subsequent recognition of the organic share for achieving the targets set by the RED.

Diesel co-processing is being implemented as an industrial practice by several European companies such as BP in England, Preem in Sweden, Neste in Finland and is widely used in Spain with Repsol and CEPISA.

A final aspect related to the practice of co-processing concerns the production of bio-based kerosene for jet fuel. In November 2019, the regulatory possibility of producing bio-fuel quotas through co-processing in kerosene desulfurization plants present in a traditional refinery was introduced, up to a maximum of 5% of the volume entering the plant.

#### 6.3.4.4 Fatty Acid Methyl Ester (FAME)

FAME is a biofuel substitute for diesel produced through the transesterification reaction of triglycerides. The starting raw

combined with petroleum intermediates.

Co-processing or co-feeding involves the simultaneous feeding and processing of biological raw materials and petroleum intermediates in traditional refinery plants. The process involves cracking and hydrogenation reactions with other types of renewable raw materials, such as vegetable oils,

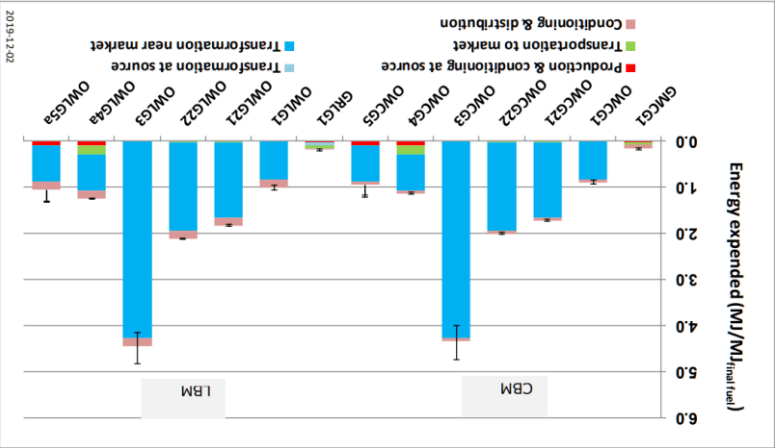
6.3.4.3 Biodiesel for co-HDS processing (HydroDesulfurization)

The risks associated with biomethane are exactly the same as those associated with natural gas, as it is almost entirely methane. It is a gaseous fuel that is lighter than air, and in the event of an open leak, it quickly disperses into the atmosphere, posing no particular risks.

It can be noted that, in energy terms, the expense is higher than its fossil equivalent and the cost is affected by this increase: it is approximately €50/MWh (02/2025 quotation of the Dutch TTF Natural Gas Futures).

Comparison between the energy required for the production of methane (GMCGI) and biomethane in gaseous (CBM) and liquid (LBM) form according to the different production methods [39].

Figure 6.14

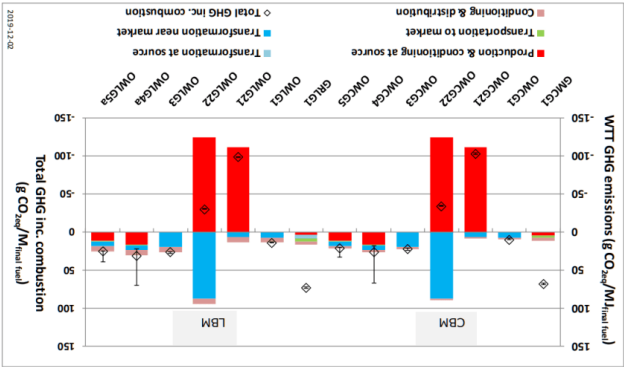


Code	Final fuel	Description
OWCG1	CBM	Upgraded biogas from municipal organic waste as CBM Closed digestate storage
OWCG21/2		Upgraded biogas from wet manure as CBM Digestate storage closed (Z1) or open (Z2)
OWCG3		Upgraded biogas from sewage sludge as CBM Closed digestate storage
OWCG4		Upgraded biogas from maize (whole plant) as CBM Closed digestate storage
OWCG5		Upgraded biogas from double cropping (barley/maize) as CBM Closed digestate storage
OWLG1		Upgraded biogas from municipal organic waste as LBM Closed digestate storage
OWLG21/2	LBM	Upgraded biogas from wet manure as LBM Digestate storage closed (Z1) or open (Z2)
OWLG3		Upgraded biogas from sewage sludge as liquefied biomethane (LBM) Closed digestate storage
OWLG4		Upgraded biogas from maize (whole plant) as LBM Closed digestate storage
OWLG5		Upgraded biogas from double cropping (barley/maize) as LBM Closed digestate storage
OWLG6		Upgraded biogas from maize (whole plant) as LBM Closed digestate storage
OWLG7		Upgraded biogas from double cropping (barley/maize) as LBM Closed digestate storage

Figure 6.13

Comparison of Well to Tank CO<sub>2</sub> emissions from methane (GMC<sub>G1</sub>) and biomethane in gaseous (CBM) and liquid (LBM) forms according to the various production methods (source JRC) [39].

The comparison of the energy required for the production of biomethane compared to that for natural gas, referred to the European mix, is shown in Figure 6.14.



The main raw materials that can be used in the DA process are:

- Sewage waste;
- Zootechnical waste;
- Food waste of commercial or domestic origin (FORSU);
- Gardening waste and green management;
- Dedicated agricultural productions.

Biomethane transportation is no different from natural gas: it can be transported in cylinders or injected into the grid. Its use in vehicles does not require any modifications and has the same characteristics as methane. Due to its higher purity, biomethane is superior to natural gas, resulting in less vehicle degradation. There are no additional critical issues compared to natural gas.

Biomethane is typically stored inside the vehicle in gaseous form at 200 bar, exactly like natural gas, in steel or carbon cylinders capable of withstanding this pressure. It can also be stored in liquid form, such as LNG.

In its molecular chemical composition, biomethane (like methane) is the hydrocarbon with the smallest number of carbon atoms (only 1 atom) and its combustion will form the smallest number of carbon dioxide molecules. Its biological nature can lead to reductions in climate-altering emissions of up to 80% compared to methane for automotive purposes. However, methane is a climate-altering gas (25 tCO<sub>2</sub>eq/tCH<sub>4</sub>), and its loss into the atmosphere is very critical.

Tank to Wheel emissions are perfectly comparable to those of a methane-powered vehicle.

Figure 6.13 illustrates the impact of biomethane production through various modalities.



around 45%.

Biogas is produced by the biological degradation of biomass in the absence of oxygen in the anaerobic digestion (AD) process. The quantity and quality of the biogas produced (percentage of methane contained) depend on both the starting biomass and the technology used. AD can take place in a controlled environment (anaerobic digester), producing biogas with a methane percentage of around 55% to 65%, or in landfills, resulting in a methane percentage of

comparable to natural gas.

Biomethane is biogas that has undergone a refining, or upgrading, process to reach a methane concentration of 95%, making it

### 6.3.4.2 Biomethane

Being a solvent, ethanol also has corrosive properties.

The risks are certainly associated with the flammable nature of the fuel, while its hydrophilicity can constitute a problem in the event of dispersion in the environment.

gasoline, resulting in a higher cost.

Since different types of processing are required, the energy-economic balance is not favorable compared to commercial vehicles.

As regards harmful emissions of NO<sub>x</sub>, CO and HC, a slight increase in nitrogen oxides can be observed, which can however be controlled with common emission reduction devices on board

For bioethanol, some studies [38] show that CO<sub>2</sub> emissions are reduced by 20% ÷ 40% (data based on wheat cultivation). Bioethanol obtained from sugar beet would lead to a reduction of 40% ÷ 55%, while in Brazil, where sugar cane is the most widespread raw material, the reduction is around 80% ÷ 90%.

However, since these are mature technologies, there are no particularly complex obstacles to overcome that could prevent the use of this fuel.

only a minority will require more radical interventions (up to €50,000) to operate with ethanol-gasoline blends.

be inspected, for example, to verify the tightness of their tanks. However, most stations are already ready to use E10 gasoline, although some may require minor interventions (in the order of a thousand euros), and

alter the properties of gasoline at the pump, placing it "out of bounds" in terms of both octane rating and volatility.

- Ethanol's volatility is very different from that of gasoline, and thus its distillation curve is also very different. At lower ethanol percentages, the vapor pressure undergoes significant variations, and mixing different gasolines can cause the gasoline to deviate from the norm, starting with its volatility values. It would therefore be advisable for E10 gasoline to be released simultaneously at all stations, to avoid situations where non-compliant gasoline might be found in vehicle tanks.

On-board vehicle storage of low-percentage gasoline blends presents no particular problems. For higher percentages, up to 85%, or even as the sole fuel, the critical issues arise from the fuel's high miscibility with water and its solvent properties. However, these are known issues and have already been resolved in vehicles compatible with E85.

Regarding the critical issues related to the logistics chain, we can note that:

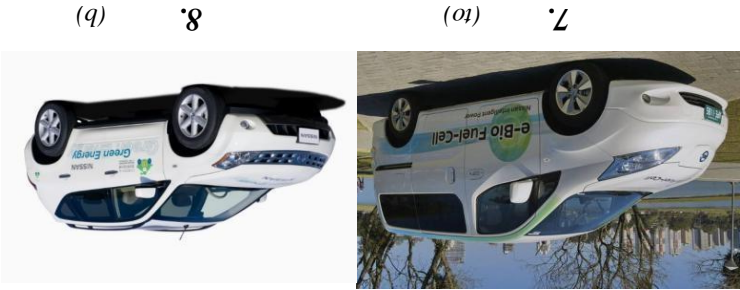
- At the depot, ethanol is added at the final stage of the logistics chain, directly on the line before being transferred to tankers. The semi-finished gasoline (RBOB - Reformulated Gasoline Blendstock for Oxygenate Blending) is kept separate to avoid hydrophobic issues.
- From the point of view of tanker transport, no particular critical issues arise since these vehicles are regularly inspected and there are no particular risks and/or needs for conversion.
- From the filling station's perspective, the critical issue is hydrophobicity: stations, especially older ones (which may be up to 50 years old), need to

Its use as a fuel blended with petrol creates difficulties along the transport, storage and use chain in engines:

- Ethanol has solvent properties and is aggressive on materials; this requires the use of corrosion-resistant materials to prevent rapid degradation. If introduced into existing circuits for the first time, problems with metal residue accumulation could arise, requiring filtering.
- Ethanol has a strong affinity for water, and for this reason, appropriate monitoring and management is required. Indeed, the presence of water in the fuel and its stratification can

*Fuel Cell vehicle powered by ethanol (a) and ICE vehicle powered by E85 bioethanol (b).*

*Figure 6.12*



Ethanol can be used to power both internal combustion engines and fuel cell vehicles (Figure 6.12).

*Properties of commercial gasoline and ethanol [37].*

*Table 6.5*

It is produced by the fermentation of simple or complex sugars (starches) from dedicated crops such as sugar cane, corn or wheat, potatoes.

Sugarcane and corn are the most commonly used raw materials for bioethanol production, thanks to historic agricultural agreements in Brazil and the United States, respectively. In Europe, bioethanol is produced primarily from wheat, barley, and sugar beets. The main European production hubs are Spain, Germany, Sweden, and France. It's worth noting that, although bioethanol can be successfully produced in temperate climates, tropical climates are more suitable for ensuring high productivity, as is the case with sugarcane in Brazil.

Transport is carried out by tanker trucks. Like other conventional fuels, there are no particular critical issues because these vehicles are regularly inspected and there are no particular risks and/or need for conversion.

At the depot, if blended with gasoline, ethanol is added at the final stage of the logistics chain, directly on the line before being transferred to tankers. The gasoline is specifically prepared for the subsequent blending phase with ethanol: the semi-finished gasoline (RBOB - Reformulated Gasoline Blendsstock for Oxygenate Blending) is kept separate until the very end to avoid hydrophilicity problems.

In terms of performance, bioethanol has slightly different characteristics than commercial gasoline (Table 6.5); having one oxygen atom in its chemical formula, its stoichiometric ratio with air is significantly different, 9 versus 14.6 for gasoline. It has a higher latent heat of vaporization than gasoline, which could lead to improvements in engine capacity. Furthermore, it has a higher octane rating, which allows for higher engine compression ratios, which, at least in theory, results in greater thermal efficiency.

### 6.3.4 Products

#### 6.3.4.1 Bioethanol

Bioethanol is a biofuel with characteristics similar to petrol, with which it can be mixed in various percentages and can be used in vehicles equipped with Otto cycle engines (normally powered by conventional petrol).

Ethanol has been used as a fuel for several decades, both alone and mixed with gasoline at varying percentages. All vehicles, even the most obsolete, can safely run on a 5% ethanol blend (E5), while starting January 1, 2018 (Directive 2009/30/EC), all new vehicles are authorized to use a 10% ethanol blend (E10). Vehicles compatible with higher percentages (Flex technology) are used primarily in Latin America, where they can circulate with varying percentages of up to 85% ethanol in the fuel (E85).

Flowchart of organic products [36].

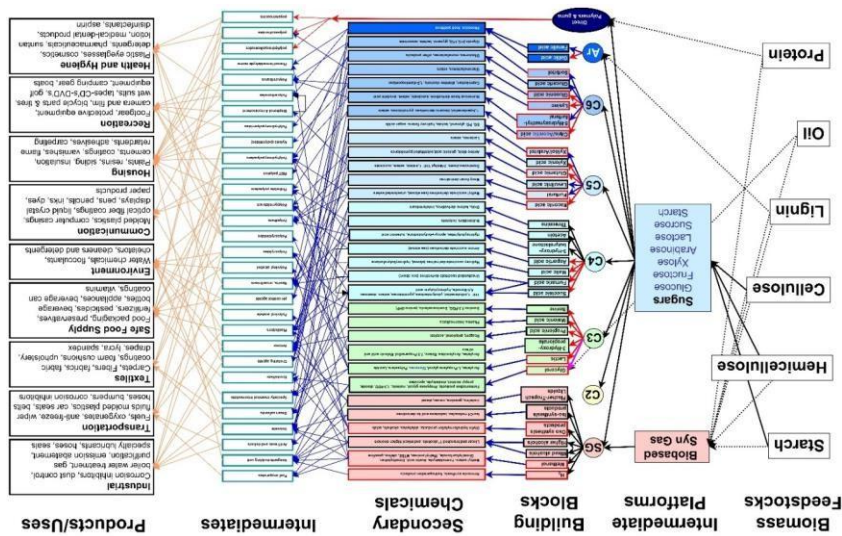


Figure 6.11

The supply chains included in these large conversion classes are quite numerous and can be combined in different ways to form much more complex paths than those represented in the simple diagram in Figure 6.10.

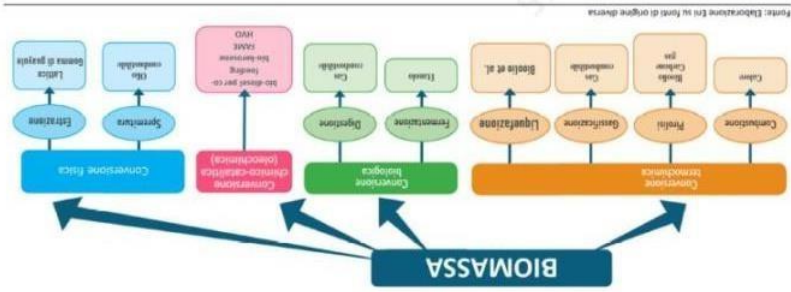


Figure 6.10

Biomass transformation processes.

AND This is one of the difficulties of the sector which, as we have already noted, requires a high level of interdisciplinarity and a holistic vision of the entire system of bioenergy, and biochemistry and the multiple outlet markets in order to be able to choose, combine and best manage the processes and the various bio-productions obtainable from biomass. As a representative example of the complexity of the possible network of supply chains, a possible flow diagram of bio-products is reproduced in Figure 6.11 [36].



and use or to increase its energy density per unit of volume or weight.

road transport. Therefore, it's essential to promote an integrated vision of products for all modes of transport, including the potential for biofuels to be used in internal combustion engines (LDVs and HDVs). A vision that fails to take this perspective into account risks, for example, failing to find sustainable aviation fuel (SAF) production solutions suited to the growth trajectory envisioned by the ReFuelEU Aviation Regulation, especially post-2030.

### 6.3.3 *Production processes for biomass conversion*

The ways to transform the “raw” biomass entering the refinery and obtain biofuels and biochemical products pass through different conversion methods.

Biomass transformation processes can be divided into 4 groups (see Figure 6.10):

- thermochemical conversions,
- biological conversions,
- catalyzed conversions,
- physical type conversions.

Thermochemical transformations are all those processes that exploit high temperatures to accelerate the conversion rate of biomass or waste, producing mixtures of products that can be used as fuels.

Biological transformations are metabolic processes that produce chemical changes in organic substrates through the action of enzymes and/or microorganisms.

Catalyzed transformations are processes that, through the use of a homogeneous or heterogeneous catalyst, convert the raw material, transforming it into the desired product.

Finally, physical conversion consists in the mechanical processing of the starting biomass to obtain a product that is easier to transport

decarbonization of the existing vehicle fleet.

It's also important to remember that biorefinery production structures cannot be limited to demand for fuels intended for sectors other than

A subsequent study commissioned by FuelsEurope to study Gear up in 2021 [34] considers the uptake of battery electric vehicles in the passenger car market from a consumer perspective, based on total cost of ownership. The analysis shows that, all things being equal, both an electric vehicle and a vehicle with an internal combustion engine running on 100% renewable fuels deliver the same equivalent CO<sub>2</sub> reduction performance, at similar costs. The combined results of the increased efficiency of new internal combustion engine vehicles (Euro 6 engines) and renewable fuels in the mix will have a greater impact. With reference to the possible instruments for achieving the European CO<sub>2</sub> reduction target in the road transport sector, the legislator has so far shown a clear preference for solutions based on electrification; a perspective that requires considering, in addition to appropriate policy instruments (for example, the fiscal sustainability of incentives), also factors such as the security and cost of supply of raw materials for battery production.

Biofuels may represent a possible solution for reducing CO<sub>2</sub> emissions from transport without constraints on the renewal of the existing fleet, without the need to adapt the infrastructure for their distribution and use. For maritime, air and heavy road transport, the energy density of liquid fuels represents a fundamental advantage that will be difficult to replace even considering the technological improvements in batteries. For these transport modes, the fundamental requirement is to store the maximum amount of energy on board in the smallest possible volume and weight. Battery technology will have to achieve a weight reduction of at least 10 times [35] to become a valid substitute for liquid fuels in means of transport other than passenger cars and light commercial vehicles. It is therefore unlikely that a single option will guarantee low-emission mobility in all transport segments.

Given the scale of the challenge, maintaining technological neutrality will be crucial. The spread of electric vehicles can already be supported and complemented by complementary solutions such as biofuels. This would lead to a faster reduction in emissions, with immediate effects, as it would enable the

a differentiation in the level of CO<sub>2</sub> reduction depending on the raw material used. Advanced biofuels, for example, can achieve Well-To-Wheel emission reduction percentages close to 100% in the case of the use of waste and by-products. Indicatively, the production of 1Mton/year of advanced biofuels can allow for CO<sub>2</sub> savings of between 2 and 3Mt/year [32].

A 2018 analysis by Concawe on the future of light road transport in the EU compared the scenario of full electrification of the vehicle fleet with the widespread use of low-carbon fuels (LCF) combined with electric vehicles. The study, conducted using an LCA approach,<sup>12</sup> shows how the reductions in total greenhouse gas emissions by 2050 compared to the 2015 value are approximately equivalent for both scenarios (Figure 6.9) [33].

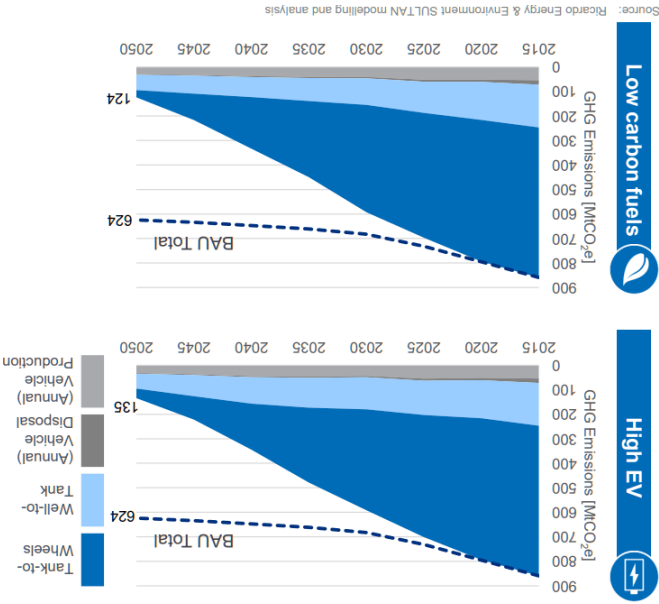


Figure 6.9

Total greenhouse gas emissions from 2015 to 2050 [33].

<sup>12</sup>The scope of the LCA analysis includes WTW GHG emissions from fuel production and use and total emissions embodied in the vehicle, plus emissions from the vehicle production and disposal phase.

from a lifecycle perspective, while maintaining the overall goal of carbon neutrality.

The development of biofuels, in fact, can contribute significantly to the reduction of greenhouse gas emissions in the transport sector, despite

A few years after the introduction of the blending requirement under the RED, it can be said that this regulation has enabled the creation of a structured continental biofuel market with a large number of producers and wholesalers, high demand, and a price that, supported by the sanctioning mechanisms in place for non-compliance, has reached, according to IEA calculations, a value between two and five times that of the corresponding fossil fuel.

Only under this specific regulatory framework can operators justify the investments required to build production units for these biofuels and cover production costs, which are significantly higher than those of fossil fuels due to the cost of purchasing biomass. The supply chain for the raw materials needed for biofuel production is, in fact, quite complex, both geographically and in terms of size.

More generally, the economic (and environmental) sustainability of the raw material supply chain includes multiple factors such as: availability and geographical location, the environmental impact of cultivation, the bio-oil yield of the feedstock, competition for land use with other agricultural crops in the case of direct use of plant-based biomass, and transportation costs from production sites to processing and consumption sites.

### *6.3.2 Biofuel-powered vehicles vs. electric vehicles: contribution to emissions*

The Fit for 55 package for decarbonizing the transport sector includes a "zero tailpipe emissions" target from 2035 onwards for light-duty vehicles and city buses. This effectively reduces the technical solutions for these road vehicles to only battery electric vehicles (BEVs) and fuel cell electric vehicles (FCEVs). These technologies will be among the most important contributors to carbon neutrality in road transport, but additional technologies will also be needed in terms of functionality, system cost, and sustainability. The research approach should continue to consider different technologies

As can be seen from the IRENA report "Biogas for road vehicles" (Figure 6.8), the GHG emissions reduction performance of biofuels represents an important lever for decarbonization, even considering the lower efficiency of combustion-engined vehicles compared to electric vehicles. The specific emissions shown in Figure 6.8 highlight reduction potentials in the range of 60-80% for biomethane, depending on the raw material used for production. Even liquid biofuels such as HVO (Hydrogenated Vegetable Oil), whose emissivity is conservatively estimated based on the minimum savings envisaged in the RED for biofuels production plants started up from 2021, allow for a similar emission reduction, especially if produced from raw materials consisting of waste, refuse, and residues.



Figure 6.8

Comparison of specific emissivity of cars with different fuels [31]. <sup>11</sup>

<sup>11</sup>HVO emissivity: The kilometer emissivity value for HVO is calculated and considers an HVO whose life-cycle GHG emissions impact per energy unit (expressed as gCO<sub>2</sub>eq/MJfuel) results in a 65% savings compared to a fossil-fuel reference, indicated in RED II with a value of 94 gCO<sub>2</sub>eq/MJfuel. The Directive requires that new plants commissioned from 2021 onwards achieve a minimum 65% savings in emissions compared to the fossil-fuel reference for biofuels in order to meet the Directive's release for consumption requirements.



<sup>10</sup>Energy from RFNBOs is counted towards the renewable energy share of the obligations under the Directive only if the reduction in greenhouse gas emissions resulting from their use is at least 70%.

economic benefits such as the reduction of CO<sub>2</sub> emissions, employment generation and energy security [30].<sup>9</sup>

The 2050 strategy presented by FueleEurope, the EU-level refiners' trade association, also outlines a virtuous path describing how low-carbon liquid fuels, including biofuels, can enable the transport sector to contribute to the 2050 carbon neutrality goal.

For the transport sector, the aforementioned RED III Directive on the promotion of the use of energy from renewable sources imposes, at the choice of the Member States, obligations to reduce carbon intensity by at least 14.5% (compared to a reference benchmark of 94 gCO<sub>2</sub>/MJ) by 2030 or a share of renewable energy in final energy consumption in the transport sector of at least 29% by 2030. In both cases, a minimum sub-target is foreseen in terms of the use of so-called "advanced" biofuels (produced from raw materials deriving from the regeneration of waste, residues and by-products of industrial processes that cannot be used in the human or animal food supply chain) and of RFNBO.<sup>10</sup> (Renewable Fuels of Non-Biological Origin) of 5.5% by 2030, of which at least 1% should be RFNBO (as also indicated in the paragraph dedicated to hydrogen). Furthermore, Member States with maritime ports are required to ensure that, from 2030 onwards, the share of RFNBO in the total amount of energy supplied to the maritime transport sector is at least 1.2%.

The quantification of life-cycle CO<sub>2</sub> emissions recognized by the RED Directive is based on emissions analysis using a Well-to-Wheel approach. In practice, the emissions of each production phase are estimated, from crude oil extraction and biomass cultivation to fuel consumption through combustion in engines, including transportation and refining.

---

<sup>9</sup>Drop-in biofuels are defined by the IEA (International Energy Agency) as "liquid biohydrocarbons that are functionally equivalent to petroleum fuels and fully compatible with existing petroleum infrastructure".

## 6.2 Biofuels (bioethanol, biomethane, biodiesel, HVO)

### 6.3.1 Impact on decarbonisation objectives

Biofuels are an important solution for the decarbonisation of transport because they are sustainable energy carriers produced from raw materials capable of regenerating and reproducing themselves in a short time, such as waste and residues from agricultural and forestry activities and related processes (including vegetal and animal substances) or as the biodegradable part of waste.

The environmental impact of biofuels produced from plant biomass is linked to the raw material's biological origin: CO<sub>2</sub> is absorbed from the atmosphere during plant growth, allowing biofuels to reduce CO<sub>2</sub> emissions over their life cycle by over 65% compared to those generated by fossil fuels. When using biomass obtained from waste and residues from industrial or agricultural-food processes, emissions savings can exceed 80%, given that the CO<sub>2</sub> emissions from biomass cultivation are attributable to the primary process and not to the biofuels obtained from the waste products.

Biofuels, especially those that can be used in purity, represent a renewable alternative to traditional fuels for the transport sector for approved engines, with the ability to achieve environmental and socio-

can also cause water and air pollution if not handled and stored safely. Ammonia is a versatile and useful substance, but requires responsible management and use to avoid health and environmental problems. Specifically, while the large-scale transportation of  $\text{NH}_3$  from commercial production facilities to storage facilities is well established, using  $\text{NH}_3$  as a fuel in passenger vehicles introduces new risks and costs that must be addressed. In this regard, a study by Risø National Laboratory identified three risk areas: the safety of the vehicle itself (during regular driving and in the event of a collision), the safety of the refueling station, and the safety of road transport of ammonia to refueling stations. The conclusions are that by using appropriate vehicle safety systems, implementing regulations for the safe maintenance of  $\text{NH}_3$  vehicles, transporting  $\text{NH}_3$  to refueling stations as a refrigerant, and implementing safety zones between refueling stations and public and/or residential areas, the risk of using  $\text{NH}_3$  as a transportation fuel could be reduced to levels comparable to conventional fuels (gasoline or LPG).

therefore poses a lower fire risk. At high concentrations, however, it can be toxic to humans and animals, causing respiratory irritation and eye damage. It

conventional NH<sub>3</sub> and the corresponding penalty related to CO<sub>2</sub> management.

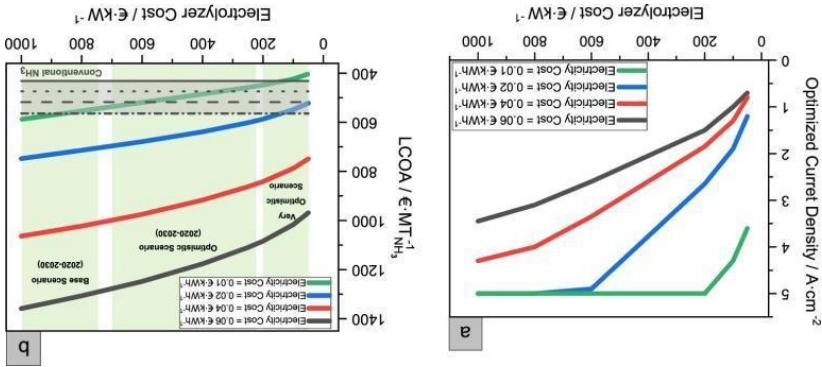


Figure 6.7

(a) Optimized current density as a function of electrolyzer and electricity costs.  
 (b) LCOA for different electrolyzer and electricity cost scenarios and comparison with conventional ammonia costs, including CO<sub>2</sub> taxes [29].

The results indicate that if electricity costs are reduced to values equal to  $\text{€}0.01/\text{kWh}$ , then green NH<sub>3</sub> will be competitive with conventional NH<sub>3</sub>, provided, however, that electrolyzer costs are below  $\text{€}900/\text{kW}$  and the maximum CO<sub>2</sub> tax ( $\text{€}126/\text{MtNH}_3$ ) is applied. However, it should be emphasized that the conventional NH<sub>3</sub> cost takes advantage of economies of scale. In fact, a typical large-scale conventional methane SR plant produces approximately 1500 Mt/day of ammonia, while a 30 MW green NH<sub>3</sub> plant produces approximately 83 Mt/day, 18 times less. Specifically, the larger the production scale, the lower the average costs. Furthermore, by increasing the production scale, energy consumption can be reduced.

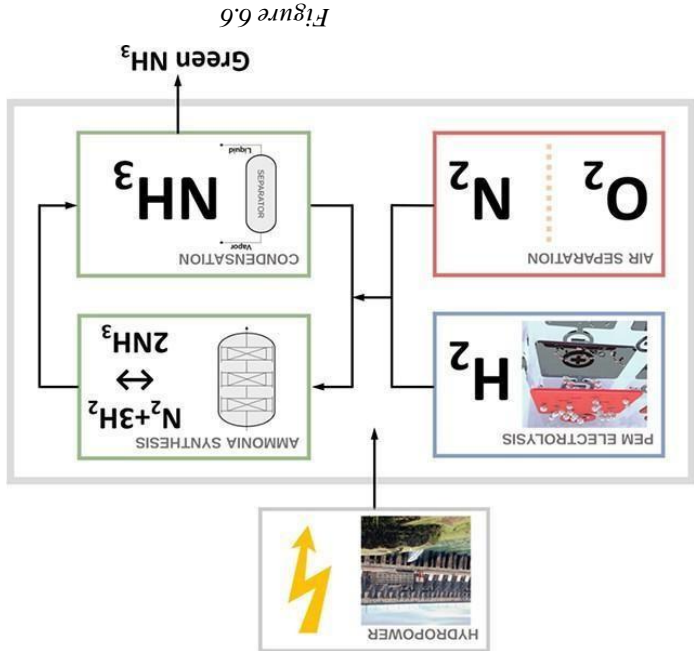
## 6.2.7 Risks

Compared to hydrogen, ammonia presents fewer technical complications due to its non-cryogenic boiling point, higher explosive limit, and superior energy storage properties (in the form of chemical bonds). It is less flammable than other fuels and

production (Figure 6.7ab). The authors hypothesized three possible scenarios (Figure 6.7b): very optimistic, optimistic, and baseline, also considering the cost of

The authors of the study assume that the plant is installed in Bergen, Norway, and that the required electricity is supplied by a hydroelectric power plant. Energy consumption was calculated based on the system's energy needs. The results indicate a total system energy consumption of 10.98 kWh/kg  $\text{NH}_3$ , with an energy efficiency of approximately 45%. Electrolytic hydrogen production accounts for 88.5% of the energy consumption, while the nitrogen separation and  $\text{NH}_3$  synthesis/condensation/recycling sections account for 1.3% and 10.2% of total consumption, respectively. Regarding the economic aspect, the study shows that ammonia production costs account for 82% of the total green  $\text{H}_2$  production costs, while investment costs and operation and maintenance (O&M) costs account for 17% and 1%, respectively. Thus, the analysis demonstrates how the cost of renewable energy required to power the electrolyzer has the greatest impact on the final costs of ammonia; consequently, low electricity costs are a key requirement for sustainable green  $\text{NH}_3$

Block diagram of the green ammonia synthesis plant [29]





- H2 generation using a 1 MW PEM electrolyzer;
- air separation unit;
- synthesis, condensation and recycling of NH<sub>3</sub>.

three sections:

The production process of green NH<sub>3</sub> (Figure 6.6) is divided into for approximately 85% of the final cost.

challenges to overcome are related to energy costs, which account cheapest energy inputs. For green ammonia in particular, the main and store, production should be concentrated in regions with the to plant location, and since ammonia is relatively easy to transport costs. In general, the cost of green and blue NH<sub>3</sub> is highly sensitive €192.7/ton with the GSR process thanks to much lower energy NH<sub>3</sub> production in Saudi Arabia is reduced to and Saudi Arabia, respectively. Furthermore, the LCOA for blue €772.1, €569.3, and €484.7/t in northern Germany, southern Spain, achieve substantially higher costs than blue NH<sub>3</sub> alternatives: wind and solar power with electrolyzers and energy storage can estimated that fully optimized green ammonia production from aforementioned study, using cost assumptions applicable to 2050, tax have a greater effect on the LCOA. The authors of the €332.1/tNH<sub>3</sub> (-13.9%). Changes in natural gas prices and the CO<sub>2</sub> to

€385.9/tNH<sub>3</sub>. If, however, the plant is designed without carbon capture and storage (CCS), the cost increases to €479/tNH<sub>3</sub> (an increase of 19.4%) with a CO<sub>2</sub> tax of approximately €100/t. The LAC system has a production cost similar to that of the KBR (€385.1/tNH<sub>3</sub>), while for the GSR scheme the cost drops

compared to the other schemes studied, equal to 26.2 GJ/tNH<sub>3</sub> (13% of which is electricity consumption). The KBR, LAC, and NH<sub>3</sub>-Green processes are characterized by the following equivalent energy consumptions, respectively: 28.5 GJ/tNH<sub>3</sub>, 27.7 GJ/tNH<sub>3</sub>, and 31 GJ/tNH<sub>3</sub>. From an economic perspective, the KBR process achieves an ammonia production cost (Levelized Cost of Ammonia, LCOA) of

The energy-economic balance of ammonia production depends on several factors, such as the availability of low-cost energy sources and the availability of affordable raw materials. A recent study compared the four processes for producing blue and green ammonia described above from a techno-economic perspective. According to the study, the GSR plant achieves the lowest equivalent energy consumption

#### 6.2.6 *Energy-economic balance*

The phenomena involved in the atmospheric ammonia cycle are complex. Ammonia released from anthropogenic and natural sources participates in atmospheric reactions (e.g., conversion from gas to particulate matter, PM<sub>2.5</sub>), is transported by winds, and returns to the surface through wet and dry deposition processes, causing negative environmental impacts and increased risks to public health. For example, a significant effect of ammonia pollution is the impact of nitrogen accumulation on the diversity and composition of plant species within affected habitats. Ammonia pollution also impacts species composition through soil acidification.

Overall, green ammonia production can have a significant impact on the environment, helping to reduce greenhouse gas emissions, improve air quality, and create a cleaner and more sustainable energy system.

However, ammonia is a highly toxic chemical and has a negative impact on the environment if released in large quantities. It can contaminate water and soil, affecting fauna and flora. Ammonia released into the air can cause respiratory problems and eye irritation.

cleaner and more sustainable energy system, as it can be used as a fuel for electricity and hydrogen production. It can also be integrated into agriculture, as it can be used as a fertilizer, helping reduce the use of chemical fertilizers and contributing to soil conservation.

Green ammonia production can reduce CO<sub>2</sub>e emissions and help mitigate climate change. It can also contribute to the creation of

a

The production of green ammonia, which is ammonia produced using renewable energy sources such as wind or solar, can have significantly positive environmental impacts compared to traditional ammonia production, which uses non-renewable energy sources such as coal or natural gas. Currently, ammonia production from fossil fuels accounts for approximately 2.2% of total CO<sub>2</sub> emissions.

#### *6.2.5 Significant effects on the environment*

Ammonia is compatible with a wide range of existing infrastructure, but there are some considerations to ensure the safety and efficiency of its transportation and use. The transportation system must be designed to withstand the high pressures and extreme temperatures of ammonia. For example, the pipes and tanks used to transport ammonia must be constructed of durable materials, such as stainless steel or copper, to prevent corrosion. Furthermore, ammonia storage infrastructure must be designed to ensure the safety and stability of the substance. For example, storage tanks must be equipped with cooling systems to prevent overheating and ventilation systems to prevent the buildup of toxic gases.

#### *6.2.4 Compatibility with the existing infrastructure system*

Ammonia is one of the molecules containing, in proportion to its total weight, the largest amount of hydrogen (17.8% by weight associated with a volumetric density of 121 kg H<sub>2</sub>/m<sup>3</sup> at 10 bar) still usable as a fuel (because it is not bound to oxygen). Therefore, its high energy density (~3 kWh/liter), current regulations, existing transport and storage infrastructure, and the capacity to store hydrogen (chemical storage) potentially place ammonia at the center of a new integrated system for the storage and distribution of renewable energy.

and have adequate safety valves. This type of storage tank is very common and proven, and offers advantages over the storage and transport of hydrogen. On the other hand, hydrogen can be obtained by cracking ammonia after

Ammonia is typically stored in special isothermal steel tanks (up to 30,000 tons) and spherical pressure tanks (1,000-2,000 tons). For safety reasons, the tanks must meet several important technical requirements. To prevent leaks, the tanks must be maintained at a temperature below the boiling point of ammonia (-33°C). The tanks must also be able to withstand mechanical stress and corrosion caused by ammonia. Furthermore, ammonia is a compressible gas and its pressure can increase rapidly if the temperature rises. Therefore, the tanks must be designed to withstand this pressure increase

### 6.2.3 On-board storage systems

In the future, ammonia demand will increase worldwide. According to an IEA study, ammonia demand will nearly triple by 2050 compared to 2020 levels, but this will need to be combined with lower-emissions production. Furthermore, an increasingly large global population will lead to increased demand for ammonia, at a time when governments around the world have declared that emissions from the energy system must move toward net zero. In this scenario, where current demand for fertilizers is compounded by the prospect of future ammonia use in energy applications, major efforts will need to focus on developing sustainable ammonia synthesis processes. Currently, ammonia use in the energy sector is around 1% globally, so the introduction of ammonia into energy-related industries requires rapid improvement.

The FC type alkaline anion exchange membrane furnace (AEMFC) They work at temperatures between 200 and 450°C. Low temperature operation (<200 °C) is of greater interest for vehicles, due to the reduced start-up time.

high operating temperature requires a longer cell start-up time than FCs operating at low temperatures, making this technology less feasible for use in vehicle and transportation applications where customers expect to be able to start their vehicles and drive immediately. For this reason, SOFCs are typically considered for vehicle applications only to provide auxiliary power (not propulsion) on large trucks.

cells", AAEFC, "alkaline electrolyte fuel cells", and MFC, "microbial fuel cells".



<sup>8</sup>Alkaline fuel cells (MAFC, "Molten Alkaline ammonia Fuel Cell"), SOFC-H, "proton-conducting electrolyte-based solid oxide fuel cells", SOFC-O, "oxygen anion-conducting electrolyte-based solid oxide fuel

Additionally, the hydrogen produced by the decomposition of ammonia (separated from nitrogen) can be used to power fuel cells. SOFCs operating at high temperatures (500-1000°C) can be directly fueled with ammonia. At these temperatures, ammonia cracking and power generation are well established. The cost of these FCs is relatively low, as a separate ammonia cracking unit is not required. The

Fuel cell systems are interesting from an emissions standpoint because water (and N<sub>2</sub> when using NH<sub>3</sub> fuel) is typically the only emission produced. There are several categories of ammonia-based fuel cells.<sup>8</sup> Regarding a more sustainable use of the energy carrier ammonia, fuel cells are considered the most efficient device for extracting energy from it with little or no environmental impact. Ammonia can be used to supply hydrogen to various types of fuel cells.

Hydrogen, which can be stored or produced onboard by cracking ammonia, can be easily mixed with ammonia. Alternatively, a pilot flame can be used to initiate and control in-cylinder combustion. The latter appears to be the simplest solution for complete process control. Dual-fuel engines with pilot flames are well-established in the marine industry and offer many advantages: reliable solution, fuel flexibility (they can run on compliant fuels), and rapid transition to primary fuel in the event of secondary fuel issues. Furthermore, manufacturers offer the option of upgrading existing engines with this technology, making conversion to ammonia possible for vessels already in operation. However, the use of hydrogen mixed with ammonia in dual-fuel engines does not address the problem of NOx emissions (500-5300 ppm). Further efforts are needed to achieve mitigation of these emissions while maintaining acceptable engine performance, power, and operation for large-scale use. Regarding the use of ammonia in the aviation sector, its low energy density and low specific energy make it unsuitable for this type of application.

Ammonia is also an important component of clean energy and represents a credible option as a zero-carbon fuel. Compared to gasoline and diesel, ammonia has the advantage of reducing or eliminating emissions of CO<sub>2</sub>, CO, hydrocarbons, and soot. Furthermore, ammonia has a higher octane rating than gasoline (110–130 for NH<sub>3</sub>, 87–94 for gasoline). However, one of the major obstacles to the adoption of ammonia as a fuel is its low energy density compared to traditional fuels such as diesel. The specific energy and energy density of ammonia and its fuel system are estimated to be 10.3 MJ/kg and 9.6 MJ/l, values lower than those of traditional fuels, although higher than liquid or gaseous hydrogen at pressure (700 bar) and various types of existing batteries. For equivalent energy storage, an ammonia-powered vehicle would require a tank approximately 2.5 times the volume of a gasoline-powered vehicle or 3 times that of a diesel vehicle. It should also be noted that ammonia has a high autoignition temperature, a low flame velocity, and limited flammability. Furthermore, autoignition requires high compression and temperature, which also leads to high NO<sub>x</sub> production. One solution to the ignition problem is to blend a second fuel with the ammonia. Various approaches and blends (NH<sub>3</sub>-gasoline, NH<sub>3</sub>-diesel, and NH<sub>3</sub>-H<sub>2</sub>) have been studied at laboratory or prototype scale to use ammonia as a fuel in internal combustion engines (ICEs). Among all of them, the use of hydrogen allows for a complete reduction in CO<sub>2</sub>, CO, and unburned hydrocarbon emissions.

To give an idea of the scale involved, Qatar Fertilizer Company has two 50,000-ton refrigerated tanks for ammonia storage, with a combined footprint of approximately 160 m by 90 m. Tankers are therefore used to transport large quantities of ammonia over long distances, for example, from oil-producing countries to fertilizer-importing countries. Maritime transport of ammonia presents several critical issues that require special attention to safety and environmental protection. Ammonia is a highly toxic and flammable gas that can cause serious environmental damage if not transported and handled safely. To ensure safety during maritime transport, vessels must meet stringent safety, construction, and equipment standards. Furthermore, ships must be operated by highly qualified crews trained to handle emergency situations. These precautions are also applied to road and rail transport. By road, ammonia is transported in tanker trucks in small quantities over short distances, such as from refineries or production plants to factories or storage depots. Tanker trains, on the other hand, can transport large quantities of ammonia over long distances, such as from oil refineries to fertilizer factories across the country. Transport occurs not only by road, rail, and sea, but also via pipelines. In the United States, for example, ammonia (approximately 2 million tons per year) is transported for 3,000 miles in 6- to 8-inch carbon steel pipes connecting 11 states with their respective pumping stations.

ammonia is produced and then shipped internationally.

and trains. Ammonia is primarily transported by sea to various regions of the world using specialized vessels or LPG (liquefied petroleum gas) carriers, which can liquefy and transport ammonia through pressurization or cooling. According to a report by the Swedish shipboard equipment manufacturer ALFA Laval, the volume of ammonia transported by sea in 2019 was 17.5 million tonnes worldwide, carried by 71 vessels in quantities ranging from 2,500 to 40,000 tonnes. Numerous, well-established international shipping routes exist for maritime transport. Furthermore, there is a comprehensive network of ports worldwide that handle ammonia on a large scale. There are special ammonia terminals in 38 ports exporting ammonia and 88 ports importing ammonia, including six ports both exporting and importing ammonia (Figure 6.5). Many terminals are parts of ammonia/fertilizer plants located on the coast or on river banks. For example, there are numerous ports in the Middle East, South Asia, the Baltic Sea, Northwest Europe, the Mediterranean, the Caribbean Basin, North America, Asia, Oceania, South America and South Africa [28].

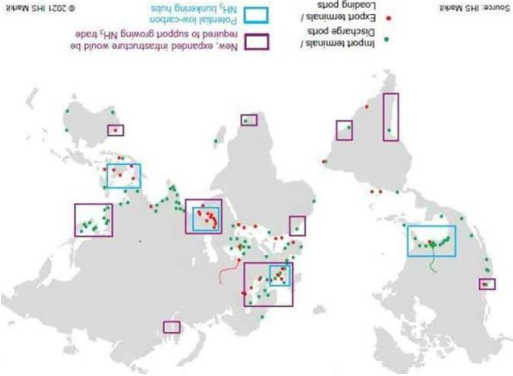


Figure 6.5

*Global Ammonia Infrastructure: Marine Terminals [28].*

This existing, dense network of port and transport infrastructure could promote the large-scale transportation of ammonia as an energy carrier. Indeed, the largest refrigerated ammonia storage facilities are often located in ports where

unsustainable, relying entirely on fossil fuels, primarily ships, trucks,

possible if CCS (Carbon Capture and Storage) technologies are applied to capture and store the CO<sub>2</sub> produced during the hydrogen production phase from SR (Blue H<sub>2</sub>). Methane reforming produces CO<sub>2</sub> in a concentrated form, suitable for capture and storage.

In general, the introduction of the CCS step leads to an increase in natural gas consumption and a consequent increase in operating costs. However, the final cost of the ammonia produced is also affected by any taxes related to the CO<sub>2</sub> produced.

Various plant designs and purification/separation technologies have been proposed. The Kellogg Braun & Root (KBR) and Linde Ammonia Concept (LAC) technologies are conventional, while Gas Switching Reforming (GSR)It is a new concept alternative technology.

The KBR plant has a specific energy consumption equivalent to 28.5 GJ/ton NH<sub>3</sub>, with a CO<sub>2</sub> capture rate of 82.8% and specific emissions of 0.28 tCO<sub>2</sub>/tNH<sub>3</sub>, while the LAC plant is characterized by higher efficiency, i.e., lower specific energy consumption, of 27.7 GJ/tNH<sub>3</sub>, at the cost of a lower CO<sub>2</sub> capture ratio (76.3%) and higher specific emissions (0.36 tCO<sub>2</sub>/tNH<sub>3</sub>). The GSR concept achieves an even lower equivalent energy consumption of 26.2 GJ/ton NH<sub>3</sub> (13% due to electricity costs), while capturing 94.4% of the CO<sub>2</sub> produced, with minimum specific emissions of 0.07 tCO<sub>2</sub>/tNH<sub>3</sub>.

CO<sub>2</sub> emissions can be completely eliminated in plants that produce green ammonia (Green NH<sub>3</sub>), characterized by the use of low-temperature electrolyzers (alkaline or PEM) that produce H<sub>2</sub> at 30 bar by splitting water using renewable electricity with an efficiency expected for 2050 of 70% (LHV) derived from European targets. Nitrogen is obtained directly from the air using a separation unit.

However, green ammonia requires 31 GJ of electricity for each tonne of ammonia produced.

### *6.2.2 Transport, uses, performance and critical issues*

The current ammonia transportation and storage network is highly mature and widely distributed due to its use as a raw material for inorganic fertilizers. However, the entire transportation system is

conversion. This configuration requires careful heat management in the reactor system, particularly between the inlet and outlet streams using heat exchangers and a recycle system. Overall, the process is characterized by high energy consumption.



Global ammonia production is estimated to experience moderate growth in the coming years, from 239.40 Mtpa in 2022 to 293.52 Mtpa in 2027.<sup>7</sup>

Over the past century, the ammonia production process has been continuously optimized, progressively reducing the minimum energy input from over 60 GJ/tNH<sub>3</sub> in the mid-1950s to the current BAT (Best Available Technique) with energy requirements of 27.4-31.8 GJ/tNH<sub>3</sub>. These developments represent an increase in overall energy efficiency from 36% to the current 62-65%. The current environmental impact of an ammonia synthesis plant must also be considered. A modern plant emits 1.5-1.6 tCO<sub>2</sub>-eq/tNH<sub>3</sub>, making global ammonia production responsible for 1.2% of anthropogenic CO<sub>2</sub> emissions. This figure would further increase if CO<sub>2</sub> emissions associated with natural gas extraction and transportation are included. Coal, heavy fuel oil, and naphtha can also be used to produce the hydrogen needed for the synthesis process, but they have higher carbon dioxide emissions (between 2.5 and 3.8 tCO<sub>2</sub>-eq/tNH<sub>3</sub>) than natural gas.

As previously reported, ammonia produced with traditional technologies and fossil fuels is labeled "Brown NH<sub>3</sub>". A "low-carbon" ammonia (Blue NH<sub>3</sub>) production with traditional systems is only

<sup>7</sup>Commercial synthesis technology is characterized by a complex plant layout that encompasses numerous processes. The initial stage of the process involves the production of hydrogen from natural gas using the Steam Reforming (SR) process. In addition to traditional reforming and Water Gas Shift (WGS) reactors, several purification processes for the produced gases are required to prevent contamination of the synthesis catalyst by impurities such as CO, CO<sub>2</sub>, and H<sub>2</sub>S. The subsequent stage of the plant consists of the mixing and compression unit, the synthesis reactor system, a series of heat exchangers and coolers, a separator, a synthesis gas recycling unit, and an ammonia storage unit. In particular, the reaction section features several reactors connected in series. This configuration allows for the efficient handling of the demanding conditions of the synthesis reaction, such as a high inlet temperature to achieve a high reaction rate and, simultaneously, a low outlet temperature to achieve high equilibrium conversion. Furthermore, high reactant conversion should be achieved despite the constraints of equilibrium

Alternative solutions that could reduce or eliminate greenhouse gas emissions include batteries, biofuels, and zero-emission synthetic fuels, but each of these alternatives entails additional complexity compared to petroleum-based fuels. Furthermore, their use is closely tied to the specific transportation application and scalability. For example, electrifying transportation with batteries has become a viable solution, but only for applications compatible with range and charging time limitations. This technology, due to its limited energy density, is unlikely to be suitable for long-distance aviation, military, naval, or road freight transportation. Even for light-duty consumer vehicles, particularly large passenger cars, limited access to charging infrastructure and/or long charging times represent a further limitation. Biofuels can be an alternative to the use of batteries, as they mimic most of the desirable properties of petroleum-based fuels.

Therefore, zero-carbon fuels produced using renewable sources are essential for sustainable transportation to overcome the limitations of range and battery charging. In this regard, green hydrogen has attracted considerable interest for transportation applications due to the efficiency and performance of polymer hydrogen fuel cells (PEMFCs). However, the technical and economic challenges associated with the distribution and high-pressure storage of a low-density gas have not yet been overcome. An alternative approach to hydrogen distribution and storage infrastructure in transportation is the use of hydrogen-rich molecules based on carbon or nitrogen, which can subsequently be dehydrogenated or used as is.

Among these, green ammonia is considered among the most promising to play a key role in the ecological transition. Ammonia is a carbon-free energy carrier that could allow for the storage of large quantities of renewable electricity. Furthermore, ammonia is also easily distributed compared to other green energy carriers because it can utilize existing infrastructure, well-defined regulations, and a proven track record built in recent years.



Various researches<sup>6</sup>They calculated that the GWP of hydrogen over a 100-year time horizon is  $11 \pm 5$ , more than double previous estimates. Therefore, it is advisable to minimize hydrogen losses into the atmosphere during production, storage, transport, and use to avoid reducing the benefits described above.

## 6.2 Ammonia

### 6.2.1 Production technologies and their impact on decarbonisation objectives

Zero-emission green fuels and technologies will need to be deployed on a large scale in the next decade to achieve full decarbonization of the transportation sector by 2050. For example, the shipping sector is the lifeblood of global trade, accounting for approximately 80% of it, with further growth expected. Yet it also accounts for approximately 2.2% of total CO<sub>2</sub> emissions, an amount that, if left unchecked, could continue to rise by 2050. Overall, transportation emissions grew worldwide at an average annual rate of nearly 1.7% from 1990 to 2021, faster than any other end-use sector. To achieve net-zero emissions by 2050, the sector's CO<sub>2</sub> emissions must decrease by around 3% per year until 2030. This ambitious goal can only be achieved by using resources and energy more efficiently and implementing the full range of zero- and low-carbon energies and technologies at our disposal.

The integration of renewable sources with traditional systems for the production of energy carriers and alternative fuels will play an important role in the decarbonization process, especially in the medium and short term. It should be noted, however, that petroleum-based fuels, especially liquid ones (e.g., diesel), possess nearly ideal properties for transportation applications, including high energy density, ease of management, scalability, and low cost.



The ongoing energy transition represents a paradigm through which numerous strategies are being implemented to meet energy needs while respecting the environment: reducing emissions, increasing efficiency, and increasingly resorting to renewable energy sources.

Among the main actions introduced to achieve the targets relating to the reduction of CO<sub>2</sub> emissions by 2030 (-55%) and by 2050 (total zero), the increasingly significant use of hydrogen within all energy sectors (industry, transport and buildings) stands out.

The growing use of hydrogen stems from the main advantage that it does not emit CO<sub>2</sub> when burned in an internal combustion engine or used as fuel in a fuel cell.

The only "waste product" when used with fuel cells is water. The environmental benefits of hydrogen are numerous and are summarized below:

- It does not emit CO<sub>2</sub> or pollutants;
- It can be produced by renewables;
- Can be stored for a long time reliably, safely and conveniently;
- Can be used as an energy carrier for the decarbonisation process;
- It can be used in the sustainable mobility, through the use of fuel cells or internal combustion engines (as e-fuels);
- It promotes "Sector coupling", i.e. the integration between the electricity and gas sectors, allowing greater flexibility for the energy system as a whole.

Global Warming Potential (GWP) is a measure of how much a substance contributes to global warming over a given period of time, compared to the contribution of carbon dioxide. For example, the GWP of methane over a 100-year time horizon is approximately 30 times that of carbon dioxide. Calculating the GWP of hydrogen is difficult, as it does not directly absorb infrared radiation. However, hydrogen does influence the



Figure 6.4 [27] shows a comparison of the cumulative investment in fueling infrastructure for hydrogen-powered BEVs and FCEVs: if vehicle penetration increased to 20 million (i.e. if approximately half of the current fleet in Italy consisted of just one type of these two engines), a battery charging infrastructure system would cost approximately 51 billion euros, making it more expensive than a hydrogen infrastructure system (for the same number of vehicles to be powered), which would instead amount to approximately 40 billion euros. The break-even point is reached at approximately 15 million vehicles: below this, the construction of an electric vehicle charging infrastructure would cost less.

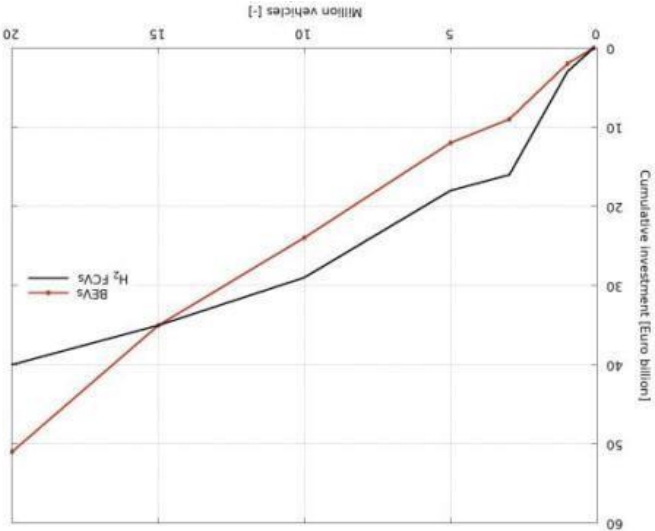


Figure 6.4

Comparison of investment for supply infrastructure [27].



**electric and hydrogen-powered vehicles (FCEVs)**

---

<sup>5</sup>The SAE J2601 refueling protocol, which covers the refueling of hydrogen vehicles, aims to ensure that a vehicle's hydrogen tank does not heat above 85°C even during rapid refueling.

- Precooling is necessary to stay within the limits (overpressure/superheating) of the vehicle's fuel storage system. Indeed, hydrogen has the characteristic of heating up when expanded, due to the sign of the Joule-Thompson coefficient at temperatures close to ambient. Therefore, for refueling at 700 bar, hydrogen is generally pre-cooled to -40°C (according to SAE J2601.<sup>5</sup>). Even for refueling at 350 bar at high velocities (>60 g/s), pre-cooling may be necessary before dispensing. Higher pre-cooling temperatures are possible, but they can lead to longer refueling times and higher energy consumption. This limits the speed and frequency of back-to-back refueling of vehicles with high hydrogen demands.

#### Dispenser:

- The dispenser includes the refueling nozzle, which delivers compressed hydrogen into the vehicle's pressure tank. It is designed for the pressure of the vehicle's hydrogen tank, i.e., 350 or 700 bar. At the time of writing (2025), the authors of this study are not aware of any dispensers with approved fiscal metric approval in Italy. Only two refueling facilities open to the public are active in Italy at the time of writing:

- the plant managed by IIT operates with a special exemption from the autonomous province of Bolzano;

- the Mestre plant managed by Eni and produced by Linde.

Adapting the fiscal metric approvals of dispensers that will be placed on the market is therefore one of the aspects to be implemented in the context of administrative/regulatory adaptation for the diffusion of hydrogen.

## **Comparison of structural investment for the power supply of**

Precooling system:

of the refueling system.

are medium pressure, and refueling is ensured by downstream booster compressors. This solution is not widely used due to the high cooling capacity

- *Refueling with booster:* In this case, the storage tanks are medium pressure, and refueling is ensured by downstream booster compressors. This solution is not widely used due to the high cooling capacity required for actual refueling, with an increase of between 2 and 3 times depending on the required performance. This means that to ensure a given daily refueling capacity, it is necessary to provide a storage capacity greater than that required for actual refueling, with an increase of between 2 and 3 times depending on the required performance.

- *Medium & High Pressure Storage:* For refueling the customer's vehicle, storage tanks with pressure stages from 450 to 500 bar and from 900 to 1,000 bar respectively are used. Refueling generally occurs by pressure drop from the tanks, which are managed in section to ensure an adequate refueling speed and a linear pressure ramp inside the vehicle tank. This means that hydrogen can be transferred from the fixed storage tank into the vehicle storage tank by simply opening a valve until the final pressure in the vehicle is reached and without directly using a compressor in the dispensing phase [26].

Hydrogen storage tanks (Medium and High Pressure) and refueling methods:

the hydrogen is necessary to overcome the pressure difference between storage (up to 200 bar) and refueling (up to 700 bar). Since the fuel cell in the vehicle operates on pure hydrogen, it is important that no contamination with the compressor lubricants occurs during compression.

- Hydrogen from the low-pressure storage tank is transferred via a compressor to the high-pressure storage tank. Compressing

distance over which the product must be transported. Figure 6.3 shows a graph indicating the areas of opportunity for the hydrogen transport system.

As can be seen, compressed transport occupies the space reserved for short-range and small-quantity transport, while for larger quantities and relatively long distances, liquid transport is preferred, changing the production and delivery model. Finally, for very large quantities, the pipeline remains the optimal solution.

Therefore, the current infrastructure model that could be adopted for the development of hydrogen mobility would involve production zones located in central locations with respect to smaller consumption and usage areas, known as hydrogen valleys. In this way, the proximity of production and consumption areas allows for the creation of a short supply chain without excessive penalties for the distribution chain.

### Setting up an HRS

A hydrogen refueling station is a facility dedicated to receiving, storing, compressing, and dispensing hydrogen for automotive use with adequate purity, as established by technical standards. As previously mentioned, on-site production may or may not be possible, depending on hydrogen demand, supply availability, and the distribution model adopted. An HRS consists of:

- *Low Pressure Storage: downstream of production.* Hydrogen is stored in low-pressure tanks, currently between 50 and 200 bar. Hydrogen has a very low density and behaves non-ideally at high pressure. This means that increasing the pressure by a given value results in a decreasing density increase as the pressure increases, decreasing the effectiveness of high-pressure storage.

Compressor:

The choice of transport technology for a hydrogen production and consumption project or district is therefore a function of the hydrogen volumes involved, the demand for hydrogen and its regularity, and the

necessary to adopt an alternative distribution model, more similar to that of LNG. The advantage of liquefying hydrogen at such extreme temperatures is that its volume is reduced by approximately 900 times compared to gas at atmospheric conditions, but on the other hand, it significantly increases the energy expenditure required to liquefy the product. In fact, currently operating plants consume approximately one-third of the energy contained in the hydrogen being liquefied.

Adopting the liquefied hydrogen solution, however, does not directly imply its use as such in vehicle tanks; rather, the gas would still need to be evaporated and compressed at service stations, in order to use validated gas storage technologies in vehicle tanks.

However, maintaining cryogenic temperatures inside light-duty vehicles would be very difficult. Onboard liquid hydrogen storage systems for heavy-duty vehicles are being developed, imitating the LNG model for heavy-duty vehicles, as Daimler is doing.

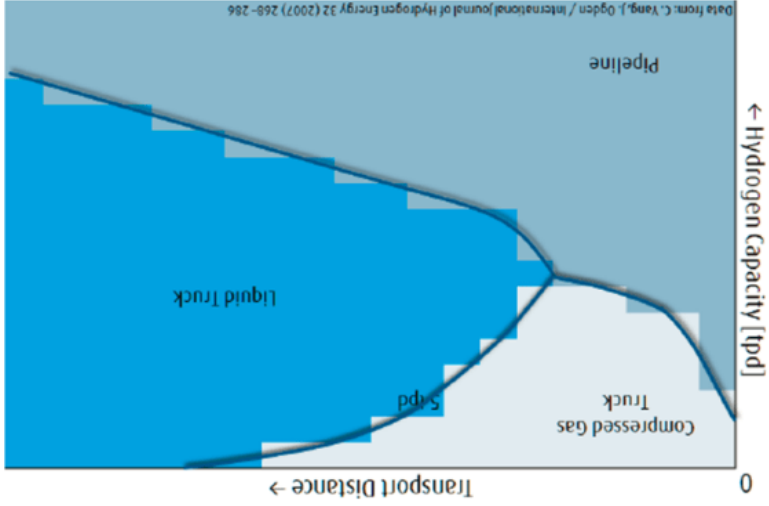


Figure 6.3

*Areas of opportunity of the hydrogen transport system [25].*



hydrogen is for industrial, aerospace, and research applications. However, there is interest in developing new production and liquefaction plants, including domestically, to achieve the scale

cylinder trailers (over 500 bar) and the ADR authorisations required for such transport remain to be evaluated;

**3 Cryogenic Liquid**The above considerations no longer apply to liquid hydrogen, as it replicates the LNG distribution model. In this case, the distribution model relies on large production infrastructures combined with large hydrogen liquefaction plants at cryogenic temperatures. Transporting it in liquid form increases the amount of hydrogen transported per trailer, but decreases the overall efficiency of the system, as liquefaction is very energy-intensive.

**4 Hydrogen bound to organic molecules (LOHC) or adsorbed on solid materials (e.g. hydrides):** technological alternatives to liquid or gaseous transport exist, but they are currently at the experimental or pilot testing stage.

It is therefore understood that the reuse of existing production and distribution infrastructures is not immediately compatible with the intrinsic characteristics of hydrogen.

In the absence of dedicated pipelines, the most established distribution method is in gaseous form at 200 bar in cylinders or in semi-trailers equipped with cylinders anchored to them (cylinder trailers).

A different approach, both in terms of volumes involved and the size of the plants, is to use hydrogen in liquefied and cryogenic form at approximately -253°C, which is more expensive and subject to evaporation losses. In Europe, there are only three active hydrogen liquefaction plants, located in France, Germany, and the Netherlands, producing less than 20 tons of liquid hydrogen per day. Currently, the use of liquid hydrogen for distribution in mobility systems is very limited. The primary purpose of liquid

approximately 350 kg, the most common size in EU distribution infrastructures, to up to 1.3 tons of gaseous hydrogen. The real cost, risks and operational benefits of a distribution system with such quantities and pressures in the

supply chain design and adopting appropriate planning and management processes.

Consequently, in order to distribute and refuel hydrogen-powered vehicles, it is necessary to create a dedicated infrastructure system that cannot exploit the methane distribution system or that of other liquid or liquefied fuels, such as gasoline, diesel, and LPG.

In greater detail, there are several distribution models that can be adopted:

- 1 **Pipeline:** 100% pure hydrogen for automotive use does not currently have the demand and volumes necessary to justify investment in a widespread distribution network via new pipelines, while the possibility of converting existing pipelines for the transport of natural gas is a technological issue still under discussion;

- 2 **Compressed gas:** Hydrogen is produced at one site and delivered to multiple consumption sites according to the "hub and spoke" distribution model typical of fuel depots. However, this model is not readily replicable for large-scale hydrogen transport due to the low density of the hydrogen transported and the resulting number of tank trailers that can be deployed for widespread distribution to refueling stations. The distances that can be covered with a tank trailer transporting the gaseous product, under economically and energetically advantageous conditions, are around 150-200 km for small transport volumes. Materials, technologies, and solutions are being studied to increase the quantity of hydrogen transported within a single trailer. Market reports suggest increasing the transported quantity from



[21]. In particular, it is generally accepted that devices that handle natural gas, including gas pipelines and pipelines, are safe with a hydrogen content mixed with natural gas not exceeding  $10 \div 15\%$ , net of more restrictive regulatory impositions. It is also well established that mixing with hydrogen increases the risk of embrittlement of the materials that make up the transport and distribution lines, as well as all the related components. Furthermore, although some applications, such as boilers and combustion engines, use mixtures of hydrogen with other fuels, for many other applications the transport of hydrogen blended with natural gas will be effective in decarbonisation only if, on an industrial scale, hydrogen is separated from natural gas at the outlet of the pipelines with costs much lower than the current ones, which are far from sustainable [21].

This aspect opens up considerations related to the actual implementation times of the hydrogen transport infrastructure, to which are added the times related to the construction of hydrogen refueling facilities as high-pressure compressed gas.

## Refueling Stations (HRS)

To ensure efficient transportation and storage, hydrogen must be compressed to high pressures. During transportation, hydrogen is typically compressed in the range of 200 to 500 bar. At refueling stations, however, hydrogen can be compressed up to 1,000 bar. Indeed, for refueling vehicles, whose tanks typically operate at 350 bar or 700 bar, the refueling infrastructure must be able to operate at higher pressures: for example, to fill a tank at 350 bar, a minimum pressure of 450 bar is required. Furthermore, it is crucial to ensure that hydrogen is adequately isolated from potential ignition sources to preserve safety [22÷24].

For this reason, a hydrogen refueling station must clearly identify its supply method during its design phase, whether for liquid or gaseous hydrogen, and whether production is on-site or nearby. In many ways, building a hydrogen production, transportation, and distribution infrastructure requires a different way of thinking than that adopted for traditional fuels, involving a much greater

hydrogen with the same pressure drop due to the similar values of the Wobbe index between the two energy carriers

For the sake of completeness, it should be noted that other methods exist based on hydrogen storage on the surface of solids (by adsorption) or within solids (by absorption). Hydrogen storage in solids has the potential to store larger quantities of hydrogen in smaller volumes at low pressure and near-room temperatures, but it does not yet have industrial applications, and research to make them attractive is still ongoing. Figure 6.2 provides an overview of these methods and their potential characteristics in terms of energy density.

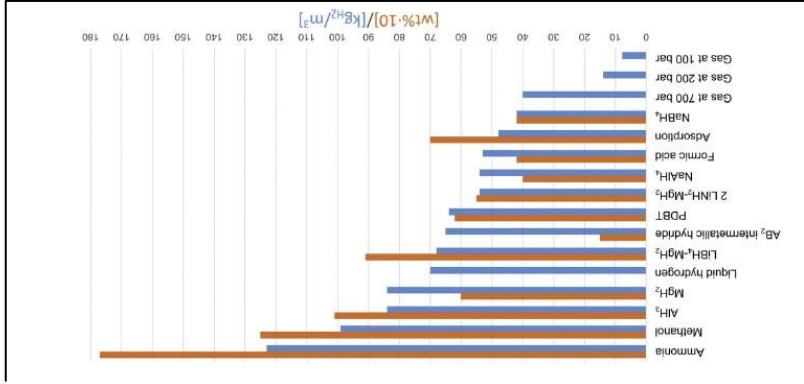


Figure 6.2

Storage methods and comparison in terms of density gravimetric (red) and volumetric (blue) energetics [20].

#### 6.1.4 Compatibility with the existing infrastructure system

### Transport and distribution.

Hydrogen is a gas more easily flammable than methane, with an essentially invisible flame, much lighter than air, and, as previously discussed, with a low energy density by volume.

With reference to its dispatching and transport, both pure and in a blend, it should be noted that the total or partial reconversion of gas distribution lines are options currently being studied and analyzed, although the energy transport capacity of a pipeline is reduced by only 10÷20% when using



liquefaction of the gas and the boiling of the liquid hydrogen.

a) storage in gaseous form at high pressure (usually

350 bar or 700 bar);

b) cryogenic storage in the liquid phase [16].

When it comes to storing hydrogen in compressed gaseous form, this is the most established technology. The high storage pressure (typically 350 or 700 bar) requires an extremely robust tank, and this design constraint limits the tank's shape to a cylinder, making it more difficult to integrate into vehicle architecture. To provide some data, the Toyota Mirai passenger car can be used as a reference. Storing hydrogen in gaseous form at 700 bar allows 5.6 kg of hydrogen to be stored in a 142-liter tank, with an effective gravimetric energy density (fuel plus tank) of 6.84 MJ/kg (or approximately 5.6% by weight) and an effective volumetric energy density of 4.9 MJ/l. It should also be noted that the energy cost of compressing hydrogen up to 700 bar is approximately 4.1% by weight, and the energy cost of cooling (necessary to prevent overheating during compression) is in the order of 3.0% by weight. Therefore, overall, the cost of compressing and cooling 1 kg of hydrogen represents a significant portion of its energy content, which is diverted from propulsion. From the above, the limitations of hydrogen storage, at least in compressed gaseous form, are evident. These limitations are related to the tank, both due to its heavy weight and bulk, as well as its cost. The latter is due to the materials (carbon fibers) used for its construction, which are chosen to achieve the highest ratio between mechanical strength and weight.

Another form of hydrogen storage on board vehicles involves storage in liquid form. The basic requirement for storing liquid hydrogen (LH<sub>2</sub>) is to bring its temperature to -253°C, [17, 18]. The tank must be appropriately insulated to minimize heat exchange [19] from the environment to the liquid hydrogen to ensure that the temperature of -253°C is maintained. Since cryogenic tanks are not designed to withstand high pressure, they must be equipped with a vent valve that can intervene to ensure safety. Liquid hydrogen storage represents an option to be considered because it allows for the movement of larger quantities of hydrogen (with the same volume) compared to the gaseous alternative, but presents problems during transport due to the need to maintain cryogenic temperatures and costs/consumption associated with the

Table 6.3  
Physical properties of hydrogen

Table 6.4

Lower calorific value (chemical energy per unit volume) - Comparison of different fuels.

Having made this necessary premise, two main competing systems can be considered for hydrogen storage in the transport sector, in order to allow for adequate range:

availability of charging and refueling infrastructure to the stated CO2 reduction targets.

### *6.1.3 On-board storage systems*

It should be noted that for transportation applications, propulsion systems and fuel vectors with the highest energy density values—both gravimetric and volumetric—are sought to reduce system weight and size, maximizing range (mission), useful volume (number of passengers or cargo volume), and/or overall payload. Liquid hydrocarbons (e.g., gasoline and diesel) are currently the most widely used fuels, along with the propulsion systems they power, in surface transportation, precisely because of their high energy density values, both gravimetric and volumetric (typical values are close to 42–43 MJ/kg and 35 MJ/l).

When using hydrogen, the presentation of the relevant storage systems must begin with a description of the main characteristics of hydrogen itself. Table 6.3 lists its physical properties, while Table 6.4 compares the chemical energies per unit volume of gasoline, diesel, and hydrogen in their physical state of storage, to illustrate the differences in on-board vehicle storage.

Pure hydrogen, under standard conditions, has an excellent specific energy (120 MJ/kg), but has a very low volumetric energy density (about 0.01 MJ/l), about a third that of natural gas. If, however, we consider cryogenic hydrogen in its liquid state, its volumetric energy density is significantly higher (about 8.5 MJ/l), although it is still about a quarter that of gasoline (35 MJ/l).

standards that would drive economies of scale, reducing investment risks. The European Commission itself recognizes that the market deployment of alternative vehicles and the rollout of infrastructure are fundamentally linked, and that its regulatory guidelines for cars and vans do not clearly and strongly link the

important to achieve incremental improvements in the technology in terms of energy efficiency, costs, and refueling times (think high-flow technologies for refueling heavy-duty vehicles at 700 bar), but also to develop common standards and regulations for safety and maintenance, as well as define a modularization of technical components to quickly reduce the costs of the entire infrastructure.

The future role of hydrogen and fuel cell applications in the transport sector is highly dependent on the policy framework and future objectives. However, implemented policies, investments, as well as future objectives still differ significantly from country to country and are not homogeneous. It is noted that political support for hydrogen and fuel cell vehicles, as well as for supporting the creation of the corresponding infrastructure, is mainly driven by different national priorities such as air quality, climate change, energy, safety, etc. [15]. In the transport sector, regulators need to outline a clear framework and a credible roadmap, developing zero-emission mobility policies with associated financing and guarantee mechanisms to unlock investments in refueling infrastructure. Such a roadmap towards basic coverage across the EU would provide a signal to car manufacturers and their suppliers to expand FCEV production, resulting in significant cost reductions and increased technology choice for consumers. Therefore, in parallel with the development of the refueling infrastructure, the industry should invest in product development and begin offering a broader range of FCEVs in the segments best suited to the technology: trucks, buses, vans, and larger passenger vehicles. Here, the industry should cooperate beyond traditional sector barriers and offer solutions, pooling infrastructure, equipment, and maintenance. Regulators should consider that without incentives, it will be difficult to develop this vehicle.

A broad portfolio of policies indirectly supports the use of hydrogen and FCEVs, such as the CO<sub>2</sub> emissions standard for new cars and the ban on ICE vehicles (see Fit for 55). The development of hydrogen in the transport sector is hampered by the lack of coordinated regulations and technological

<sup>4</sup>Only RFNBOs for which the reduction in greenhouse gas emissions resulting from their use is at least 70% are counted towards the 1% quota.

- The limited ability of battery-electric propulsion systems to provide solutions in large vehicles with long ranges.

As part of the Fit for 55 package, the revision of the Renewable Energy Directive (so-called RED III) includes two specific targets for renewable H<sub>2</sub> and e-fuel derivatives (RFNBO)<sup>3</sup> in final consumption in the industry and transport sectors. In particular, for transport there is a combined sub-target for the use of advanced biofuels and RFNBO of 1%<sup>4</sup> in 2025 and 5.5% in 2030 (of which at least 1% RFNBO). Member States are required to transpose this legislation by May 2025. Furthermore, for infrastructure, the AFIR (Alternative Fuel Infrastructure Regulation) requires the construction of a gaseous hydrogen refueling station (HRS) every 200 km on the TEN-T core network by the end of 2030, capable of delivering up to 1 t/day, as well as an HRS at every urban node. By the end of 2027, Member States will have to prepare a hydrogen refueling station deployment plan. The REpowerEU plan includes an increase in targets compared to the Fit for 55 plan, assuming a (non-binding) target of 10 million tonnes of domestic production of renewable hydrogen by 2030, part of which will be dedicated to the sector Transport. In Italy, the 2030 targets have been redefined in the 2024 NECP. Specifically, in 2030, RFNBO hydrogen consumption is expected to be approximately 250 kt, of which 137 kt for transport (for this sector, the percentage target is double the minimum indicated in RED III). The National Hydrogen Strategy, published in November 2024, confirms these values.

The current distribution infrastructure is still limited to a few pilot projects. In this initial development phase, it is easier to enable the infrastructure for FCV fleets, such as buses and various types of delivery and service vehicles, which have predetermined mission profiles and can use a central location for refueling. To achieve this, it

---

<sup>3</sup>The RED III directive defines the category of "Renewable Fuel of Non-Biological Origin (RFNBO), which includes electrolytic hydrogen produced from renewable electricity (excluding biomass).



priority in the primary decarbonization of the electricity sector and the low efficiency of the energy conversion and storage chain;

- the need to find solutions to the excess electricity production from renewable sources, which by their nature are fluctuating and cannot be linked to the profiling of the electricity grid's power demand, within the aforementioned limits of

There are two main reasons behind the growing expectations regarding the use of hydrogen in the transport sector:

### *6.1.2 Use of hydrogen in transport*

A hydrogen strategy must therefore begin by also considering blue hydrogen, given the inevitable lack of substantial volumes of green hydrogen in the near future, as well as its greater economic competitiveness compared to green hydrogen. Waiting for renewable energy capacity to become available for green hydrogen production is not a viable option if we want to build a hydrogen economy. Producing only green hydrogen now instead of using renewables to cover electricity demand would unnecessarily delay decarbonization and unnecessarily impact the carbon budget. The faster renewable or nuclear sources are deployed for electricity generation, the sooner low-carbon electricity will be available for the production of green or pink hydrogen. These considerations arise given the decarbonization targets imposed by EU directives to meet the Paris Agreement commitment to keeping global temperature increases well below 2°C and pursuing efforts to keep them below 1.5°C.

electricity available for the production of green hydrogen [14]. All this unless we instead consider the production of green hydrogen as a medium- to long-term (weekly to seasonal) storage strategy for surplus non-programmable renewable energy, avoiding potential overproduction compared to grid needs (a problem that will increase as solar and wind power penetration increases), since it effectively makes electricity storable in the long term and transportable over long distances.

there will be little surplus renewable

With a view to achieving the zero-emissions target and reducing fossil fuel consumption, only green and pink hydrogen should be considered. With respect to green hydrogen, it should be noted that a renewable kWh can only be used once, either as a supply to meet electricity demand or alternatively to produce hydrogen through an electrolyzer. Considering the current share of renewables (around 40%) in covering Italy's electricity needs, the primary use of renewables should be the decarbonization of the electricity generation mix. Until this is achieved, it is easy to understand that

#### *6.1.1.6 Hydrogen for decarbonisation*

White hydrogen is still under study, but it could open up new opportunities for extracting hydrogen in a more sustainable and environmentally friendly way. Some researchers believe that this form of hydrogen could be an important resource for low-carbon energy production in the future, especially in favorable geological regions [13].

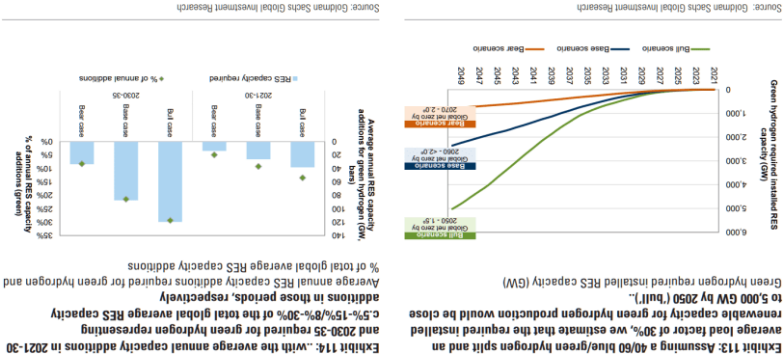
White hydrogen formation processes.

This form of hydrogen could be a low-carbon natural resource and has recently attracted attention for its potential in the context of the energy transition. Studies suggest that white hydrogen could be found in underground deposits, particularly in geological areas containing igneous rocks such as ultrabasites and granitoids, which favor hydrogen formation processes.

White hydrogen, recently discovered, is an emerging concept referring to hydrogen naturally occurring underground, formed without human intervention. Unlike industrially produced hydrogen (such as gray, green, or pink hydrogen), white hydrogen is the result of natural geological processes. Several theories exist regarding its formation, including the decomposition of organic matter, serpentinization (hydration of iron-rich minerals), and radiolysis (the splitting of water molecules caused by the radioactive decay of uranium or thorium).

#### *6.1.1.5 Natural hydrogen (white hydrogen)*

it has been estimated that for the production of hydrogen it will be necessary 1/3 of the total capacity of renewable sources (Figure 6.1).



*Evaluation of the power from renewables to be installed for the production of green hydrogen in the years 2021 to 2050.*

The production of hydrogen requires not only energy, but also water [11]. According to the International Renewable Energy Agency (IRENA) [12], to produce 1 kg of H<sub>2</sub> through electrolysis, 17÷22 kg of water are consumed. CCUS production from natural gas requires approximately 13-18 kgH<sub>2</sub>O/kgH<sub>2</sub>, while coal production reaches 40- 85 kgH<sub>2</sub>O/kgH<sub>2</sub>, depending on the amount used for coal extraction. Water availability could become an issue in water-stressed areas. Using seawater could be a solution, considering that water desalination by reverse osmosis still requires electricity. Direct use of seawater, however, involves corrosion and chlorine production. However, from a global perspective, water availability to support green hydrogen production should not become a limiting factor, especially if it replaces the high water and energy consumption of fossil fuel extraction processes.

In 2030, based on announcements, the total installed capacity of electrolyzers could reach 230 GW, while if the most recent projects were also counted it could reach 520 GW, of which Europe would cover more than a quarter of this capacity and Australia 15% [10].

Taking into account these three types of electrolyzers and their possible increase in terms of efficiency in the coming years, Goldman Sachs Global Investment Research has calculated that the production of green hydrogen from electrolysis could require approximately 15,000 TWh of renewable energy by 2050, or approximately 57% of global energy demand in 2020. In more recent terms, however, for 2030-2035

Tables 6.1 and 6.2 show the technical-economic characteristics and efficiencies of the different electrolyzer technologies.

*Table 6.1*  
*Technical and economic characteristics of different electrolyzer technologies*  
*[8]*

placed between them.



- Green hydrogen: It is produced through electrolysis powered by renewable energy, such as solar or wind.
  - Pink hydrogen: It is produced through electrolysis powered by nuclear energy.
- Pink hydrogen has no direct carbon emissions, but it does have other critical environmental impacts related to radiation emissions, waste management, and the risk of accidents. Regarding CO<sub>2</sub> emissions, associated with the production of pink hydrogen, very low values are reported in the literature, equal to 0.3±0.6 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub> [7].

Pink hydrogen could be an economically viable, stable, and cost-effective technology, with a price ranging between USD 3.8 and USD 7/kgH<sub>2</sub>. The production cost mainly depends on the initial investment required to build the nuclear power plant. Since nuclear power plants are expensive and require a long construction time, the cost of pink hydrogen could be influenced by these factors. However, in countries where nuclear power is already in use, such as France, Canada, the United States, and China, pink hydrogen could be cheaper than green hydrogen [7].

In view of the expected decline in the price of renewable energy, particularly solar and wind, interest in green hydrogen is growing. In 2023, installed electrolysis capacity reached 1.4 GW (almost double the previous year). According to IEA estimates, installed capacity by the end of 2024 (data not yet fully confirmed) will reach 5 GW, primarily in China (about 75%) and Europe (about 15%). Currently, electrolyzers are used in a limited number of industrial applications.

Electrolysis is an electrochemical process in which direct current splits water molecules into hydrogen and oxygen. Electrolyzer efficiency ranges from 60% to 84% depending on the technology and load factor. Currently, there are four main electrolysis and electrolyzer technologies: alkaline electrolysis, proton exchange membrane (PEM), solid oxide electrolyzers (SOEC), and anion exchange membrane (AEM) electrolyzers. Similar to fuel cells, electrolyzers consist of an anode and a cathode, with an electrolyte

Hydrogen produced through electrolysis can be classified into various colors, depending on the energy source used to power the process:

### 6.1.1.4 Hydrogen from electrolysis (green hydrogen and pink hydrogen)

Current CCU technologies require highly pure, appropriately pressurized CO<sub>2</sub> to be usable. Carbon dioxide can also be used, together with hydrogen, as a reagent to produce e-fuels (synthetic fuels produced using electricity produced exclusively from renewable sources).

The term CCUS (Carbon Capture Utilization and Storage) refers to a series of technologies that capture CO<sub>2</sub> generated in hydrogen production processes (as a reaction product or in combustion flue gases) and reuse it in various applications (CCU - Carbon Capture and Utilization) or store it in natural underground repositories (aquifers or depleted gas and oil fields) where it is retained by the rock (CCS - Carbon Capture and Storage). Steam reforming and autothermal reforming are the ideal processes for this technology due to the high concentration of CO<sub>2</sub> in the reaction products. Typically, CO<sub>2</sub> sequestration requires several steps, including capture, compression, transport, and pumping. Currently, the CO<sub>2</sub> capture capacity is on the order of 45 MtonCO<sub>2</sub>eq/year, for a total of 35 plants. It is estimated that by 2030 and 2050, there will be approximately 850 and 3,400 CCS projects, respectively, capable of capturing 10 Gt of CO<sub>2</sub> per year from various sectors. In addition to storage (CCS), the captured CO<sub>2</sub> can also be used (CCU) for the production of chemicals and fuels, such as methanol and carbon monoxide.

### 6.1.1.3 Hydrogen from natural gas with CO capture (blue hydrogen)

Autothermal reforming (ATR) is a combination of steam reforming and partial oxidation, with the former exploiting the heat produced by oxidation. CO<sub>2</sub> emissions are much lower (approximately 3.91 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>) than those of other processes.

water vapor to produce mainly hydrogen and carbon monoxide. The latter is subsequently converted into carbon dioxide via a water-gas-shift reaction that maximizes hydrogen production by reacting with an additional water vapor molecule. Finally, the hydrogen is purified from carbon monoxide and carbon dioxide in various ways: adsorption, membrane separation, cryogenic distillation, and methanation are the most common [3, 4].

The reaction between methane and water to produce carbon monoxide and hydrogen requires large amounts of heat (206 kJ/mol CH<sub>4</sub>), whereas the water-gas-shift reaction is exothermic. Typical temperatures required for the process are between 450 and 925°C. Natural gas in SMR is both a fuel and a raw material: typically 30÷40% is used to generate process heat, while the rest is split into hydrogen and CO<sub>2</sub>. Current plants range from 50 to 1000 MW and have an efficiency of 60÷85% [5].

Approximately 32 million tons of hydrogen (80 million kg per day) are produced annually through steam reforming of natural gas [6]. Methane reforming will remain the most widespread technology in the short term due to its favorable economics and the high number of plants currently in operation. The ratio of hydrogen produced to methane fed is approximately 3.6 kg of methane per kg of hydrogen.

Partial oxidation, on the other hand, is exothermic and releases a smaller amount of carbon dioxide. However, the amount of hydrogen produced is lower, for the same amount of natural gas fed, than steam reforming: for each mole of natural gas, 25% less hydrogen is obtained. The amount of oxygen is lower than stoichiometric and regulated to ensure maximum hydrogen and carbon monoxide yield, control the appropriate amount of residual methane and carbon dioxide, and minimize soot formation. The necessary oxygen can be supplied by an air separation system or air can be used directly in place of oxygen, but in this case, the hydrogen produced would also need to be purified of nitrogen and other gases. The main problem with partial oxidation is the high temperature, which leads to soot formation and results in a lower H<sub>2</sub>/CO ratio than SMR.

three processes:

- steam reforming (SMR), in which water is used as an oxidant and hydrogen source;
  - partial oxidation, in which the oxidant is oxygen derived from air;
  - autothermal reforming (ATR), which is a combination of the two previous processes.
- Thermosteam methane reforming** (SMR) This is the most widely used production system. Natural gas, initially treated with hydrogen to remove sulfur compounds, is mixed with high-temperature

Of all fossil fuels, natural gas releases the least carbon dioxide during hydrogen production. This can be achieved through

#### *6.1.1.2 Hydrogen from natural gas (grey hydrogen)*

sulfur and nitrogen), making it difficult to use in fuel cells, which require high levels of purity. However, it can be used in gas turbines, refineries, and industrial boilers.

The production of black hydrogen involves the emission of approximately 19 tons of CO<sub>2</sub>/ton of H<sub>2</sub>. Furthermore, the ratio of hydrogen produced to coal fed is relatively low (approximately 5.2 kg of coal per kg of hydrogen produced) and the hydrogen obtained contains many impurities deriving from the coal (compounds

used primarily for energy purposes. allow its transport to Japan, where it is stored in liquid form to be gasification of coal and biomass and its subsequent liquefaction to hydrogen in the Latrobe Valley in Australia through the Australia and Japan. The project involves the production of supply chain: a hydrogen supply chain has been established between which represents the world's first integrated international hydrogen is the pilot project "Hydrogen Energy Supply Chain" (HESC), approximately 8 million tons of hydrogen per year. Worthy of note largest hydrogen producer. Its 80 coal-fired gasifiers can produce CHN Energy, China's largest energy company, is also the world's they are primarily used to produce fertilizers and chemicals. in operation globally, more than 80% of which are in China, where efficiency of 74-85%. At least 11 coal-fired gasification plants are also methane and carbon dioxide. Overall, gasification has an gas) consisting primarily of carbon monoxide and hydrogen, but reacts with oxygen and water vapor to produce a syngas (synthetic process: dry coal is pulverized and fed into a gasifier, where it Hydrogen production from coal occurs through the gasification

#### *6.1.1.1 Hydrogen from coal (black hydrogen)*

introduced that uses colours to distinguish between different production methods and, indirectly, between different emission levels [2]. These colours will be referred to frequently in the following.

## 6. Energy sources and vectors in the transport sector for the ecological transition

### 6.1 Hydrogen

#### 6.1.1 Production technologies and their impact on decarbonisation objectives

Global hydrogen production in 2023 amounted to approximately 97 million tons. Of this, approximately 15% is hydrogen derived from other production processes (not aimed at directly producing hydrogen

itself), primarily from refineries, and is often directly reused for other internal processes. Natural gas is the main source of production: in 2023, approximately 65% of hydrogen was produced from natural gas; coal was next (approximately 20% of total production), primarily in China, and, marginally, oil and electricity, from which less than 100 kilotons of hydrogen were produced. The strong dependence on natural gas and coal and the absence of CO<sub>2</sub> capture systems in the production processes involving them, translate into significant emissions: on average, approximately 10 tCO<sub>2</sub>/tH<sub>2</sub> are emitted in the case of natural gas, 12 tCO<sub>2</sub>/tH<sub>2</sub> for petroleum-derived products and 19 tCO<sub>2</sub>/tH<sub>2</sub> from coal [1].

The main raw materials used for hydrogen production are natural gas, coal, water, and biomass, while the main production processes can be thermochemical, photochemical, biochemical, or electrochemical. Different fuels and energy sources can be used directly or indirectly for hydrogen production. Direct use can occur through various thermochemical processes where hydrocarbons, alcohols, biogas, biomass, or biofuels in general are used to produce hydrogen. The indirect process, on the other hand, involves the use of electrical energy, whether renewable or otherwise, to split the water molecule and obtain hydrogen.

An international classification of hydrogen has been



- [6]B. Truchot, F. Fouillen, S. Collet, An experimental evaluation of toxic gas emissions from vehicle fires, Fire Safety Journal 97 (2018) 111–118.  
<https://doi.org/10.1016/j.firesaf.2017.12.002>.
- [7]C. Willmann, A. Mos, B. Truchot, ADDITIONAL RISKS FOR USERS - CONSOLIDATED RESULTS. Presented at the Webinar on New Energy Carriers in - PIARC, ITA COSUF, KPTRoad Tunnels, online., (2021).
- [8]MA Habib, GAQ Abdulrahman, ABS Alquaity, NAA Qasem, Hydrogen combustion, production, and applications: A review, Alexandria Engineering Journal 100 (2024) 182–207.  
<https://doi.org/10.1016/j.aej.2024.05.030>.
- [9] InPratica 6415 - Alternative Fuel Infrastructure - Electric Vehicle Charging. Biagetti, Coli, and Dalla Chiara. – Egaf editions  
<https://www.cpmi.it/cms-contents/uploads/modi-di-ricarica.pdf>

several critical aspects. In particular, it requires a very high standardization of the battery pack, both in terms of size and in terms of nominal voltage and capacity.

#### *Online and bibliographic references:*

- InPratica 6415 - Alternative Fuel Infrastructure - Electric Vehicle Charging. Biagetti, Coli, and Dalla Chiara. – Egaf editions

[1]A. Ghareghani, M. Rabiei, S. Mehranfar, S. Saeedipour, A. Mahmoudzadeh Andwari, A. García, CM Reche, Progress in battery thermal management systems technologies for electric vehicles, Renewable Energy Reviews 202 (2024) 114654. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114654>.

[2]R. Reddy, L. Almeida, PM Santos, H. Kurunathan, E. Tovar, Energy savings and emissions reduction of BEVs at an isolated complex intersection, Transportation Research Part D: Transport and Environment 136 (2024) 104403. <https://doi.org/10.1016/j.trd.2024.104403>.

[3]S. Orangi, N. Manjong, DP Clos, L. Usai, OS Burheim, AH Strømman, Historical and prospective lithium-ion battery cost trajectories from a bottom-up production modeling perspective, Journal of Energy Storage 76 (2024) 109800. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.109800>.

[4]S. Shahid, M. Agehlin-Chaab, A review of thermal runaway prevention and mitigation strategies for lithium-ion batteries, Energy Conversion and Management:

[5]A. Lecocq, M. Bertana, B. Truchot, G. Marlair, Comparison of the fire consequences of an electric vehicle and an internal combustion engine vehicle, in: 2. International Conference on Fires In Vehicles - FIVE 2012, SP Technical Research Institute of Sweden. Boras, Chicago, United States, 2012: pp. 183–194. <https://hal-inerts.archives-ouvertes.fr/inerts-00973680> (accessed March 16, 2022).

automated battery pack replacement system called QuickDrop®, which allows the operation to be completed in about three minutes and can be used on second-generation electric vehicles (2015-2020). This system presented

The technology that offers the greatest guarantees for large-scale deployment is conductive charging with a power cable, primarily due to the high energy efficiency this solution can achieve: charging efficiency (on the infrastructure side) is currently commonly around 96%. Inductive, cable-free charging is only widely used in industrial settings.

A key operational distinction concerns charging times, which can be classified as rapid charging (about 1 hour), ultra-rapid charging (less than 1 hour), and slow charging. The latter mode, typically used overnight or in rest areas such as park-and-ride areas, generally uses AC/DC converters integrated into the vehicle, powered by single-phase mains voltage. In these circumstances, the power required by the system is limited to a few kilowatts, resulting in relatively small weight and footprint advantages.

For fast or ultra-fast charging, a higher-power AC/DC controlled converter is required. In mode 3, AC charging is used, and the on-board charger's power must be close to that of the charging station (for example, the 43 kW ENEL "Fast Recharge" charging station, supplying the vehicle with three-phase power at 64 A).

A particularly interesting technical solution is to use the vehicle's existing onboard power electronics for battery charging. The electric drive consists of an electric motor and a converter located between the motor and the battery. This bidirectional converter enables regenerative braking and can therefore be used as a battery charger. This approach reduces costs but has significant limitations related to battery voltage. Battery voltage must remain above a minimum value to prevent disturbances in the electrical grid during charging.

Alternatively, a direct replacement of the vehicle's battery pack is envisioned. For example, Renault has proposed an

- Type B: The cable is disconnected from both the vehicle and the charging point,

- Type C: the cable is integral with the charging point and must be connected to the vehicle.

In modes 1, 2, and 3, the battery charger circuit is on board the vehicle itself and is powered directly by the 230/400 V AC mains voltage. Mode 4 refers to powering the vehicle via charging stations compliant with the IEC/CEI EN 61851-23 standard that connect directly to the vehicle's batteries via direct current. Mode 4 is best suited for charging between 20 and 50 kW. Special pilot control and protection functions are provided, including digital communication with the vehicle in accordance with the IEC/CEI EN 61851-24 standard. Mode 4 is suitable for public and private charging, especially fast charging.

In mode 4, the cable is always attached to the charging station. Unlike charging mode 3, there are several mode 4 charging systems that differ not only in the connector format but also in the communication protocol with the vehicle.

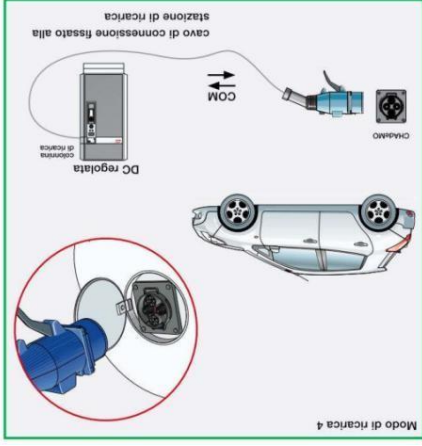


Figure 5.4 - charging mode 4 [10]

Mode 3 is suitable for public and private charging, slow or fast depending on the vehicle's characteristics. In charging mode 3, the connection cable is either permanently attached to the charging station or detachable (a cable permanently attached to the vehicle is only used for some light vehicles). However, for high-power mode 3 charging (over 22 kW), the cable is always attached to the charging station, as a detachable cable would be cumbersome.

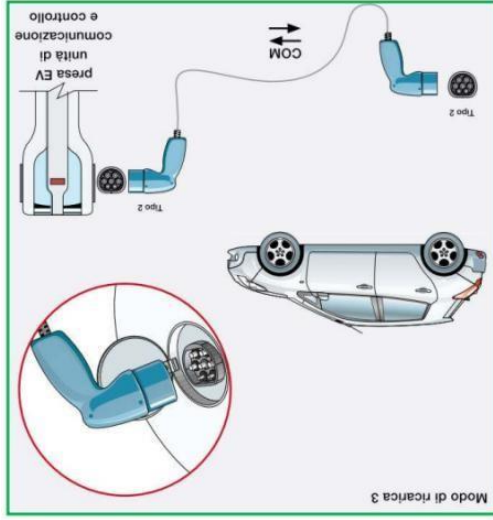


Figure 5.3 - charging mode 3 [10]

"Mode 4" - Rapid charging: for public spaces only. With this system, vehicles can be charged in just a few minutes; the battery charger is external to the vehicle.

- Direct current:  $400 \div 500\text{V}$ ,  $100 \div 125\text{ A}$  ( $I_R \approx 20 \div 10\text{ min}$  or less).

Still at a regulatory level (IEC 61851), depending on the infrastructure- vehicle connection, at least three typologies can be identified:

- Type A: the cable is permanently connected to the vehicle, and must be connected to the network,

The vehicle adjusts the current drawn to the signal indication from the charging station and communicates its status via a voltage value.

Through the resistor coding integrated into the cable, availability of the network and the range of the connection cable vehicle the maximum available current, taking into account the Via the PWM signal, the charging station communicates to the protocol defined in Annex A of IEC/CEI EN 61851-1).

The charging station performs specific pilot functions to control the charging process and provide protection. These include, in addition to constantly checking the vehicle's ground connection to the ground system, communication between the charging station and the vehicle. The communication system is universal and compatible with all electric vehicles (it is the so-called PWM

Mode 3 refers to powering the vehicle with 230/400 V alternating current via permanently installed charging stations equipped with specific sockets or connectors for charging electric vehicles.

- Three-phase: 380VAC, 32 A (charging time  $\approx 1 \div 2$ h),
- Three-phase: 380VAC, 63 A (charging time  $\approx 20 \div 30$  min).

"Mode 3" - Charging in domestic and public environments: This will likely be the most common method for public charging areas, for which it is no coincidence that it has already been made mandatory. According to the regulations, the connectors are equipped with specific *pins* to control the current and voltage ranges that can be supplied. The power outlet is disabled when no vehicles are connected, while the plug's "pilot" pin controls the safety device for interrupting the power supply. A dedicated cable is also provided for communication between the charging station and the car's on-board electronics. The power outlet is also equipped with a mandatory door locking system to prevent accidental contact.

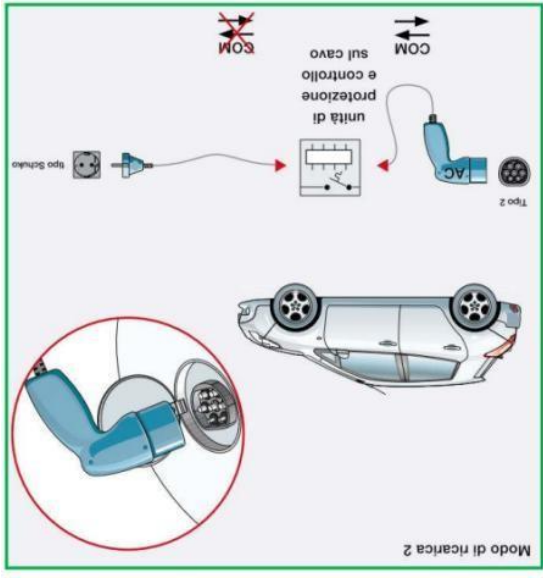




- Single phase: limit at 230 VAC, 32 A (charging time  $\approx 3\div4h$ ),

- Three-phase: limit at 380 VAC, 16 A (charging time  $\approx 2\div3h$ ).

Mode 2 also involves powering the vehicle through standard 230/400 V sockets and plugs (domestic or industrial up to 32 A). However, unlike mode 1, which uses a simple passive cable, mode 2 uses a special cable that includes an In-Cable Control and Protection Device (ICPD) compliant with IEC/CEI EN 62752. This device communicates with the vehicle and enables it to charge. Mode 2 is primarily suitable for slow, occasional, or emergency charging when a mode 3 charging station is not available. In the common case of mode 2 with a domestic plug (Schuko), the current is limited to low values (8-10 A) to avoid dangerous overheating of the socket. As with mode 1, in Italy it is only used in private settings.



industrial socket. There are no specific protection systems, nor any communication between the electric vehicle and the fixed structure (the socket must be protected upstream by a differential circuit breaker of at least type A, with a nominal differential current of 30 mA). Charging mode 1 is used for slow charging, primarily for scooters and minicars, and is no longer used for cars. In Italy, it is used only in private settings.

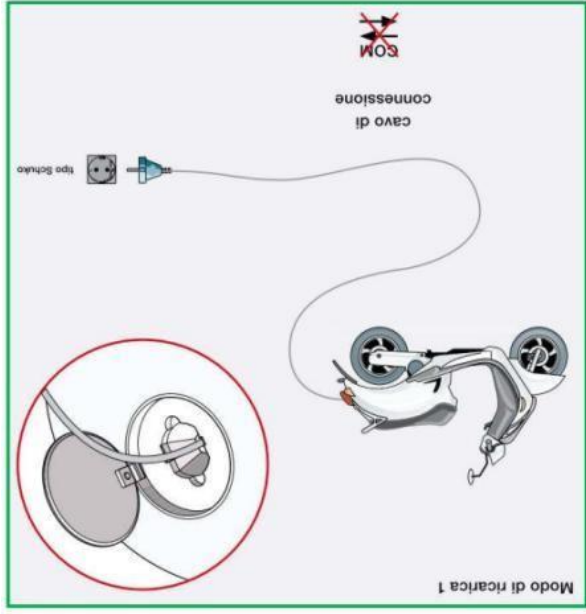


Figure 5.1 - charging mode [10]

“Mode 2 - Slow charging in a private environment: The vehicle's power cable features a device called a Control Box (PWM safety system) that ensures safe charging. In addition to the features of "Mode 1," the connectors are equipped with a pilot control function, a differential current breaker (prevention of electric shock), and a control module.

(charging time  $\approx 2\div 3$ h).  
Charging is done via a standard 230 V socket with a current of up to 16 A. The socket can be either a domestic socket (e.g., Schuko) or an

As regards the regulations on connection systems and charging methods, IEC-61851 is an international standard developed by the International Electrotechnical Commission (IEC) that regulates the charging methods for electric vehicles and is the reference standard for charging areas.

The current regulatory framework for electric vehicles and charging infrastructure is composed of the following:

- IEC 61851 - Charging stations for electric vehicles,
- IEC 62196 - Charging connectors,
- IEC 60364 - Installation standards,
- IEC 61439-2: Product standard for assembled low-voltage switchgear and controlgear (LV switchgear),
- Standards on communication systems between vehicle and infrastructure and between infrastructure and electricity grid,
- Electrical safety standards for charging systems.

## Charging mode

As regards charging methods, the regulation (IEC-61851) provides for 4 methods:

- “Mode 1” - Slow or domestic charging: This is only permitted in private settings. The electric car is connected to the building's electrical grid using simple single-phase or three-phase household sockets, with ground and power conductors (Figure 5.1).

- Single phase: limit at 230 VAC, 16 A (charging time  $\approx 6 \div 8h$ ),
- Three-phase: limit at 380 VAC, 16 A

fast charging and distributed at the stops.

b) by January 1, 2030, at all remote locations used for commercial air transport operations.

Finally, the Regulation requires that by 1 January 2024, each Member State develop and submit to the Commission a draft national strategic framework for market development for alternative fuels in the transport sector and the implementation of the related infrastructure.

### 5.2.3 Characteristics of electric charging infrastructures

Charging infrastructures are divided into:

- “slow” charging (3kVA), to be installed in places where the vehicle stops for long periods of time (e.g. home, workplace)
- fast charging to be installed in short-term parking areas (fuel stations).

The charging system for vehicles with predominantly (PHEV) or exclusively electric (BEV) traction can be of different types, but the main technological choices are essentially two [9].

The first concerns the placement of the converter,

- on board the vehicle (AC power supply)
- fixed, in the approved charging station or column (DC power supply)

respectively defined as “charging mode 3” and “charging mode 4”, the only ones permitted in spaces open to the public.

Charging modes “1” and “2” are for charging from common household and industrial sockets).

The second aspect concerns the type of final conversion, directly AC/DC or DC/DC with previous AC/DC conversion, a solution used so far only in the case of local public transport vehicles with

that demand.

Member States shall also ensure that airport managers of all airports in the TEN-T core network and the TEN-T comprehensive network ensure the supply of electricity to stationary aircraft:

a) by January 1, 2025, at all gates used for commercial air transport operations;

For electric charging infrastructure for light-duty vehicles, Member States shall ensure a minimum coverage of publicly accessible charging points for light-duty vehicles on their road networks. To this end, Member States shall ensure that, within the TEN-T core and comprehensive networks, groups of publicly accessible charging stations for light-duty and heavy-duty vehicles are established within a maximum distance of 60 km in each direction, by 2025 and 2030 respectively.

The aforementioned Regulation provides that Member States shall adopt the necessary measures to ensure that by 1 January 2030:

- a) maritime ports in the TEN-T core network and the TEN-T comprehensive network where the average annual number of calls made in the last three years by seagoing container ships of more than 5 000 gross tonnage is more than 50 have sufficient shore-side output power to meet at least 90 % of that demand;
- b) maritime ports in the TEN-T core network and the TEN-T comprehensive network where the average annual number of calls made in the last three years by ro-ro passenger ships and high-speed passenger craft used for seagoing navigation with a gross tonnage exceeding 5 000 tonnes is more than 40 have sufficient shore-side output power to meet at least 90 % of that demand;
- c) maritime ports in the TEN-T core network and the TEN-T comprehensive network where the average annual number of calls made in the last three years by passenger ships other than ro-ro passenger ships and high-speed passenger craft of more than 5 000 gross tonnage is more than 25 have sufficient shore-side output power to meet at least 90 % of



supply or demand for sustainable alternative fuels in one or more transport modes.

European 2030 objectives; in particular, the Commission found shortcomings in the following areas:

- to planning aimed at the construction of infrastructure by the Member States;
- to interoperability;
- the lack of transparent information for consumers and common payment systems, constituting an obstacle to the necessary growth of the market for low- and zero-emission vehicles, vessels and, in the future, aircraft.

The proposal is consistent with the other political initiatives of the Fit for 55 package and integrates in particular:

- i. the regulations setting CO<sub>2</sub> emission performance standards for new passenger cars and new light commercial vehicles, as well as for heavy-duty vehicles;
- ii. the legislative proposal to set new CO<sub>2</sub> eq emission performance standards for new passenger cars and new light commercial vehicles after 2020, also part of the Fit For 55 package.

The Regulation is also synergistic with the revision of the Renewable Energy Directive (EU) 2018/2001), the proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council to ensure a level playing field for sustainable aviation (RefuelEU Aviation initiative

- COM(2021) 561, Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on ensuring a level playing field for sustainable aviation) and the proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on the use of renewable and low-carbon fuels in maritime transport (FuelEU Maritime initiative - COM(2021) 562, Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on the use of renewable and low-carbon fuels in maritime transport), which establish obligations for the supply of and demand for renewable and low-carbon fuels for transport. Each of these instruments promotes an increase in the

European Council.

The Commission, in fact, conducted an ex post evaluation of the aforementioned directive, finding that it does not align with the

It should also be noted that Legislative Decree No. 77 of May 31, 2021, converted into Law No. 108 of July 29, 2021, Article 57 of Legislative Decree No. 76 of July 16, 2020 (converted, with amendments, by Law No. 120 of September 11, 2020), regarding the installation of public-access electric vehicle charging infrastructure. In practice, the installation of public-access electric vehicle charging infrastructure is not subject to a building permit and is considered a free construction activity.

The PNRR has also allocated €713 million for the installation of charging stations for electric vehicles, defining Mission 2, Component 2, Investment 4.3. The MASE, through two different implementing decrees, is regulating the procedures for accessing funding aimed at installing at least 7,500 super-rapid charging stations on extra-urban roads, excluding motorways, and 13,755 fast charging stations in cities by the end of 2025, for a total of approximately 21,000 charging stations.

The PNRR investment is intended to finance up to 40% of the costs of building charging stations, which must be distributed uniformly, with a minimum level of charging infrastructure per area, prioritizing the use of existing service stations and rest areas. Super-fast infrastructure (175kW) is planned for highways to ensure rapid charging for long-distance routes, prioritizing installation at existing service stations and parking areas. The decree regarding charging stations in urban centers (at least 90kW) takes into account the current vehicle fleet, the availability of garages, parking spaces, and private garages, air quality, the current penetration of electric vehicles, and the tourism potential of the municipalities when defining the criteria.

The Regulation of the European Parliament and of the Council on the deployment of alternative fuels infrastructure, repealing Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council, is expected to be finalized, given that it is awaiting approval by both the European Parliament and the



refueling stations for light and heavy vehicles in accordance with Directive 2014/94/EU and provides for the awarding of public contracts by March 31, 2023. In this regard, the MIT issued a ministerial decree on July 1, 2022 on the implementation of the aforementioned trial containing the methods for carrying out the allocated investment (published in the Official Journal no. 250 of October 22, 2022), which was followed by a Ministerial Decree in November 2022 (no. 113 of November 10, 2022).

## 5.2.2 Charging infrastructure for electric vehicles

The development of charging infrastructure for electric vehicles is regulated by Directive 2014/94/EU (also known as DAFI, Alternative Fuel Infrastructure Directive), implemented at the national level by Legislative Decree no. 257 of 16 December 2016. This regulatory framework is based on the principle that the development and operation of charging infrastructure in publicly accessible locations should be inspired by the principles of a competitive market with open access to all entities that own and manage charging points in locations open to the public.

From this perspective, therefore, electric vehicle owners can charge at any point "without having to enter into a contract with the electricity supplier or charging operators," and therefore with standard payment methods. On the other hand, electricity distributors are required to cooperate on a non-discriminatory basis with any operator of publicly accessible charging points. Operators of publicly accessible charging points are deemed, for the purposes of applying excise duties and therefore of the electricity metering service, to be final consumers of the electricity used to charge electric vehicles.

Furthermore, Legislative Decree 257/2016 provides that the National Infrastructure Plan for the charging of electric vehicles (PNIRE), provided for by Article 17-septies, of the decree-Law no. 83 of 22 June 2012 (converted by Law no. 134 of 7 August 2012) constitutes the section relating to electricity of the National Strategic Framework for the development of the alternative fuels market in the transport sector and the construction of the related

component of investment 3.3 provides for "testing hydrogen for road transport," with an allocation of €230 million. The trial consists of the development of 40 hydrogen

Currently there are very few FCEV car models available on the market (Toyota Mirai (JPD10)

Toyota Mirai (JPD20), Hyundai Nexø, Honda CR-V e:FCEV), with an insignificant presence on the roads in Italy and beyond, also due to the very limited presence of hydrogen filling stations on the road network (currently open, ENI SpA Mobility – Mestre (VE)- SASA SpA – Bolzano; another 34 filling stations are planned).

The sustainability of hydrogen production as a fuel inevitably affects the sustainability of fuel cell vehicles, which, although they do not directly produce emissions, could negatively impact the environment if the hydrogen that powers them does not come from sustainable sources.

The development of these technologies to allow for their wider use also requires an increase in the hydrogen transport and distribution system across the country.

## **5.2 Charging infrastructure**

### **5.2.1 Hydrogen charging infrastructure**

The reference legislation for the design of hydrogen charging systems is the Ministerial Decree of 23 October 2018: "Technical fire prevention regulation for the design, construction and operation of hydrogen distribution systems for motor vehicles" signed by the Ministries of the Interior and Infrastructure and Transport.

This decree, introducing an innovative approach in which prospective analyses are supported by an adequate risk analysis, allows the use of pressures up to 700 bar, currently common, and ensures better alignment with the ISO 19880 technical standard.

Furthermore, the National Recovery and Resilience Plan includes a specific investment objective aimed at increasing hydrogen for road transport. Specifically, the M2C2



Research is attempting to address these issues by developing fuel cells that can use methane or ammonia (automotive SOFCs) to produce electricity.

converting the chemical energy of hydrogen into mechanical energy. This solution is rarely used due to cost and supply constraints.

Hydrogen, although abundant in nature, requires electrolysis to separate it from the oxygen molecules with which it commonly binds. Therefore, its availability as a fuel depends on production processes that require significant amounts of energy. The high costs of these processes and the necessary assessments of whether the energy used for electrolysis is renewable have, to date, made this solution, while scientifically interesting, difficult to implement.[8] This type of vehicle, therefore, has been studied for decades at the prototype stage but has never reached the commercialization stage.

The second case, however, involves fuel cell electric vehicles (FCEVs and HFCFEVs), which are equipped with an electric motor and a battery that is much smaller than a BEV. The fuel cell is a device capable of converting molecular hydrogen, supplied by the fuel tank, and oxygen drawn from the air into electricity. Unlike HICEVs, the overall system efficiency is significantly higher, making them more attractive. Furthermore, since they do not require "thermal" combustion, emissions are completely eliminated, releasing heat and water (byproducts). Charging times are comparable to ICEs, making them more advantageous than BEVs, not to mention the economic and geopolitical independence resulting from the lack of lithium battery components. Currently, the main limitation lies in the low efficiency of production from sustainable resources and storage issues (the low density of the gas translates into large footprints and limited range). Habib et al. showed that steam methane reforming is the most established and cost-effective production method, with a cost of \$1.3–\$1.5/kg H<sub>2</sub> and an efficiency of 70–85%, but it generates CO<sub>2</sub>. Biomass gasification costs \$1.25–\$2.20/kg H<sub>2</sub> and pyrolysis \$1.77–\$2.05/kg H<sub>2</sub>, offering renewable options. However, biophotolysis currently has high costs, at \$1.42–\$2.13/kg H<sub>2</sub>, due to low conversion rates that require large reactors. Blending H<sub>2</sub>/NH<sub>3</sub> could enable carbon-free combustion, promoting carbon neutrality, but minimizing the resulting NO<sub>x</sub> is crucial.[8].

motor (FCEV and HFCEV Fuel Cell Electric Vehicle). HICEVs use a combustion engine to burn hydrogen, while FCEVs use fuel cells to power an electric motor. The former type, therefore, consists of vehicles equipped with an engine capable of

A distinction must be made between two types of hydrogen vehicles: those in which hydrogen is used as an internal fuel, similar to a combustion engine (HICEV: Hydrogen Internal Combustion Engine Vehicle), and those in which hydrogen is used to power a fuel cell to generate energy for the electric

### 5.1.3 Hydrogen vehicles: FCEVs and HICEVs

size, due to the high cost of the battery and its range. In the medium term, technological progress is expected to increase energy density (Wh/kg), reliability (number of charge and discharge cycles), and environmental impact (lithium and cobalt extraction). In this regard, vehicle manufacturers are developing research into solid electrolyte lithium cells and the elimination of cobalt from them, in order to make BEVs more competitive on the market. [3]Orangi et al. predict that cost parity between BEVs and ICEVs will be achieved in the second half of this decade, assuming a total installed capacity of 3,500–4,100 GWh/year. The factors influencing these cost reductions are evolving over time, with historical importance attributed to savings in cathode materials and future importance expected to be minimized reject rates. At the same time, research is focusing on reducing flame spread and stable control of the Thermal Runaway (TR) reaction.[4].

Another currently limiting aspect is the inadequate availability of charging points for this type of vehicle, both in the private and public sectors. This is primarily due to the instability induced in electrical grids by high localized power consumption, which is difficult to support with current infrastructure. Furthermore, several aspects related to fire safety should not be overlooked. The stability of battery packs and their interaction with the vehicle are the subject of ongoing research and study. The main studies agree on comparing the heat release rate (HRR) between electric vehicles and vehicles powered by fossil fuels (diesel, gasoline); while the difference in toxic substance releases (HF, HCl, HCN, etc.) produced during the evolution of a fire in these systems is emphasized.[5–7].

technology are its high cost, compared to the cost of an ICE vehicle of the same

(plug-in), connecting the vehicle to a home charging system or a public charging station. Compared to MHEV (Mild Hybrid Electric Vehicle) and FHEV (Full Hybrid Electric Vehicle) technologies, a plug-in hybrid vehicle can reach higher speeds and travel longer distances using only electric power. However, this solution presents some critical issues, including increased weight due to the battery pack and the need for even minimal adaptations to the electrical infrastructure, which could be subject to overload.[1] This technology can be placed in a hypothetical second transition phase, characterized by the predominance of MHEV and FHEV vehicles in the circulating car fleet and by electricity production largely based on sustainable resources.

Hybrid MHEVs and FHEVs do not allow the use of energy carriers other than the fuels used in traditional internal combustion engine (ICE) vehicles. For this reason, it is appropriate to promote their market diffusion through the use, albeit limited, of biofuels. In the short term, these could be obtained from waste, such as biogas or syngas produced by the organic decomposition of waste with high water and nitrogen content, or with low moisture and high carbon content, respectively, within a circular economy framework (source: GSE).

## 5.1.2 BEV electric vehicles

BEVs are electric vehicles without an internal combustion engine. Propulsion is provided by an electric motor that uses energy stored in the traction battery. The most commonly used batteries in electric vehicles are lithium-ion or lithium-polymer batteries. Charging is done by connecting them to charging stations of varying power. Some of these supply AC, others DC. Charging is also achieved through energy recovery during braking (regenerative braking), which converts the car's braking energy into energy that can increase the vehicle's range, especially in urban environments. The range of a pure electric vehicle depends primarily on the capacity of the traction battery.

The use of BEV vehicles is currently considered the fastest and most effective solution for decarbonisation, thanks to the reduction in emissions that it entails.[2]The main limiting aspects of this

during braking, steady downhill speed, and deceleration, and externally via a power outlet

## 5. Electric vehicles and charging infrastructure

### 5.1 Types of electric vehicles

The main alternative to traditional ICE engines is hybrid electric vehicles, which are equipped with both a combustion engine and an electric motor, or are purely electric. The following categories can be distinguished:

1. hybrid vehicle MHEV and FHEV equipped with a battery that recharges only during deceleration or braking (HEV - hybrid electric vehicle),
2. plug-in hybrid vehicle, like HEVs, but with the battery directly chargeable from the socket (PHEV - plug-in hybrid electric vehicle),
3. battery electric vehicles (BEV)
4. fuel cell electric vehicles (FCEV or HFCEV - hydrogen fuel cell electric vehicle)

#### 5.1.1 Hybrid vehicles

Hybrid vehicles are equipped with both a combustion engine and an electric motor.

In the case of vehicles MHEV and FHEV the electric motor is recharged by the internal combustion engine and engine allows braking. The performance of the battery and engine allows for short-distance electric driving. This technology represents a suitable option for the initial transition to BEVs, as the charging infrastructure is becoming more widespread and the production technology is mature.

PHEV (Plug-in Hybrid Electric Vehicle) technology, while incorporating an internal combustion engine and an electric motor, allows the battery to be charged both internally, using the kinetic energy generated while driving, particularly



## Online and bibliographic references:

- [1] National Hydrogen Strategy Preliminary Guidelines  
[2] Net Zero by 2050 – A Roadmap for the Global Energy Sector

Revised version October 2021

- [3] Emissions from road transport in Italy – ISPRA Higher  
Institute for Environmental Protection and  
Research  
[4] [https://www.ansa.it/canale\\_motor/notizie/analisi-commenti/2022/06/29/trasporto-merci-in-italia-cresce-la-percentuale-sugomma\\_346ef747-817e-44b8-a29f-c85fd946e.html](https://www.ansa.it/canale_motor/notizie/analisi-commenti/2022/06/29/trasporto-merci-in-italia-cresce-la-percentuale-sugomma_346ef747-817e-44b8-a29f-c85fd946e.html)  
[5] 18th Report on the mobility of Italians 11/30/2021  
[6] Available online: <https://www.iato.com/h1-2022-europe-by-segments/>  
[7] Available online:

- <https://www.anfita.it/en/automobile-in-cifre-statistical-yearbook/italy-statistics/motor-vehicles-in-use>  
[8] Severin Hänggi, Philipp Elbert, Thomas Butler, Urs Cabalzar, et al. A review of synthetic fuels for passenger vehicles. *Energy Reports* 5 (2019) 555–569.  
<https://doi.org/10.1016/j.egyrs.2019.04.007>  
[9] Falfari, S.; Bianchi, G.M. Concerns on Full Electric Mobility and Future Electricity Demand in Italy. *Energies* 2023, 16, 1704. <https://doi.org/10.3390/en16041704>  
[10] Scenarios and prospects for green hydrogen in Emilia-Romagna - Energy Transition – October 2022 Edition by ART-ER Attractiveness Research Territory  
[11] Fuel Cells Hydrogen Trucks – Heavy-Duty's High Performance Green Solution – December 2020 - FCH 2 JU  
[12] H2Review – The view on 2023  
[13] Strategic Research and Innovation Agenda- Final Draft  
October 2020 – Hydrogen Europe  
[14] <https://www.rft.it/it/rete/la-rete-oggi.html>  
[15] [https://www.finnngroup.it/h2iseo/hydrogen\\_valley/](https://www.finnngroup.it/h2iseo/hydrogen_valley/)  
[16] <https://www.clarksons.net/wtr/>  
[17] <https://tracitebel-engie.com/en/news/2019/400-mw-offshore-hydrogen-production-takes-system-to-new-levels>  
[18] How hydrogen can help decarbonize the maritime sector - Policy paper, June 2021, Hydrogen Europe  
[19] <https://www.AirLiquide.com>

unique challenges posed by aviation (i.e., extremely high energy demands), projects to date have focused on lightweight unmanned aerial vehicles (UAVs) and small-scale passenger aircraft (<5 passengers).

Given that aeronautics is one of the EU's key high-tech sectors on the global market, with world-leading aeronautical companies (AIRBUS, SAFRAN, research institutes such as DLR), Europe could play a key role in leading the transformation of aviation to reduce emissions.

Below are the different technologies that could be used to utilize hydrogen in the decarbonization roadmap:

- Fuel cell with liquid/gaseous storage for regional flights
- High-power (>1MW) fuel cells using liquid hydrogen for short-range propulsion
- Specific liquid hydrogen turbines for short-, medium-, and long-range flights
- Non-propulsive energy for on-board services

Strong synergies should therefore be established between key technologies and infrastructures, such as:

- Onboard liquid hydrogen storage
- Fuel cell technology
- Research on low-TRL hydrogen combustion (synergy with the stationary sector in turbine development)
- Airport infrastructure and refueling technologies/procedures

Finally, hydrogen can also be considered as a basis for liquid fuel through Power-to-Liquid pathways.

supply.  
The use of FCH in aviation applications is already being tested in demonstration projects across several use cases. However, due to the

introduction of SAFs in the short term, with a focus on hydrogen in the medium to long term.

The ReFuelEU report adopted by the European Parliament has in fact included hydrogen as a fuel in the definition of SAF: a step forward that marks the growing importance of this fuel in the world of aviation.

Airports, like ports, can also be seen as systems in which energy will be produced, stored, distributed and used efficiently.

Airports are thus transformed into hubs or hydrogen valleys where hydrogen, even before being used to power aircraft, can power a range of ground services, thus reducing their environmental impact. These include forklifts, baggage towing vehicles, shuttle buses, and tugboats. Thanks to high-performance tanker trucks, the liquid hydrogen can then be transported directly to the runway for aircraft refueling.

Even on board the aircraft, hydrogen can be used initially to power auxiliary services such as flight systems, cockpit communications systems, lighting, heating and refrigeration.

Only later can it become the fuel for aircraft propulsion through direct combustion or by powering a fuel cell. Although its low volumetric density compared to kerosene or SAF requires aircraft with larger tanks and structural changes to the airport's energy supply chain, hydrogen, being totally green, represents a solution with high potential that is worth focusing on even though the road is not simple and the prospects are medium-long term [19].



Figure 4.30 – Global supply of low-carbon fuels in the NZE [2]

To support these prospects, key technologies need to be developed, tested and adequately demonstrated, namely high-power FC (at least 1.5 MW for the propulsion of small commercial aircraft) as well as key technologies for storage systems (on-board tanks) and power

agricultural raw materials, it is difficult to produce them in large quantities, so compared to the price of fossil fuels, SAFs cost three times more, consequently increasing the impact of fuel costs on ticket prices. Therefore, an incentive policy is needed to help support the

According to the Hydrogen-powered Aviation study (Clean Sky 2 and Fuel Cells & Hydrogen 2 Joint Undertakings, 2020), air travel is responsible for approximately 3–7% of global CO<sub>2</sub> emissions. Indeed, aircraft combustion engines emit 3.15 kg of CO<sub>2</sub> for every kg of kerosene burned in flight: a significant amount of carbon that lingers in the upper atmosphere for 50–100 years.

It's worth remembering that, over the past three decades, aviation has improved its passenger-to-emissions ratio, thanks to increased passenger density and operational improvements, such as more efficient engines. On the other hand, however, the increased demand for air travel has caused a significant overall increase in CO<sub>2</sub> emissions. The same research estimates that from 2015 to 2020 alone, emissions grew by 34%, with an upward trend. Given that the European Green Deal sets the goal of achieving carbon neutrality by 2050, the energy transition in aviation is also more urgent than ever.

Decarbonization options include offsetting aviation emissions with "carbon-negative" activities. However, in the future zero-emissions scenario, this would only be possible with activities such as capturing and sequestering CO<sub>2</sub> emitted by flights and reusing it as other materials.

In reality, the most concrete solutions currently available for aviation are the use of sustainable aviation fuels (SAF) and hydrogen-powered aircraft represent a long-term solution to achieving zero carbon emissions in the aviation sector.

Among the most developed SAFs for aviation are biofuels derived from biomass and waste, advanced biofuels synthesized from solid raw materials, and synfuels, which are fuels synthesized from hydrogen and carbon dioxide. However, their use does not lead to zero emissions, as CO<sub>2</sub> is not completely eliminated by using SAFs. Furthermore, it is important to note that the supply of SAFs is insufficient to meet the demand for air transport: because they depend on

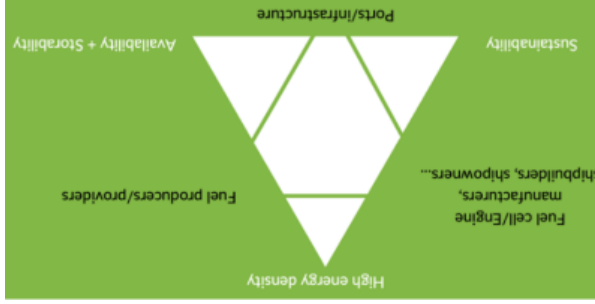


Grey hydrogen, therefore, could represent an important opportunity as it will gradually have to be replaced with green hydrogen, i.e. produced through electrolysis from renewable energy sources.

Many port areas have industrial facilities related to so-called hard-to-abate sectors, such as the steel industry, which is increasingly looking to hydrogen as a decarbonization option. Therefore, having a large hydrogen demand center in ports makes it possible to develop a clean hydrogen supply chain.

Furthermore, another possible application of hydrogen could be its use as fuel for vehicles used for material handling in port terminals, this would allow to launch a process of decarbonizing port operations, building on the progress hydrogen and fuel cells have already made in road transport and contributing to further increasing demand for clean hydrogen. Vehicles that can use hydrogen as a fuel include: service vehicles, mobile cranes, forklifts, tractors, waste collection vehicles, etc.

From what has been expressed so far, it can be deduced that ports are intrinsically systems with high potential to become hydrogen hubs or “Hydrogen Valleys”, where hydrogen can be produced or imported, stored, and distributed for use in various applications. It is



essential to

develop a hydrogen infrastructure development process for the port sector that is characterized by sustainability, scalability (i.e., applicable to multiple port settings), and ease of storage (a key criterion). triple S: sustainability, scalability and storability, Figure 4.28)

Figure 4.28 – Collaboration needed to meet the triple S criterion (energy density,





represent a cost-effective option and which are already generally seen as those that will kick-start the transition.

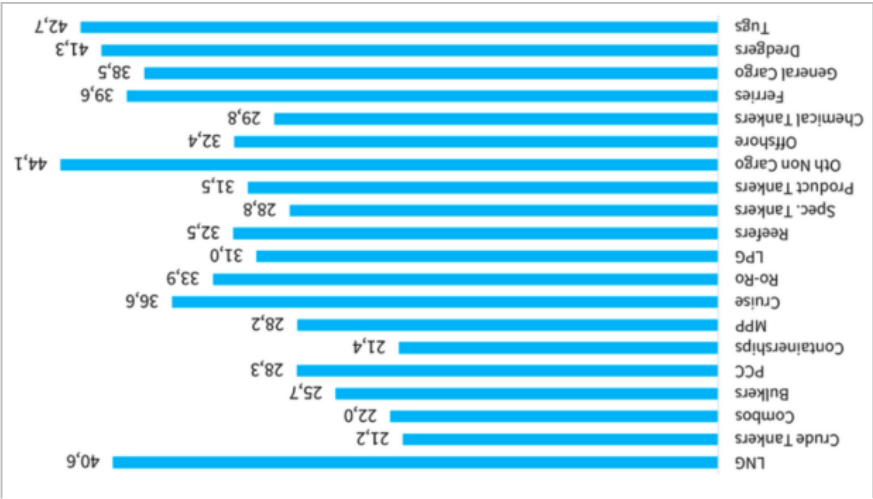


Figure 4.27 – Average age (in years) of 20 ship types  
(Source: Hydrogen Europe elaboration based on data from the  
Clarksons World Fleet Register)

Currently, much of the industrial production and consumption of hydrogen takes place in or near ports. The largest consumers of hydrogen come from the oil refining, ammonia, and chemical industries, which together use approximately 90% of all hydrogen produced annually in the EU, and many of these facilities are located in EU ports.

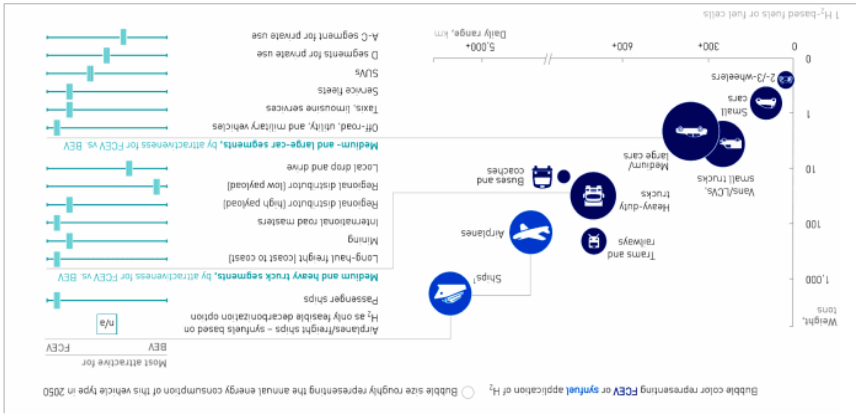
For example, five industrial hubs in Belgian and Dutch ports (Antwerp, Zeeland, Rotterdam, IJmond, and Delfzijl) generate a hydrogen demand of 1.7 Mt per year, equivalent to approximately 20% of the EU's current total consumption. Most of this hydrogen is often produced locally from natural gas through methane reforming, producing so-called "grey

The use of hydrogen in the port/naval sector must, in fact, address the main technical and economic barriers that have hindered its large-scale adoption. These are primarily costs and its low volumetric density, which makes hydrogen storage complicated compared to other fuels, and secondly, the lack of a specific regulatory framework. Added to this is the additional difficulty related to the regulations on hydrogen refueling stations (HRS), which currently apply to automotive vehicles and are difficult to adapt to port areas, especially due to the high safety distances required, which require a particularly large dedicated area. A further knock-on effect is linked to the long useful life of ships (Figure 4.27), which delays the introduction of engines that use alternative fuels.

All of this has repercussions on port management policies, which in turn show uncertainty when investing in alternative fuel storage and bunkering infrastructure.

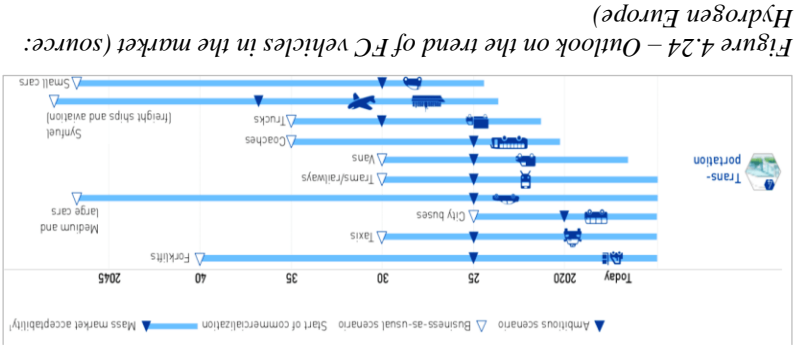
For the reasons outlined above, the use of hydrogen in ports can be considered a medium- to long-term intervention, which however needs to be planned through a gradual introduction policy: short-distance vessels and inland vessels, for which hydrogen can already truly

Figure 4.25 – Comparison between battery and FC technology for different means of transport (source: Hydrogen Europe)



of transportation, including shipping. Shipping, along with air transport, appears to be lagging behind other vehicle types, reaching mass market acceptance around 2038 or 2050, depending on whether the most optimistic or conservative scenario is considered, respectively.

The scale of investment required to build maritime infrastructure is truly enormous, and the pace at which this sector can decarbonize depends largely on how quickly ports are able to store sufficient quantities of green hydrogen and hydrogen-based fuels.



(Figure 4.25) instead shows the most suitable technologies for the various means of transport. It is noted that for aircraft and ships, hydrogen-based synthetic fuels (e-fuels) represent the main decarbonization option.

For long-term applications, however, methanol and ammonia are seen as an option for the production of green hydrogen “on board” (dehydrogenation) or for direct use in SOFC and DMFC fuel cells. However, even in the maritime sector, hydrogen remains the fuel currently being relied upon to make a significant contribution to the decarbonisation process.

Figure 4.24 shows a diagram illustrating the technological maturity and potential market penetration of fuel cell technology in various modes

Figure 4.23 – Schematic representation of the relevant role of hydrogen and e-fuels (source TNO)

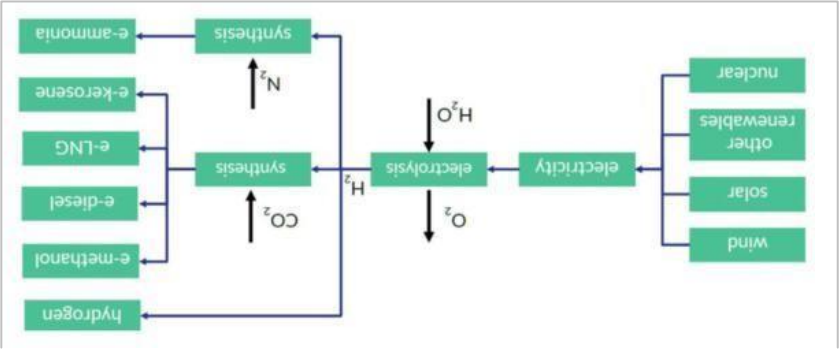
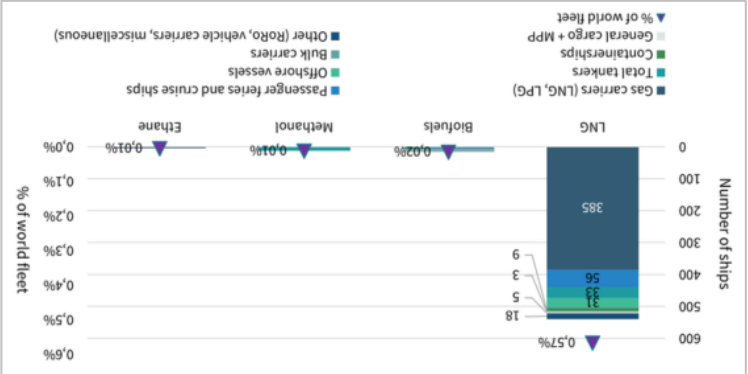


Figure 4.22 – Number of vessels using alternative fuels (Source: Clarksons Research, Alternative Fuels Installations, May 2020 [16])



- Infrastructures for the transformation and conversion of vectors, from electricity to gas (power-to-gas) and from the gaseous to the liquid state and vice versa,
- Economic optimization of conversions based on market prices and resource availability
- Monitoring and management of supply and procurement networks, both by sea and by land
- Optimized management of energy storage, also taking into account the uncertainty of the sources.

Among the main actions introduced at a strategic level for ports, the increasingly widespread use of alternative fuels with low or zero carbon content emerges, such as “e-fuels” Figure 4.22 (i.e. synthetic fuels such as methanol, ammonia and synthetic paraffinic kerosene, produced through processes powered by renewable electricity), ammonia and finally hydrogen.

Furthermore, the development and optimization of processes for the synthesis of green fuels (e-fuels) are of great interest as they are compatible with existing engines, fleets and transport and storage infrastructures. For this reason, they are considered a concrete technological solution capable of reducing CO<sub>2</sub> emissions in the short- medium term, especially for applications in the maritime and air transport sectors, which are particularly difficult to convert to hydrogen in a short time (Figure 4.23).

capable of demonstrating the ability to efficiently collect and transform renewable energy in the short term.

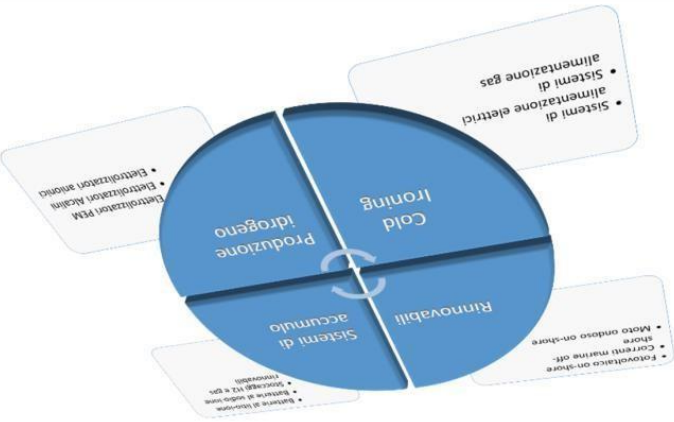


Figure 4.21 – The port as an energy hub

Maritime transport is increasingly the backbone of trade, so much so that over 80% of global trade volumes are carried by sea. Energy demand and for maritime transport, including ports, increased by an average of 2.6% annually between 2016 and 2019. This increased energy demand translates into higher energy costs and increased emissions of CO<sub>2</sub> and other pollutants. According to the International Maritime Organization (IMO) study on greenhouse gases (CO<sub>2</sub>), the share of emissions into the atmosphere increased from 2.76% in 2012 to 2.89% in 2018.

It is therefore necessary to implement supply and demand side management systems capable of coordinating, on the one hand, electrical loads in order to limit load peaks (Load levelling), and on the other, power supply sources in order to limit production peaks (Peak shaving). Finally, the coexistence in the port environment of different energy carriers (LNG, hydrogen, ammonia, electricity), some of which are produced on site, will require integrated management of energy resources from various points of view:

motion.

These technologies do not currently appear to be particularly mature, and therefore it will be necessary to resort to experimental plants



synergies with long-distance truck refueling stations to increase their use.

It should be noted that in the national and European railway world, due to the implementation of specific directives, operators for the management of passenger and freight rail transport and railway infrastructure managers are separate. This means that the railway company must manage the trains, while the infrastructure manager must provide the "minimum package" for operation, including electricity for traction in the case of catenary power. Currently, the supply of hydrogen in railway applications is not regulated.

In conjunction with the revision of European and national railway regulations to allow the operation of FCH trains, it would be desirable to extend and expand the existing national standards for road vehicle stations to cover specific aspects of railway applications or, alternatively, to envisage specific directives for the railway sector that address, among other things, the issue of interoperability for the hydrogen component.

The 2030 vision calls for hydrogen to be recognized as the primary option for trains on non-electrified routes, with at least 1 in 5 hydrogen-powered trains sold for non-electrified railways.

### **4.3 Maritime transport**

The energy transition requires radical changes to port infrastructure and new methods for providing services related to mobility and maritime transport. The electrification of ports, renewable energy sources, the use of alternative fuels such as hydrogen, and the latest digital technologies can certainly provide the necessary mix of interventions to achieve European and international targets between now and 2050.

It will therefore be essential to be able to build renewable energy plants, exploiting on the one hand terrestrial renewables, but increasingly exploring marine renewables, and therefore those that exploit both ocean currents and wave

Although the technology requires further demonstration and optimization of the FCH components integrated into the trains, greater development and flexibility of fuel cell systems, and significant support for market implementation to increase volumes and reduce costs, the prospects for the use of hydrogen in the railway sector give hope for a ready market well-positioned for this technology, at least as far as non-electrified railway lines are concerned.

Regarding infrastructure, the design of a hydrogen refueling station (HRS) for railway applications, as previously mentioned, offers the advantage of being able to estimate the daily hydrogen demand with a high degree of reliability, given that rail transport is planned and constant with well-defined routes. Furthermore, as already mentioned in the section on heavy vehicles, it is essential to identify significant

Figure 4.20 – Timeline of the “H2iseO Hydrogen Valley” project

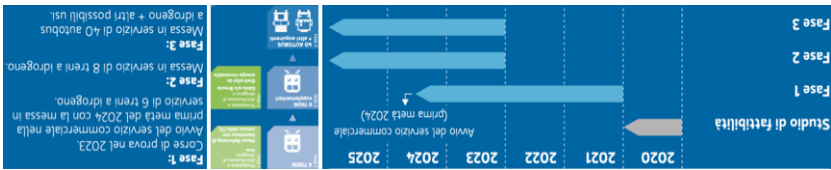
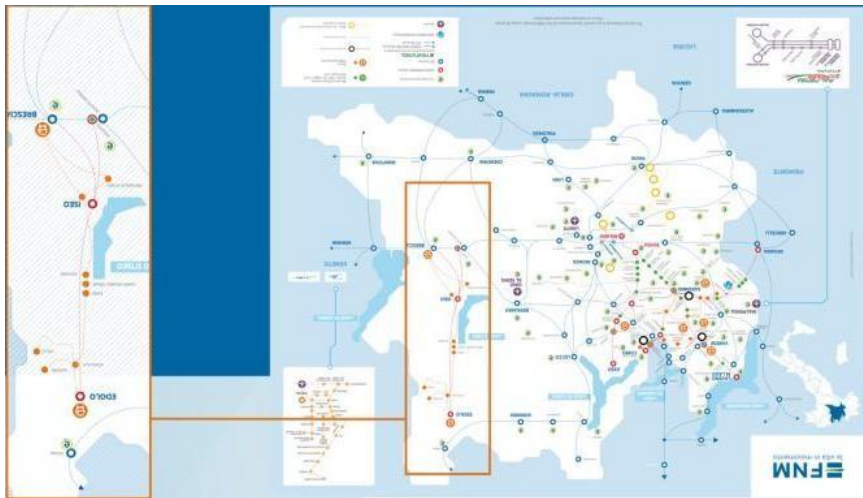


Figure 4.19 – Brescia-Iseo-Edo railway line



within the next twenty years for routes that are difficult to electrify. Use cases based on this technology indicate that the TCO is between 5 and 20% higher than conventional options (depending on the cost of hydrogen).

Alstom was the first company in the world to put a hydrogen passenger train (Coradia iLint) into service in Germany in 2018. The train has since been tested in Austria, the Netherlands, Sweden, and Poland, and purchased by France and Italy.

The contract with Italy, signed at the end of 2020, gives the go-ahead to the “H<sub>2</sub>iseo Hydrogen Valley” project, built in Valcamonica along the non-electrified Brescia-Iseo-Edo railway line by FNM (Ferrovie Nord Milano), Ferrovienord and Trenord (fig. 19). The project is developed in three phases and includes (Figure 4.19) [15]:

- Phase 1: supply by Alstom of 6 hydrogen trains by 2023 and construction of a first hydrogen production, storage and distribution plant in Iseo, with Steam Methane Reforming (SMR) technology starting from biomethane and “CO<sub>2</sub> capture”, with a capacity production of approximately 1,400 kgH<sub>2</sub>/day at the Iseo station. Service to begin within the first six months of 2024;
- Phase 2: Supply of an additional eight hydrogen trains by 2025, completing the conversion of the entire fleet to fully green vehicles. The construction of one or two additional green hydrogen production plants from renewable sources via electrolysis in the Brescia and/or Edolo areas is also planned by 2025, with a capacity of production of approximately 1,400 KgH<sub>2</sub> / day;
- Phase 3: Commissioning of 40 hydrogen buses (FNM Autoservizi) by 2025.

*Table 4.3 –The Italian railway network*

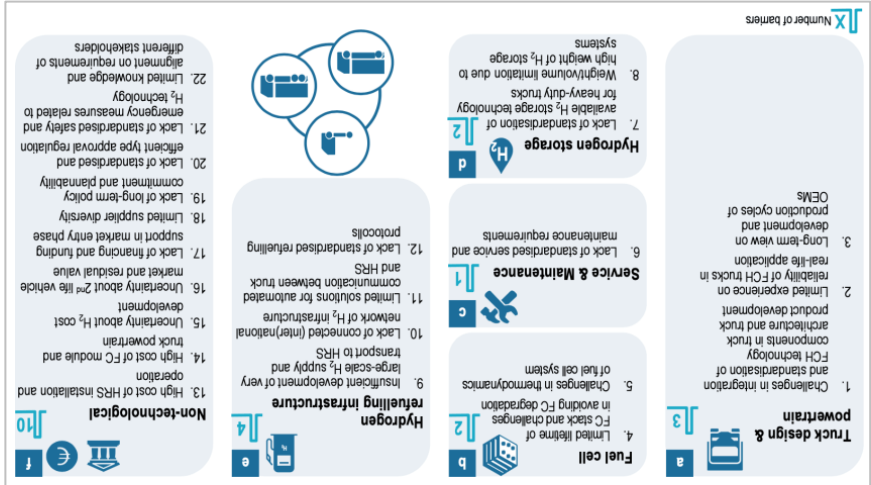
Europe has taken a leading position in the integration and assembly of FCH trains thanks to the innovative work of Alstom and Siemens. Although there is some demonstration activity of passenger trains in Asia and Canada, Europe appears to be at the forefront in this sector, particularly with regard to the integration of fuel cell power systems, the provision of large-scale infrastructure and regulation to enable the use of hydrogen in railways [13]. In fact, for some years now in some European countries (for example Germany, a pioneer in this sector) hydrogen passenger trains have been fully operational and regularly used by travellers. In the United Kingdom and France, some proposals have been made to completely replace diesel trains with hydrogen ones

by renewing diesel units or replacing existing trains with new hydrogen-powered ones. Furthermore, FCH trains could provide viable zero-emission options not only for regional passenger trains but also for shunting locomotives. Therefore, in the next ten years, fuel cell trains could become cost-competitive with diesel trains.

Another favorable element for the railway sector boasts a high level of predictability in consumption, which is highly reliable as it relies on well-defined services. This allows the hydrogen refueling infrastructure to be easily scaled and potentially shared with other types of mobility, making refueling stations multipurpose services with the expected cost reduction.

It is therefore clear that the development of this market can constitute a source of incentive for the production of hydrogen from renewables (Power to Gas, P2G paradigm) and is an opportunity for the development of the entire H<sub>2</sub> supply chain and Fuel Cell technology (components, stacks, systems).

Analysing more closely the situation of the Italian railway network, it emerges that the 27.6% is currently made up of non-electrified lines, consequently served by diesel trains [14]. In particular, of the 16,829 km of railway lines in operation, 4,645 km are not electrified (Table 4.3). Considering that in some regions diesel trains have a high average age and therefore should be replaced in the next few years, it is reasonable to think that the ideal opportunity for conversion to hydrogen could arise by 2030.



## 4.2 Rail transport

The transition in the rail transport sector will be characterized by significant technological developments, with the use of hydrogen playing a key role in achieving decarbonization goals. For example, a fleet of approximately 30 diesel-powered trains emits approximately 22,000 tons of CO<sub>2</sub> into the atmosphere during a year of commercial service, which is entirely avoided by a train powered by green hydrogen.

Hydrogen trains are considered by many studies and scenarios to be extremely competitive, especially for currently non-electrified railway lines, particularly in the local transport sector (excluding high-speed and freight services due to the high power involved). In some cases, since the cost of electrification may not justify the distances and frequency of the service, the use of hydrogen trains is even considered a more economically competitive solution, showing a TCO (Total Cost of Ownership) lower than or similar to electrification and the use of diesel-electric trains.

Hydrogen is therefore seen as a key enabling technology for the decarbonization of rail transport, as it can provide the most cost-effective solution for some lines still operated with diesel trains, either

Figure 4.17 outlines the main barriers to the application of fuel cell technology in heavy-duty vehicles.

Industrial-scale production, affordable green hydrogen prices, and the construction of hydrogen refueling infrastructure are considered key. Even more important would be achieving a high sales share in the early 2030s and 2040s to phase out most diesel trucks by 2050.

Given the above reasons, the European fuel cell truck market is accelerating, and the first ten long-haul fuel cell trucks are already in operation in Switzerland. If Italy were to follow a similar path, a penetration of at least 2% of fuel cell long-haul trucks could be expected by 2030, out of a total national fleet of approximately 200,000 vehicles.

However, realizing this market potential will depend on building a financial and regulatory system that can simultaneously support all stakeholders: truck operators and logistics users, truck OEMs, technology providers, fuel suppliers, and infrastructure.

In particular, and it is necessary to create a dedicated network with dozens of hydrogen refueling stations, giving priority to strategic areas for heavy-duty transport (for example, those near internal terminals and along routes typically travelled by long-haul trucks).

More specifically, to ensure adequate cross-border connectivity in the EU and to support the 60,000 hydrogen trucks officially planned to be on EU roads by 2030, refueling stations must be installed at least every 150 km along the Trans-European Transport Network (TEN-T).

Furthermore, synergies between the Trans-European Transport Networks (TEN-T) and the Trans-European Energy Networks (TEN-E) should be further explored to create a direct link between the fuel source, the optimisation of the production, use and transport of large quantities of hydrogen and the increase in hydrogen demand for the transport sector through the development of the hydrogen infrastructure network.



approximately 17% of fuel cell trucks sold in 2030 (approximately 59,500 units).

Figure 4.16 compares alternative propulsion technology options for the HDT sector, namely hydrogen-powered vehicles (FCH), battery electric vehicles (BEV), low-carbon fuels, and e-fuels. For a comprehensive overview of the state-of-the-art technology, the comparison considers three main indicators:

- Technology Readiness Level (TRL) of each technology identified on a scale from concept to full commercial use;
- Availability of refueling and charging infrastructure;
- Potential reduction of emissions from tank-to-wheel (TtW)

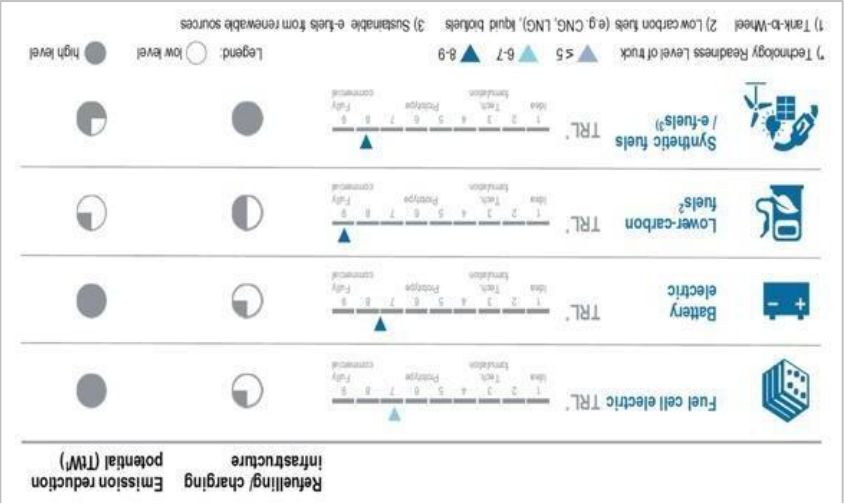


Figure 4.16 – Comparison of propulsion system technologies for HDT [11]

From a TCO perspective, heavy trucks have the potential to become cost-competitive as early as 2027-30 if production volumes increase rapidly. The prerequisites are:

- large-scale production of FC trucks

- a hydrogen cost of less than 6 EUR/kg.

Starting from these assumptions, we arrive at a potential sale of

developing a Total Cost of Ownership (TCO) analysis. The comparison showed that FCH applications present a very promising zero-emission alternative for long-haul operations due to their high operational flexibility and relatively short refueling times.

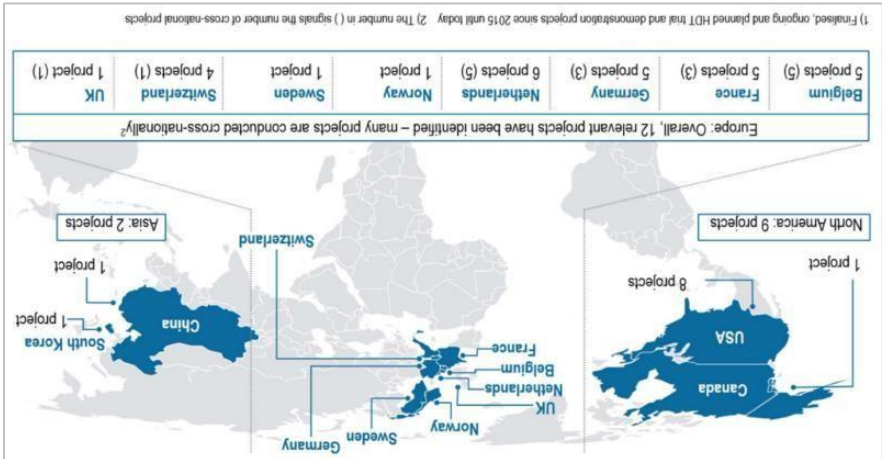
- less charging time needed for batteries since the charging that takes place on board by the Fuel Cell system ensures that the batteries do not discharge completely at the end of service;
- more affordable costs compared to the Total FC configuration (without batteries) due to the use of a small-sized fuel cell system and therefore less expensive;
- less hydrogen to store on board and less weight (compared to the all-Fuel Cell configuration) due to the smaller size of the FC system to be powered;
- times required to refuel with hydrogen comparable to those required to refuel with traditional fuels.

For the reasons stated above, the range extender configuration currently appears to be the most economically feasible, making the final product more competitive than a purely electric (battery-only) or fully fuel cell configuration, which has higher costs for market launch.

From a technical point of view, the hybrid solution allows you to take advantage of the benefits of both technologies (batteries and FC), allowing the batteries to be used to track the load (faster and more responsive to variations in power demand) and dedicating the Fuel Cell system to covering the fixed load (thus avoiding dynamic stresses that reduce its life).

The average consumption of a heavy vehicle is approximately 0.075-0.1 kgH<sub>2</sub>/km (7.5-10 kgH<sub>2</sub> every 100 km). Assuming a storage pressure on board the vehicle of 700 bar, with capacity With 60-80 kg tanks, ranges vary between 600 and 800 km.

A recent study by the FCH JU [11] provides a comparison of alternative propulsion technologies for heavy-duty trucks (HDTs), analyzing the state-of-the-art technology and



From theFrom a purely technological point of view, the hybrid propulsion system configuration, called RANGE EXTENDER (batteries and fuel cells/Fuel Cell-FC), is the most widely adopted for long-range vehicles (extra-urban buses and trucks) and for vehicles managed in fleets such as urban buses and/or vehicles used for sharing (car-sharing services, car-pooling).

The advantages of the range extender configuration are many and concern not only the technical aspects but also the economic ones.

First, the ability to extend battery range allows for vehicles that can guarantee long ranges without having to endure lengthy battery charging times. This, in addition to temporarily rendering the vehicle inoperable, also requires replacing the vehicle being charged with another capable of performing the intended service. This becomes crucial for fleet management, as it would require a larger fleet and therefore a greater financial investment. Specifically, trucks are often used for two consecutive shifts by two different drivers; for this type of application, waiting for battery-powered vehicles to recharge is not operationally feasible.

Other significant advantages of the range extender architecture are:



It is also possible to evaluate the amount of hydrogen needed to power FCEVs (Table 4.4), considering the production of green hydrogen and blue hydrogen.

*Table 4.4 - Hydrogen to be produced to power FCEVs – Electricity consumption for the production of green and blue hydrogen*

### **Heavy vehicles (trucks, buses, commercial vehicles)**

Trucks, vans, buses and minibuses are responsible for around a quarter (25%) of CO<sub>2</sub> eq emissions from road transport and around 6% of all emissions at European level.

To achieve the 2030 and 2050 targets, Original Equipment Manufacturers (OEMs) are starting to invest in alternative engines, for a progressive transition from diesel fuels, now mostly used by heavy

vehicles, to fuels with lower carbon emissions (hydrogen, biofuels, biomethane, etc.), electric motors, or LNG. Driving consumer choice in this sector is not only cost competitiveness (i.e. Total Cost of Ownership - TCO) but also technical parameters (such as refueling time). For example, the TCO of fuel cell trucks and currently uncompetitive compared to other low-carbon alternatives, its improved

underestimated compared to the real data. As a further and important step, based on the declared consumption and the forecast of Battery Electric Vehicles (BEV) and Fuel Cell Electric Vehicles (FCEV) units, as a function of the segment and the year (2030/2040/2050), assuming an average mileage of 12,000 km/year, it is possible to estimate the annual electricity requirement [TWh/year] for their power supply, for the different short-term (2030), medium-term (2040) and long-term (2050) scenarios, with the relative increase in energy requirement necessary with respect to electricity production in 2021 in Italy, as reported in Table 4.3.

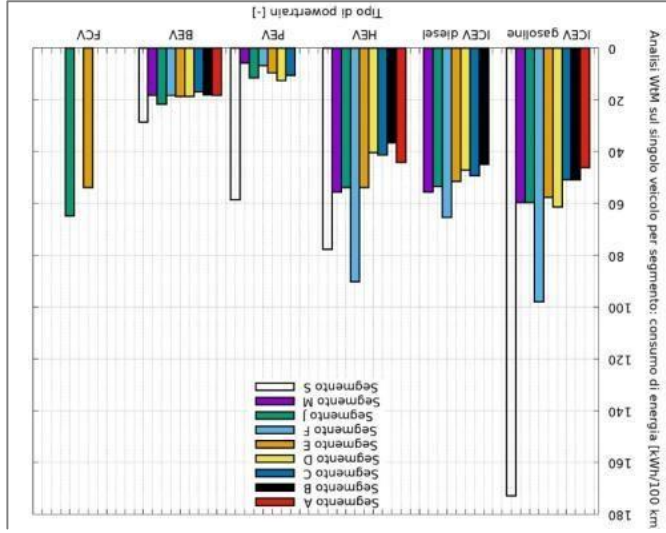


Figure 4.14  
WtW analysis on single vehicle by engine and segment type –  
Average consumption  
calculated on the WLTP cycle – The value zero indicates no data available [9]

Table 4.3 – Annual electricity consumption in different time scenarios for powering BEVs and FCEVs (green hydrogen) – Percentage increase in electricity production compared to Italian national production in 2021



charge the battery during the homologation test, resulting in an energy expenditure that is

engines, possibly hybrid or plug-in, battery-electric, and hydrogen-electric propulsion systems. Energy expenditure is expressed in terms of [kWh/100 km] and according to a Well-to-Whell (WtW) balance, thus taking into account the passive energy expenditures required for the extraction or production of energy or the energy carrier, for energy transport, for on-board energy storage, and for the final conversion of energy into mechanical work at the wheels. Also taking into account the high efficiency, for fossil fuels it is reasonable to consider the energy expenditures required for energy transport and for on-board fuel energy storage to be negligible, as these fuel sources are mostly stored in liquid form. The situation is different for the transport and storage of electricity on board the vehicle in the battery, for which both grid losses and battery charging efficiency must be considered. With regard to hydrogen, however, the energy costs per unit of mass required for its production and on-board storage, considered in gaseous form, are not negligible. This study considered both the production of green hydrogen, i.e., through the electrolysis of water using energy from renewable sources, with a view to achieving zero-emission production, and the production of blue hydrogen, produced through steam reforming using natural gas and subsequent capture of the emitted CO<sub>2</sub>. The technological process for producing green hydrogen involves an average energy cost more than double (ranging between 45 and 60 kWh/kgH<sub>2</sub>) compared to the production of blue hydrogen (estimated at 15-20 kWh/kgH<sub>2</sub>). Furthermore, for hydrogen, it is necessary to consider the significant energy costs for its storage in gaseous form (at 350 or 700 bar in the on-board tank of the vehicle considered in this analysis) due to its very low density and therefore volumetric energy density at atmospheric pressure.

Given the consumption declared for each reference vehicle in the segment by the manufacturers (and assumed to be valid for all scenarios), Figure 4.13 shows the results of the WtW analysis [8] which report, for each individual propulsion technology and each individual car segment, the total energy required to travel 100 km, evaluated using the WLTP homologation cycle as a reference. It should be noted that for Plug-In vehicles (PHEV and PEV) these consumption data do not take into account the energy required to

Table 4.2 - Number of vehicles by type of propulsion system and year

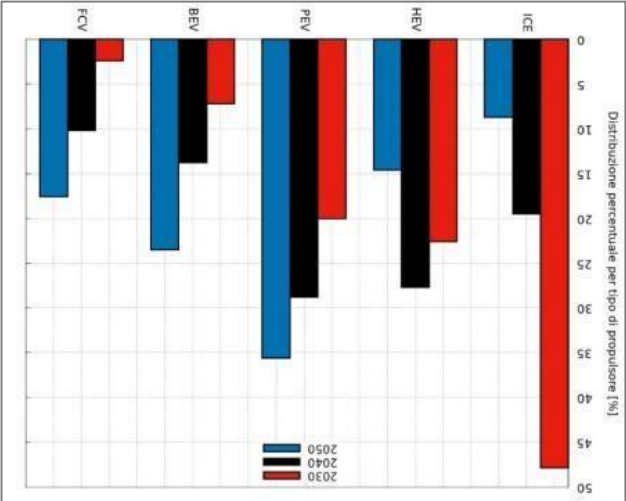


Figure 4.12  
Forecast of the percentage distribution of passenger vehicles in Italy by engine type up to 2050 [9]

Based on the information and estimated profiling of the car fleet in circulation in Italy based on the time horizon (short, medium, and long term) and the type of propulsion system, it is possible to compare the energy consumption of propulsion systems with internal combustion

It was then assumed that the percentage distribution of cars among the different segments found in the European market in 2022 was considered valid for Italy, as shown in Figure 4.11 [6]. This distribution was also maintained in the three time horizons (2030, 2040 and 2050) despite some uncertainty about the future penetration of propulsion systems, in particular BEVs and FCEVs, among the different segments and the possible variable constituted by new forms of mobility and private vehicle ownership (for example: rental, car sharing, etc.).

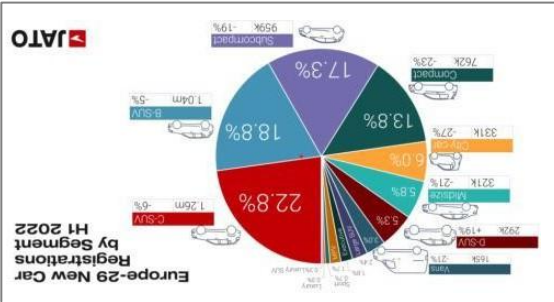


Figure 4.11 – Distribution of car segments in the European market [6]

Table 4.2 shows the cumulative data relating to the number of vehicles belonging to the aforementioned segments and Figure 4.12 shows the forecast of the percentage distribution of vehicles, where the term ICE refers to a traditional vehicle equipped only with a thermal engine and powered by petrol. This forecast was obtained using the ETS algorithm, which extrapolates the statistical data obtained in the reference years (and available in [7]), i.e. in the 2010-2020 time frame (as reported in [9]). It is noted that there will be a forecast reduction in ICEVs with a progressive increase in PHEVs, BEVs and FCEVs following the regulatory provisions linked to the Fit for 55 package and the related ban on the marketing of new vehicles with internal combustion engines starting in 2035. In the scenario based on the current regulatory provisions of the European Parliament and Council referred to in Chapter 2, the forecast indicates that HEVs will represent an important intermediate stage until 2040, to then be gradually replaced by PHEVs (also indicated with the acronym PEV in the graphs and tables), BEVs and FCEVs (also indicated with the acronym FCEV in the graphs and tables).



The market penetration forecasts based on the type of propulsion system, starting from the data available in [7], have been translated into a distribution forecast divided by car segment according to the European classification:

- A – City cars, e.g.: Fiat 500
- B – Small cars, eg: Renault Clio
- C – Medium cars, eg: Volkswagen Golf
- D – Large cars, eg: BMW 3-Series
- E – Executive cars, eg: Audi A6
- F – Luxury cars, eg: Mercedes S-Class
- J – Sport Utility Vehicles (SUV), eg: Volkswagen Tiguan
- M - Multi Purpose Vehicles (MPV), eg: Renault Scénic
- S - Sports coupes, eg: Porsche 911

commercial vehicles will allow for the demonstration of hydrogen's wider application, paving the way for the deployment of infrastructure that will subsequently benefit smaller vehicles.

## Cars

In developing short-term (2030), medium-term (2040) and long-term (2050) passenger car scenarios, it is absolutely necessary, for the purposes of evaluating additional electricity demands in Italy, to attempt to carry out a forecast estimate of the impact of the energy transition towards carbon neutral systems.

The analysis was limited to the car sector, for which it is possible to rely on more homogeneous estimates between the different research centres (although with the degrees of uncertainty that are certainly present) of the market penetration in 2030, 2040 and 2050 of propulsion technologies (Figure 4.9) [2], grouped by macro-typology in (Figure 4.10): ICE, HEV, BEV, PHEV, BEV, FCEV.

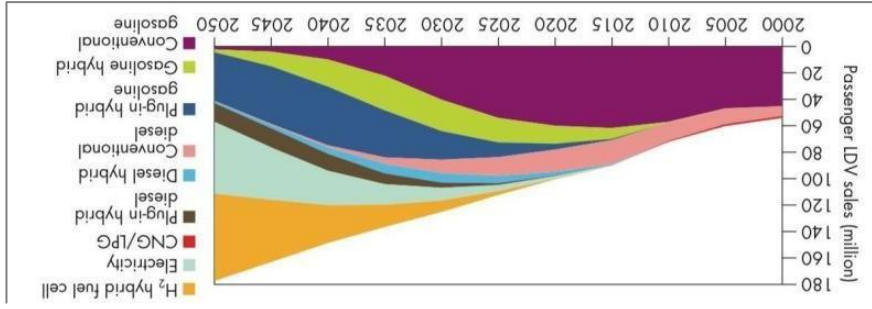


Figure 4.9 - Market penetration forecast for various types of propulsion system and energy vector [2]

evolving with the growing acceptance that cars may not be the most effective or economical route, at least initially, while trucks, buses, and other

		2019					2020				
		Nord-Ovest					Nord-Ovest				
		21,6	3,6	2,6	56,9	15,2	31,7	4,3	2,8	54,0	7,2
		17,6	5,9	2,0	65,6	9,0	24,1	8,4	2,0	61,0	4,5
		18,7	2,9	3,8	62,6	12,1	27,4	2,5	4,0	59,2	6,9
		23,3	1,9	2,3	64,9	7,5	30,7	1,6	2,4	61,9	3,4
		Mezzi pubblici					Mezzi pubblici				
		Auto					Auto				
		Moto <th colspan="5">Moto</th>					Moto				
		Bicicletta <th colspan="5">Bicicletta</th>					Bicicletta				
		Piedi <th colspan="5">Piedi</th>					Piedi				

Figure 4.7 - % distribution of trips by mode of transport used and territorial districts [5]

Source: Isfort, "Audimob" Observatory on the mobility of Italians

While the range of electric vehicles (battery-only) is sustainable in the context of urban mobility or light vehicles with a mission profile defined in terms of consumption, range and time, it is no longer so if we consider vehicles used over long distances, i.e. heavy goods vehicles, buses, commercial vehicles, etc. In this case, the mission profiles require the coverage of ranges exceeding 200 km with the well-known difficulties related to batteries and charging times (Figure 4.8).

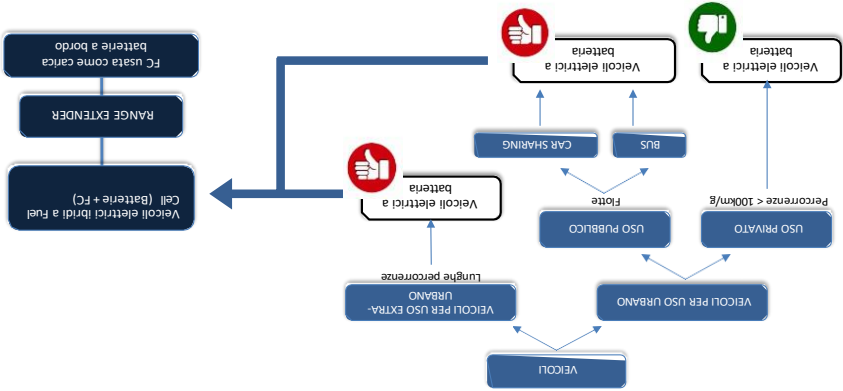


Figure 4.8 – Approach methods to hybrid electric mobility

As a result, hydrogen deployment in the mobility market is



automotive sector, of vehicles powered by the technologies previously identified for the energy transition.

For short-range missions, i.e., ranges under 100-200 km/day, battery- electric propulsion is identified as the most suitable option for powering light and urban transport, especially if government incentives are available to partially absorb the costs, at least until they decrease as a result of market share growth. According to the 2030 National Integrated Energy and Climate Plan (PNIEC), Italy is expected to reach 6 million electric cars by 2030.

Cars used for private urban use are often used for the typical home-work-home commute, which involves several hours of parking during which the vehicles, if they were electric, could be recharged, restoring full battery autonomy.

Figures 4.6 and 4.7 show the percentage distribution of passengers per kilometer by transportation mode and by geographical area. The predominant use of cars is evident, and this increased from 2019 to 2020, likely due to the Covid-19 pandemic, which, due to fears of contagion, led to the use of private vehicles over public transport.

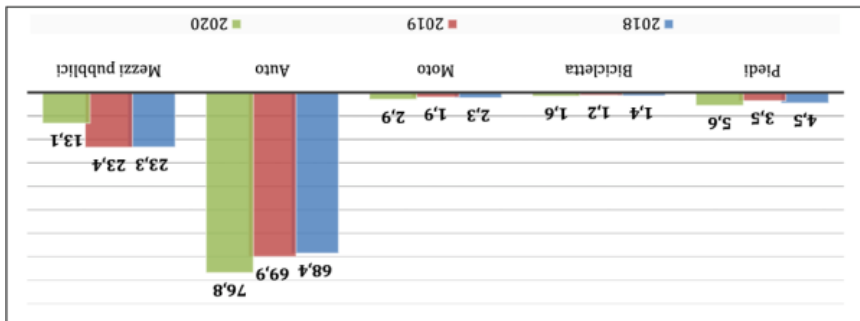


Figure 4.6 - % distribution of passengers per km according to the transport mode used [5]

Source: Isfort, "Audimob" Observatory on the mobility of Italians



Based on the expected development of innovative technologies, it is possible to make forecasts of the

least expensive propulsion medium. currently the most technologically advanced, reliable, and the consideration that the internal combustion engine is hybrid or plug-in hybrid powertrains. This also stems from considering the use of synthetic fuel-powered engines in range commercial vehicles but also in passenger cars, internal combustion engines not only for applications in long- clearly paves the way for the need to continue research on Germany and supported by Italy, among other countries, This openness, stemming from an amendment presented by technology a priori.

55% objectives without precluding or excluding any by climate-neutral fuels, i.e., capable of meeting the Fit for marketing of internal combustion-powered vehicles powered that provides for the possibility of considering the general reached in July 2022 among European environment ministers that, within the European Council, an agreement was already the feasibility of the legislative targets. It is also worth noting review of the "evolution of technologies" by 2026 to assess that the European Commission has established a mid- term combustion engines on the EU market. It should also be noted longer be possible to place cars or vans with internal that, as previously mentioned, starting in 2035, it will no gas (CO<sub>2</sub>eq) emissions from vehicles by 2035. This means package, have introduced a 100% reduction in greenhouse EU regulatory guidelines, through the so-called Fit for 55%

Figure 4.5 - National CO<sub>2</sub> eq emissions in 2019 by vehicle category [3]



4.1 Road transport

In 2019 the transport sector and was responsible for 25.2% of total national CO<sub>2</sub> eq emissions in Italy, and 92.6% of emissions came from road transport (Figure 4.4).



Figure 4.4 - National CO<sub>2</sub> eq emissions in 2019 and CO<sub>2</sub> eq emissions from the transport sector [3]

These data are indicative of how road transport (passengers and goods) remains the main mode of transport in Italy. From a elaboration by the Observatory on Sustainable Mobility on the basis of Eurostat data, it was found that in 2015 in Italy 116,820 Mt of goods per km were transported by road, rising to 133,265 Mt in 2020, with an increase of 14.1%, higher than the average recorded in the same period in the European Union, which was 11.7% [4].

Looking at CO<sub>2</sub> eq emissions for each road vehicle category in 2019 (Figure 4.5), it is clear that the largest percentage is due to passenger cars (68.7%), followed by heavy commercial vehicles (15.4%) and light commercial vehicles (10%). Hence the need to incentivize public (bus, tram, etc.) and shared (car/bike/scooter-sharing) passenger transport modes, as well as to strengthen intermodality.

blending and the direct use of low-carbon fuels (biofuels and hydrogen-based fuels). These changes require significant action to stimulate infrastructure investment and incentivize consumer adoption.

It can be predicted today that by 2040, electricity will become the dominant fuel in the sector. Road transport, especially for short- distance transport (urban vehicles), Hydrogen-powered vehicles (FCEVs) are favored for long-distance transport (freight vehicles, buses, etc.). As for aviation and shipping, where the possibilities for using electricity and hydrogen are more limited, an increasingly biofuel-based use is expected after 2030.

Based on the forecasts outlined by the various scenarios and energy strategies developed so far, it is possible to identify the factors that will influence the progress of the decarbonisation process in mobility, which are essentially two:

- 1) the autonomy required by the mission of using the means of transport and
- 2) technological maturity, which is also closely linked to the availability of infrastructure (charging stations for electric vehicles and hydrogen refueling stations).

It follows that, depending on the area being considered and the specific application, the technical solutions will be different and sometimes complementary.

The following will be briefly discussed below:

- Road transport
  - Cars
  - Heavy vehicles
- Rail transport
- Maritime transport
- Air transport.

shift to fuel

Following the overview above, we will now focus on the transport sector, analyzing the current situation and evaluating possible projections for 2030-2040-2050 in the various sectors.

As previously mentioned, means of transport react differently to the decarbonisation process depending on their technological maturity, which varies significantly from one sector to another.

CO<sub>2</sub> eq emissions from two- and three-wheeled vehicles will almost cease by 2040, followed by cars, vans and railways.

Emissions from heavy-duty vehicles, shipping and aviation will decrease by an average of 6% per year between 2020 and 2050, but overall will still amount to more than 0.5 Gt CO<sub>2</sub> eq in 2050. This reflects the fact that many of the technologies needed to reduce CO<sub>2</sub> eq emissions from long-distance transport are currently under development and will not begin to gain a foothold in the market until the next decade (Figure 4.3).

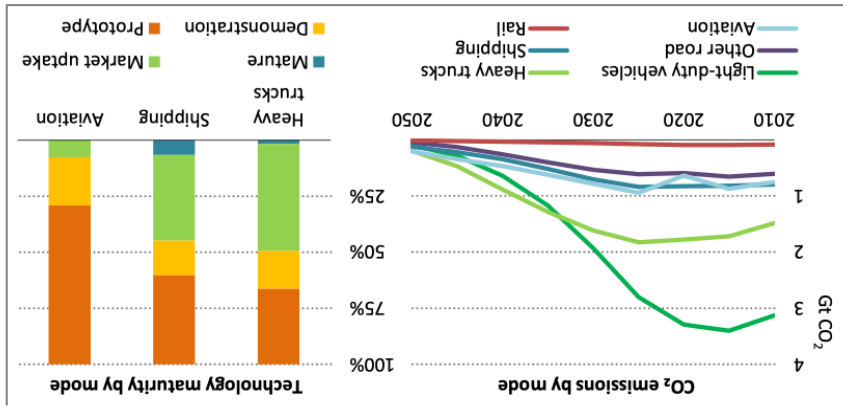
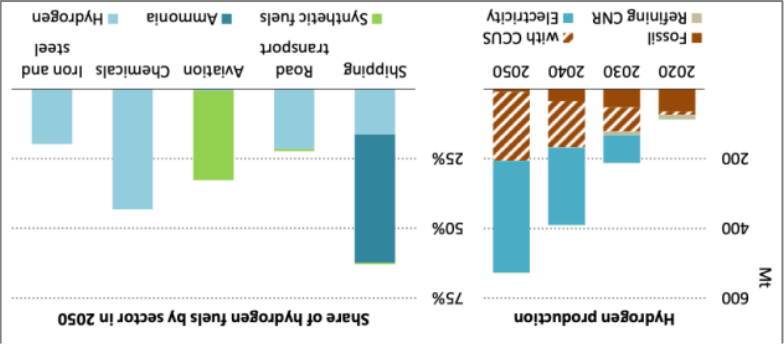


Figure 4.3

Global CO<sub>2</sub> eq emissions from transport and CO<sub>2</sub> eq reductions to 2050 by technology readiness in the NZE scenario [2]

Decarbonizing the transport sector essentially depends on two major technological transitions: the shift to electric mobility (electric vehicles [EVs] and fuel cell electric vehicles [FCEVs]) and the

- 17-20% will be used in gas-fired power plants to balance growing electricity generation from solar PV and wind and to provide seasonal storage.



*Figure 3.2 Global hydrogen production by fuel and hydrogen demand by sector in the NZE[2]*

According to the above forecasts, the average costs of hydrogen production will be:

- 1-2 USD/kg in 2050 from natural gas with CCUS;
- 1.5-3.5 USD/kg in 2030, 1-2.5 USD/kg in 2050 from electrolysis and renewables.

An alternative to production could be represented by importing, although transporting hydrogen over long distances is difficult and expensive due to its low energy density and can add to its production price about 1-USD 3/kg. This means that, depending on each country's circumstances, producing hydrogen domestically may be cheaper than importing it.



Hydrogen is uniquely positioned to contribute to national environmental goals and safer and more reliable energy production, especially when produced from renewable energy sources through electrolysis. Italy's ecological transition also relies on the spread of green hydrogen, so much so that the National Recovery and Resilience Plan (NRRP) is investing €3.6 billion in the hydrogen supply chain.

In particular, hydrogen can play a dual role for the country: in the long term, until 2050, it can support the decarbonisation effort together with other low-carbon technologies, especially in "hard-to-abate" sectors (such as energy-intensive production processes or aviation); in the short term, until 2030, hydrogen will become progressively competitive in selected applications (such as chemistry, mobility), oil refining), enabling the development of a national hydrogen ecosystem, which is necessary to fully exploit its long-term potential.

The "hydrogen valleys", ecosystems that include both the production and consumption of hydrogen, could represent areas for the diffusion of hydrogen by 2030, preparing possible applications in various sectors" [1].

To enable planning and change, it is essential to define short-term milestones to achieve long-term objectives while facilitating an orderly transition. Figure 4.1 outlines the main milestones of the IEA's "Net Zero Emissions by 2050" (NZE) strategy to achieve the 2050 carbon neutrality goals.

In the past, hydrogen use in the energy sector was primarily related to oil refining and the production of ammonia and methanol. In 2020, global hydrogen demand was approximately 90 Mt, produced primarily from fossil fuels and emitting nearly 900 Mt of CO<sub>2</sub> eq. In the NZE scenario, hydrogen demand will increase almost sixfold, up to 530 Mt in 2050, of which:

- 50% will be used in heavy industry (steel and chemical production) and in the transport sector;
- 30% will be converted into other hydrogen-based fuels (ammonia for shipping and electricity generation, synthetic kerosene for aviation, and synthetic methane blended into gas networks);

systems, lighting, heating, and refrigeration. Only later can it become the fuel for aircraft propulsion through direct combustion or by powering a fuel cell.

project, implemented in Valcamonica along the non-electrified Brescia- Iseo-Edolo railway line by FNM (Ferrovie Nord Milano), Ferroviennord, and Trenord. The project envisions the commissioning of 14 hydrogen trains and 40 hydrogen buses by 2025. For trains, the design of a hydrogen refueling station offers the advantage of being able to estimate with a high degree of reliability the hydrogen demand to be supplied daily, given that rail transport is planned and continuous with well-defined routes. It is therefore clear that hydrogen trains are an effective and fairly competitive option that could lead to a concrete and widespread reality by 2050.

The energy transition in maritime transport requires radical changes to port infrastructure and new service delivery methods. As previously mentioned, the technological maturity of alternative energy solutions in this sector has not yet reached competitive levels. Medium-term prospects see hydrogen-based synthetic fuels (e-fuels) as the main opportunity for decarbonization, while the use of hydrogen in ports can rationally be considered a long-term intervention, which, however, requires planning through a gradual introduction policy. By 2050, ammonia will become competitive with fossil fuels, and hydrogen will only be used if, in the meantime, it is supported by effective, specific regulations capable of simplifying 1) the construction of refueling infrastructure in ports and 2) its use on board ships.

In air transport, one decarbonization option is offsetting emissions with carbon-negative activities. However, the most concrete solutions currently available for aviation are the use of sustainable aviation fuel (SAF) and hydrogen. While SAF may be a short-term solution, hydrogen-powered aircraft represent a longer-term response. Airports, like ports, can also be viewed as ecosystems where energy is efficiently produced, stored, distributed, and used. Airports are thus becoming hubs or hydrogen valleys where hydrogen, even before being used to power aircraft, can power a range of ground services, thus reducing their environmental impact. Even onboard aircraft, hydrogen can initially be used to power auxiliary systems such as flight systems, cockpit communications

launched the "H2iseO Hydrogen Valley"

system; 2) technological maturity, which is also closely linked to the availability of infrastructure (electric vehicle charging stations and hydrogen refueling stations).

Regarding road transport, a distinction must be made between small vehicles (passenger cars and light commercial vehicles) and heavy-duty vehicles. Until 2030, battery-powered electric vehicles (FCEVs) are expected to be the leading technology for small vehicles, while hydrogen-powered electric vehicles (FCEVs) are expected to become competitive for use on off-road vehicles (forklifts, forklifts, and cranes), as well as for use on agricultural and mining vehicles. By 2040, thanks to the greater range afforded by hydrogen and the shorter refueling times compared to those required for battery charging, hydrogen-powered electric vehicles (FCEVs) are expected to become more competitive and become more widespread in the passenger car and light commercial vehicle sectors. Finally, by 2050, hydrogen-powered electric vehicles (FCEVs) will reach a level of competitiveness that will challenge the role of batteries in the long-distance passenger car and light truck segments.

It should be noted that, although electric mobility (battery or fuel cell vehicles) will be the predominant mode, the recent openings of the European Commission in March 2023 towards e-fuels, if translated into regulatory acts, could allow the maintenance of internal combustion engines in some sectors of passenger cars and light commercial vehicles.

Trucks, vans, buses, and minibuses have been shown to be a transport segment perfectly compatible with hydrogen mobility. It is conceivable that the trials currently underway will lay the foundations for long-range hydrogen-powered heavy-duty vehicles to become valid alternatives to other fuels (diesel, LNG, electric) by 2040 and reach 40% of annual sales by 2050.

In rail transport, hydrogen trains are considered extremely competitive by many studies and scenarios, especially for currently non-electrified railway lines. In some cases, since the cost of electrification may not justify the distances and frequency of service, the use of hydrogen trains is even considered a more economically competitive solution. At the end of 2020, Alstom

that will influence the progress of the decarbonization process in mobility: 1) the range required by the vehicle's intended use and the frequency of on-board energy recharging in relation to the capacity of the storage

sectors. New propulsion systems and low-emission fuels, combined with behavioral changes and the introduction of more sustainable forms of freight transport, will therefore help reduce carbon dioxide emissions in long-distance road transport. However, in the air and maritime transport sectors, reducing CO<sub>2</sub> emissions is much more complex and challenging, and it is estimated that atmospheric CO<sub>2</sub> emissions in 2050 could still remain at around 330 Mt/year.

These projections reflect the fact that transport vehicles, depending on their mission profile, react very differently to the decarbonisation process depending on their technological maturity and that many of the technologies needed to reduce CO<sub>2</sub> emissions in long-distance transport are currently under development and will not begin to gain a foothold on the market before the next decade.

The decarbonization of transport therefore essentially depends on two major technological transitions: the shift to electric mobility (electric vehicles [EVs] and fuel cell hybrid electric vehicles [FCEVs]) and the shift to the use of low-carbon fuel blends and fuels (biofuels, hydrogen, and hydrogen-based synthetic fuels (e-fuels)). For these technologies to take hold, significant support measures are required to stimulate infrastructure investments and incentivize their adoption by consumers and end users in general, promoting a reduction in vehicle ownership costs.

It is currently predicted that by 2040, electricity will become the dominant energy carrier in road transport, especially for short-distance transport (urban vehicles). Hydrogen-powered electric vehicles (FCEVs) are favored for long-distance transport (freight vehicles, buses, etc.). In the air transport and long-distance maritime transport sectors, where the potential for using electricity and hydrogen is more limited and challenging for typical mission profiles, an increasingly concentrated application impact of technologies based on the use of biofuels and/or synthetic fuels is expected after 2030.

Based on the above, it is possible to identify the main factors

emissions by 2030 and a 90% reduction by 2050 in these transport



Key milestones on the path to the 2050 “zero emissions” goal[2]

According to IEA forecasts, by 2035, almost all cars sold globally will be electric, and by 2050, almost all trucks sold will be fuel cell or electric. The European regulatory framework that has emerged since the approval of the Fit for 55 environmental policy package, outlined in Chapter 2 above, is in line with IEA strategies (Table 4.1).

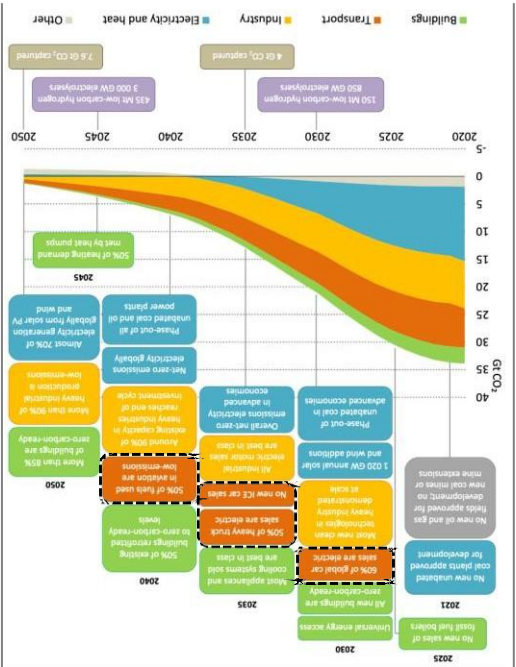


Figure 4.1

Projection of electricity consumption in the transport sector [2]

Table 4.1

Sector	2020	2030	2050
Share of electricity in total final consumption			
Transport			
Share of electric vehicles in stock: cars	1%	20%	86%
two/three-wheelers	26%	54%	100%
bus	2%	23%	79%
vans	0%	22%	84%
heavy trucks	0%	8%	59%
Annual battery demand for electric vehicles (TWh)	0.16	6.6	14

This framework is expected to lead to a 20% reduction in CO2

#### 4. Future prospects for the ecological transition in the transport sector

Future prospects for the ecological transition in the transport sector focus heavily on the spread of electric mobility and the ever-increasing use of hydrogen.

The main objectives of the IEA (International Energy Agency) strategy “Net Zero Emissions by 2050” (NZE) to achieve the 2050 carbon neutrality targets are that [2]:

- **2030:** 60% of cars sold will have to be electric
- **2035:** 50% of vehicles sold for heavy transport (trucks and buses) will have to be electric and cars with thermal propulsion (i.e. with internal combustion engines) will no longer have to be sold.
- **2040:** 50% of the fuels used for air transport must be low-emission.

The key milestones for electrification projected from 2020 to 2050 are linked to these objectives and are summarised, for the transport sector, in Figure 4.1.

34. Available *online: [https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Energia%20nel%20settore%20Trasporti%202005-2021.pdf](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Energia%20nel%20settore%20Trasporti%202005-2021.pdf)*
35. Available *in: [https://ec.europa.eu/eurostat/statisticsexplained/index.php?title=Rene\\_wable\\_energy\\_statistics#of\\_renewable\\_energy\\_used\\_in\\_transport\\_activities\\_in\\_2020](https://ec.europa.eu/eurostat/statisticsexplained/index.php?title=Rene_wable_energy_statistics#of_renewable_energy_used_in_transport_activities_in_2020)*
36. Available *online: [https://www.mase.gov.it/sites/default/files/archivio/pniec\\_finale\\_17012020.pdf](https://www.mase.gov.it/sites/default/files/archivio/pniec_finale_17012020.pdf)*

sustainable-is-your- car/

29. Italian Biogas Consortium (CIB), Elettricità Futura (EF) and MOTUS -E, coordinator Zaghi A., "The Vectors

energy for sustainable mobility: state of the art and employment prospects", October 2021

30. Available online: <https://www.terna.it/it/sistema-ele>

31. Available online: [http://documenti.camera.it/leg18/dossier/testi/ES062.htm?\\_1645283377520](http://documenti.camera.it/leg18/dossier/testi/ES062.htm?_1645283377520)

32. Available online: [https://download.terna.it/terna/Documento\\_Descrizione\\_Scenari\\_2022\\_8da74044f6ee28d.pdf](https://download.terna.it/terna/Documento_Descrizione_Scenari_2022_8da74044f6ee28d.pdf)

33. MIMS, "Sustainable Mobility and Logistics: Analysis and Strategic Directions for the Future", 2022

15. Available online: <https://electrek.co/2019/11/26/electric-ferry-longest-range-saves-tons-co2/>
16. Available online: <https://insideevs.com/news/428001/world-fastest-all-electric-rygerelektra-ferry/>
17. Available online: <https://h2.live/en>
18. Available online: <https://www.mdpj.com/2075-1702/10/12/1121>
19. Available online: <https://www.opel.ie/about-opel-opel-news/1705-opel-vivaro-e-hydrogen-offers-zero-emissions-up-to-400km-r.html>
20. Available online: <https://www.citroen.it/inondo-citroen/news/jumpy-hydrogen.html>
21. Available online: [https://www.h2it.it/wp-content/uploads/2019/12/Piano-Nazionale\\_Mobilita-Idrogeno\\_integrale\\_2019\\_FINAL.pdf](https://www.h2it.it/wp-content/uploads/2019/12/Piano-Nazionale_Mobilita-Idrogeno_integrale_2019_FINAL.pdf)
22. GSE Eurostat Ministry of Infrastructure and Sustainable Mobility, MIMS, 'Decarbonizing Transport: Scientific Evidence and Policy Proposals', 2022
23. Gnadt et al. (2019), Technical and environmental assessment of all-electric 180-passenger commercial aircraft
24. Available online: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544221019009>
25. Available online: [https://download.terna.it/terna/Evoluzione\\_Rinnovabile\\_8d940b10dc3be39.pdf](https://download.terna.it/terna/Evoluzione_Rinnovabile_8d940b10dc3be39.pdf)
26. Grahm M. et al., 'Review of electrofuel feasibility—cost and environmental impact', *Prog. Energy* 4 032010, 2022
27. Schmidt P. et al, 'Power-to-Liquids as Renewable Fuel Option for Aviation: A Review' *Chem. Ing. Tech.* 90, No. 1–2, 127–140, 2018
28. Available online: <https://www.greenncap.com/press-releases/lca-how->

## Online and bibliographic references

1. Available online
2. Paffumi et al., 'Alternative utility factor versus the SAE J2841 standard method for PHEV and BEV applications, 2018
3. Available online: [https://www.toyota.it/content/dam/toyota/nmsc/italy/gamm/a/pdf/scheda-tecnica/MIRAI\\_Scheda\\_tecnica.pdf](https://www.toyota.it/content/dam/toyota/nmsc/italy/gamm/a/pdf/scheda-tecnica/MIRAI_Scheda_tecnica.pdf)
4. Available online: <https://press.siemens.com/global/en/feature/en/feature/en/highway-solutions-electrified-road-freight-transport>
5. Available online: <https://electreon.com/projects>
6. Available online: <https://insideevs.it/reviews/606672/fiat-500-elettrica-cabrio-video>
7. Available online: [https://www.tesla.com/it\\_it](https://www.tesla.com/it_it)
8. Available online: <https://www.dacia.it/gamma/spring/autonomia-ricarica.html>
9. Available online: <https://insideevs.it/news/612841/peugeot-e208-2023-autonomia-potenza/>
10. Available online: <https://www.volkswagen.it/it/modelli/id3.html>
11. Ministry of Infrastructure and Sustainable Mobility, MIMS, 'Decarbonizing Transport: Scientific Evidence and Policy Proposals', 2022
12. Available online: <https://www.nikolamotor.com/tre-bev/>
13. Available online: [https://www.volvotruckcenter.it/vtc/it-trucks/electric-its/trucks.html?gclid=EAIaIQobChMIWvsZef\\_gIVIOFRCh2i-A6qEAAAYASASAAEgIHdPD\\_BwE](https://www.volvotruckcenter.it/vtc/it-trucks/electric-its/trucks.html?gclid=EAIaIQobChMIWvsZef_gIVIOFRCh2i-A6qEAAAYASASAAEgIHdPD_BwE)
14. Available online: <https://www.scania.com/it/en/home/scania-electric-solutions.html?cid=sep->

Summary and final elements

With regard to the technologies available for the energy transition, the following points of attention can be highlighted:

- The choice of propulsion technology is closely linked to the sector of application and the mission profile of the vehicle and must be based on elements based on the contribution of decarbonisation, energy efficiency and technological neutrality;

Due to the emissions reduction targets, and the related timetables, resulting from the various measures issued under the Fit for 55 package, in the motor vehicle and light commercial vehicle sector, battery-powered electric vehicles represent the primary transition and decarbonisation technology for achieving them;

For the longer distances typical of heavy road transport, several scenarios and areas of focus remain open (high-power charging points, highway electrification, battery swaps, hydrogen, biofuels, or zero-carbon synthetic fuels) that require a convergence of European policies;

In long- and very long-distance transport in the maritime and aeronautical fields, where electrification is not applicable due to the impossibility of suitable charging frequencies, propulsion technologies based on hydrogen, biofuels, liquefied natural gas or synthetic fuels may be of interest;

To accelerate the transition, it is necessary to support the implementation of the identified technologies with adequate infrastructure, both with reference to the energy vector electricity and the energy vector hydrogen (or other alternative fuel);

With reference to hydrogen, it should be remembered that its production requires electricity (which, in order to achieve decarbonization, must come from renewable sources) and that the distribution and refueling infrastructure is practically non-existent in Italy;

With reference to the electrification of transport in its broadest sense, while considering the fact that the penetration of new electric or hydrogen-powered vehicles will occur gradually, it is appropriate to foresee that the Italian and European electricity grids are able to adapt from now on, guaranteeing not only electricity dispatching and electric vehicle charging facilities distributed throughout the country but also adequate net installed and available power, possibly deriving from renewable plants;

It is believed necessary to pay attention to any critical issues arising from dependence on a single technology and the resulting supply risks, in terms of costs and availability, of both energy and raw materials if they are not available, or not sufficiently available, within the national territory or in European Union countries (as the recent pandemic and the recent Ukrainian crisis have demonstrated);

Based on the previous point, excluding cases related to specific applications (ships and aircraft that travel long distances without the possibility of frequent refuelling/electric recharging), the choice of technologies based on hydrogen or synthetic fuels cannot be evaluated by taking as a reference point only the efficiency and (possible) local pollutant emissions resulting from the application;

The European Commission's move in March 2023 toward the use of zero-carbon synthetic fuels and hydrogen in thermal engines must be carefully considered and thoroughly analyzed with targeted energy analyses, given the above-mentioned potential role these energy carriers can play as one of the solutions for renewable energy storage and as a strategic element of technological diversification.

Figure 3.11 - Consumption and percentages of energy from renewable sources detected and estimated in road transport (ktep) [7]

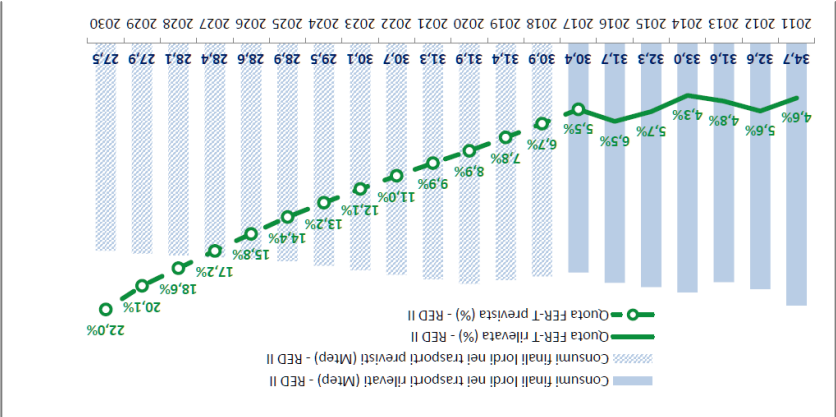




Figure 3.10 - Contribution to the reduction of final energy consumption (Mtoe) by 2030 [7]

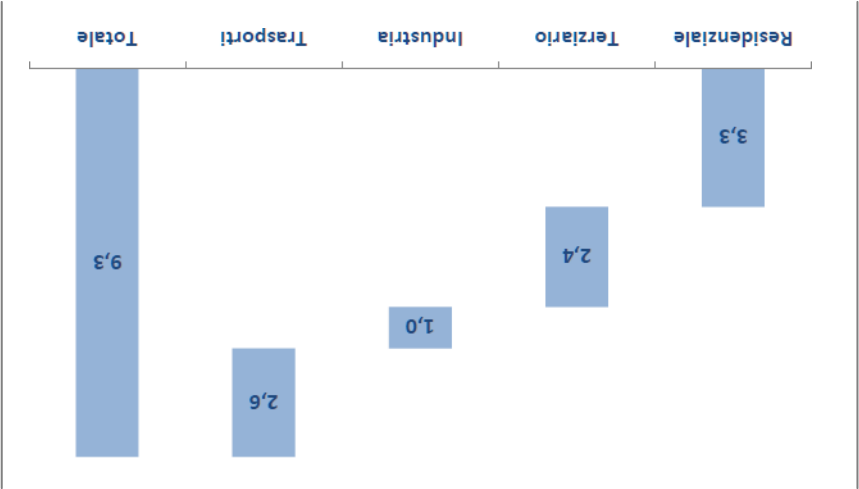
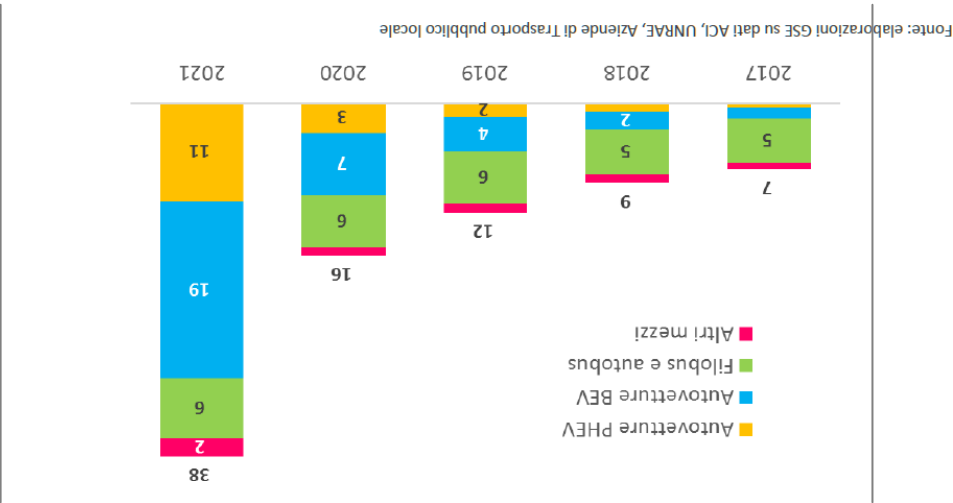


Figure 3.8- Electricity consumption in road transport (ktp) [5]



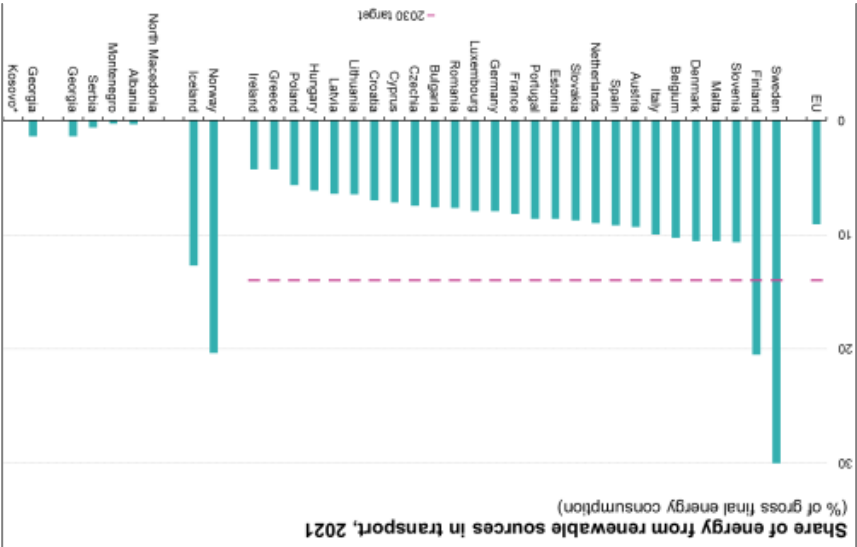


Figure 3.7 - Share of energy from renewable sources (RES) in the transport sector in the EU [6]

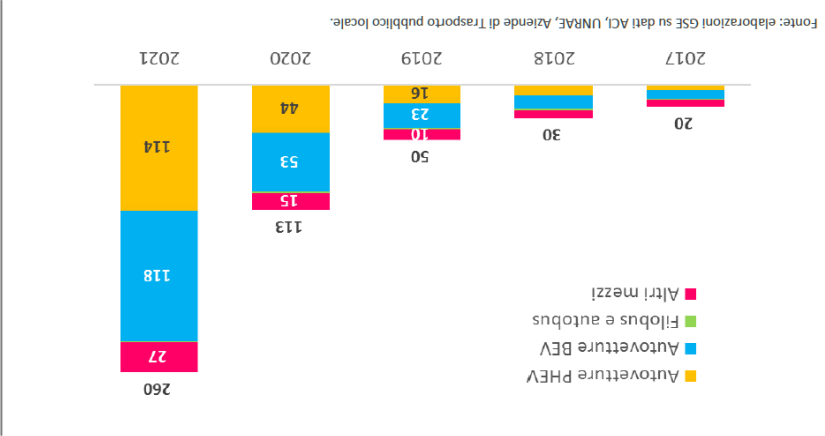


Figure 3.9 - Number of vehicles circulating in Italy (thousands) [5]

Figure 3.6: Percentage composition of total energy consumption at national level in transport in the Member States of the European Union [5]

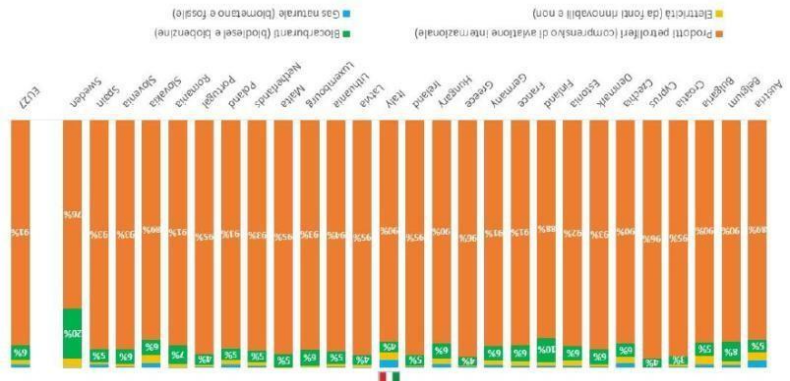
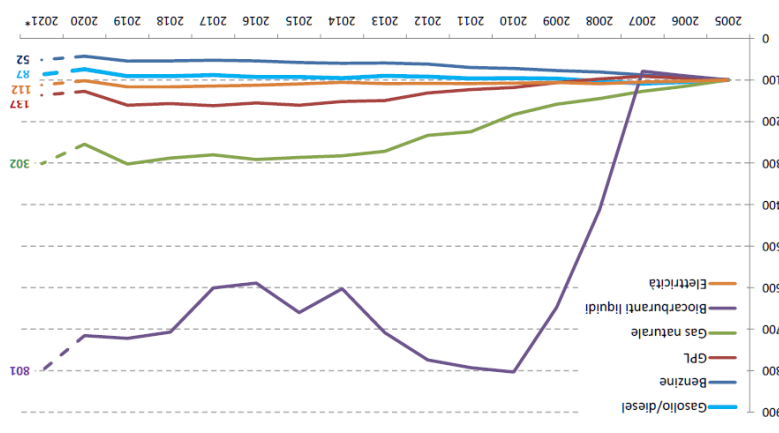
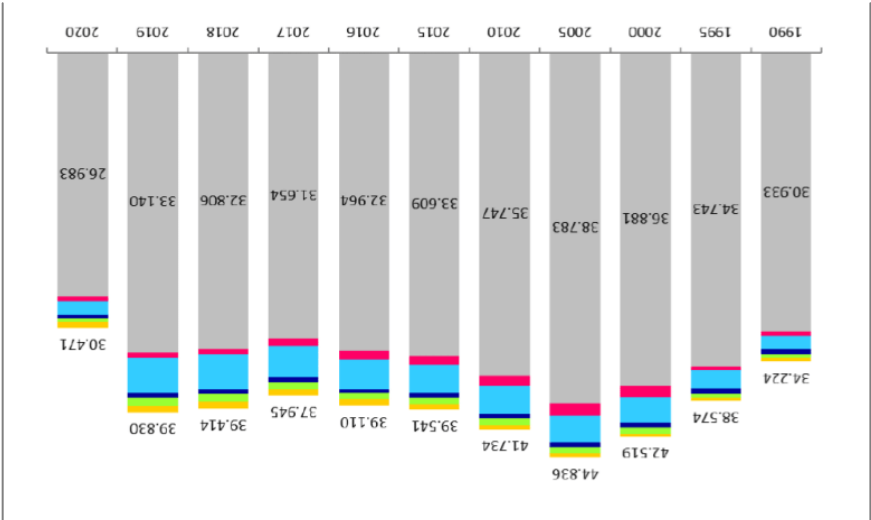


Figure 3.5: Trend in the contribution of energy sources in the transport sector in Italy [5]  
Conventional reference assumed to be 100 in the year 2005 for each energy source.



in the period 1990-2020 in Italy [5]

*Figure 3.4*  
*Trend in the contribution of individual transport sectors to energy consumption*



It is very complex to forecast medium- and long-term trends in energy demand in the transport sector due to the many factors that will determine it, starting with both economic and mobility incentive policies. As previously outlined, the national perspectives for contributing to decarbonisation and to achieving the 2030 objectives set by the Clean Energy for all Europeans Package are set out in the programmatic document called the National Integrated Energy and Climate Plan (PNIEC). Pending the update expected in 2023, the current version (2020) of the Italian PNIEC includes a minimum energy efficiency target through a reduction in energy consumption of at least 50.98 Mtoe in the period 2021-2030 (corresponding to approximately 9.25 Mtoe of annual savings), broken down by sector (Figure 3.4) and for which the transport sector is expected to contribute 2.6 Mtoe [7].

The Italian PNIEC currently in force also foresees, with specific reference to the transport sector, a share of sectoral renewable energy equal to 22% in 2030, significantly higher than the 14% foreseen by RED II, as shown in Figure 3.10 [7].

road transport has more than quintupled, reaching, in 2021, over 38 ktce (around 440 GWh) (Figure 3.6).

With reference to the contribution of primary energy sources to meeting demand in the transport sector, the GSE analysis [5] indicates that in the period 2005-2021 there was a progressive contraction in the consumption of petroleum products (-11.4 Mtoe, for a variation of - 26%) thanks also to the efficiency of vehicles. Among fossil fuels, an increase in the consumption of liquefied petroleum gas (+37%) and natural gas (+202%, thanks also to the significant contribution of biomethane. With reference to overall electricity consumption (railways, electric vehicles, trams, subways, etc.) an increase of 12% is recorded. In Figure 3.2 these variations are reported assuming a conventional reference equal to 100 (100%) in the year 2005 for each energy source.

As can be seen in Figure 3.6, almost all Member States, with the exception of Sweden, had a contribution from petroleum products equal to or greater than 90% in 2020 [5]. Figure 3.7 (source Eurostat [6]) shows the distribution of the share of energy from renewable sources (RES) in the transport sector in Europe: in 2020 this share stood at around 10%, reaching the sector target (set at 10% for 2020). In 2004 this contribution stood at 1.6%, while in 2015 it was still limited to 6%. In 2023, the target was set to reach a share of 24% through the diffusion of electric vehicles, advanced biofuels and renewable biofuels.

Considering the importance of the transport sector in achieving the sustainability objectives promoted by Fit for 55, it becomes particularly useful to evaluate the composition of the electric vehicle fleet in Italy in 2021. According to the analysis carried out by the GSE [5], the growth rates of the sector between 2020 and 2021 were decidedly significant and recorded a maximum of 260% for PHEV cars. In 2021, the Italian circulating fleet included 260,000 electric vehicles (BEVs, plug-in hybrids, motorcycles, trucks, trolleybuses and buses), mainly BEVs (45%) and PHEVs (44%) [5]. Electric motorcycles and trucks constituted 10% of the total, while trolleybuses and buses 0.5% (Figure 3.5) [5]. The associated electricity consumption [5] represented only 2% of the total, but it is the one that is recording the most significant growth rates: in fact, in the last 5 years the electricity consumption in

compatible with the pandemic emergency. This trend, decidedly detrimental to the sustainability of transport, appears not to have yet been fully reversed as of October 2022.

total demand. Conventional thermal generation is expected to decline further compared to 2030.

The installation of electrolyzers is also planned, which will allow the system's excess electricity production (overgeneration) to be exploited to produce green hydrogen. Electrolyzers are another common element in all scenarios. By 2040, the capacity required for electrolyzers is expected to vary between a maximum of approximately 12 GW and a minimum of 5 GW, depending on the scenario considered.

Furthermore, in all scenarios considered, both for 2030 and 2040, an increase in imported energy is expected compared to 2019 (38.1 TWh, against the 49.0 – 53.7 TWh expected in the future, depending on the scenario considered), with Italy remaining a net importer from neighboring countries.

With specific reference to energy demand in the transport sector, Figure 3.1 shows the trend in the contribution of individual transport sectors to Italian energy consumption from 1990 to 2020. THEGSE analysis [5], obtained by re-elaborating data from different databases, shows that in 2021 national energy consumption in the transport sector is equal to approximately 35.5 Mtoe and concentrates 31% of the country's total energy consumption.

In a more general framework, a 2020 study by the Ministry of Infrastructure and Sustainable Mobility MIMS[4] shows that Italians' demand for mobility has undergone significant changes over the last five years. Indeed, the analysis of mobility habits has highlighted changes determined both by the pandemic period and by changes in work methods (smart working). Light vehicle traffic on the road network (ANAS and Autostrade) underwent a significant reduction of over 80% during the first lockdown period (March-April 2020). This reduction has tended to decrease (with the exception of subsequent waves of increased infections in 2020 and 2021) to values close to pre-pandemic levels in the second quarter of 2022. Collective transport appears to have suffered a significant contraction in favor of individual road transport,



Transition scenario is constructed coherently with the PNIEC and the NT Italia scenario,..., however considering a distribution of the RES more aligned with the connection requests received by Terna.

**With reference to 2030**Renewable energy generation (hydro, wind, photovoltaic, bioenergy, and geothermal) in the FF55 scenario is estimated at 239 TWh, reaching a share of approximately 65% of total electricity demand from renewable energy sources (RES), while in the LT scenario it is estimated at a lower value of 56%. This represents an increase of 127 TWh in RES generation compared to the values recorded in 2019. This translates into the installation of nearly 102 GW of solar and wind plants by 2030 to achieve policy objectives. Natural gas-fired electricity generation will drop from the current 138 TWh to 75 TWh (-46%), while coal-fired generation will be completely absent, as projected by the PNIEC. In this scenario, solar will dominate among renewable sources, representing approximately 40% of RES generation power), and utility-scale storage with a high energy-to-power ratio (pumped hydroelectric storage, electrochemical storage, and chemical storage). Total energy storage needs by 2030 are estimated at 95 GWh. In this scenario of increasing renewables, where increasing storage capacity becomes crucial, the role of hydrogen and, more generally, synthetic fuels (e-fuels) cannot be ignored, even in a complex production context requiring thorough assessment of every aspect.

**With reference to 2040**,The continued growth of RES will peak in the DE-IT scenario (156 GW total), slightly lower in the GA-IT scenario (140 GW), and minimally in the LT scenario (104 GW). Solar will be the leading technology in all scenarios. In 2040, the estimated share of renewable generation in the DE-IT and GA-IT scenarios will cover 77% and 76% of total demand, respectively. In the LT scenario, however, the share of electricity produced from renewable sources is expected to be slightly lower in 2040, reaching approximately 63% of

- a scenario for 2030 and 2040, called Late Transition (LT), which foresees the achievement of the European targets with a delay of several years (5-10 years). As described in [3], the Late
- technology to achieve decarbonization objectives, albeit with a more marginal role.

generation (photovoltaic equal to 22.6 GW, wind equal to 11.3 GW, hydroelectric equal to 19.2 GW). The maximum power required by the national electricity system was 55,016 MW (alternatively "approximately 55 GW"), recorded in July, a decrease of 0.3% compared to 2020. Finally, approximately 75,000 storage systems were in operation (+90% compared to 2020) for a total nominal active power of 407.1 MW.

With reference to the trend of electricity production in the next few years in Italy up to 2030 and up to 2040, despite the complexity of the estimate, Snam and Terna have developed three different types of scenarios [3]:

- a scenario for 2030, based on the Fit for 55 (FF55). As described in [3] 'the Fit-For-55 (FF55) scenario with a 2030 horizon plays a particular role for the electricity system, not only because it targets the policy objectives for 2030 but above all because it hypothesizes an efficient mix of investments in network infrastructures, renewable sources, storage and new digital technologies compatible with the main technical, economic and administrative constraints that could otherwise prevent its implementation in such a short timeframe';

- Two scenarios for 2040, both based on the Fit for 55 model, aim to achieve Net Zero by 2050. In the first, Global Ambition Italia (GA-IT), the objectives are achieved through consumption reduction, the development of renewable energy, and the use of Carbon Capture and Storage (CCS). In the second, Distributed Energy Italia (DE-IT), a greater penetration of electricity is assumed, resulting in the need for a greater quantity of non-programmable renewable sources, electrical storage, and electrolyzers, which will help limit overgeneration. This scenario also uses CCS

With reference to installed capacity, the gross efficient capacity was 119.8 GW, of which 48.4% (58 GW) consisted of renewable energy

between wind, photovoltaic, geothermal, and bioenergy. hydroelectric power plants, while the remaining 24.6% was split 41% came from renewable sources. Of this, 16.4% came from thermoelectric power plants using non-renewable sources, while In 2021, 59.0% of the electricity produced in Italy came from

of the requirement was covered by net imports from abroad, domestic production for a value of 277 TWh. The remaining share compared to the previous year and 86.6% of it was met by electricity was equal to 319.9 TWh, with an increase of 6.2% According to Terna data [1], in 2021 the total demand for

it is essential to first present the Italian electricity energy balance. Since electricity is the energy carrier underlying the powering of electric vehicles and the production of synthetic fuels and hydrogen,

### **3.3 Quantitative and qualitative variation over time in energy requirements in transport**

The achievement of the 2030 scenarios, which currently characterize the objectives of most planning documents at both European and national levels, will need to be constantly monitored, also with the aim of progressively directing industrial production and users towards a global shift in perspective, with an increasingly integrated approach to sustainability.

While this contribution stood at 1.6% in 2004, it was still limited to 6% in 2015. By 2023, the European Union has set a goal of reaching a 24% share through the spread of electric vehicles, advanced biofuels, and renewable biofuels. Looking ahead, in accordance with the 2030 Agenda climate plan, the European Union has established a 2.2% share of advanced biofuels in total current consumption, while the target for non-biological renewable fuels is 2.6%.

Focusing on the transport sector, the share of energy coming from renewable sources stood at 10.2% in 2020, reaching the sector target (set at 10%).

more than doubled in the Union countries between 2004 (9.6%) and 2020 (22.1%).

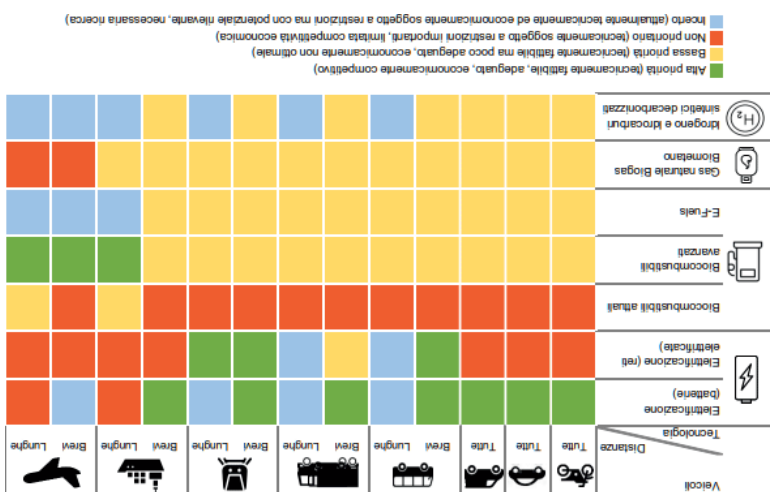
As can be seen from the discussion thus far, there has not yet been a significant shift in the transportation sector's fuel systems, which are almost entirely based on petroleum products, as reported in the statistics in the previous paragraphs. Among those described, biofuels are the main exceptions, while there is still a modest shift towards the use of resources derived from renewable sources (through the powering of electric vehicles from the electricity grid).

The gradual penetration of renewable energy resources into the national energy landscape, which has seen a significant increase, especially in the last three years, is mainly attributable to the effects of renewable energy incentive policies.

According to data provided by Eurostat and already reported in another chapter, Italy is among the Member States that have exceeded the 2020 target for electricity generation from renewable sources with a percentage of 20.4% against an assigned target of 17% (see Annex 1 of EU Directive 2018/2001).

In fact, Eurostat notes that the share of renewable energy

Table 3.5: Comparative synopsis of the priority of the different solutions driving forces in the energy transition in transport [1]



Despite the uncertainty due to the numerous factors at play, some forecasts of evolution remain. Specifically, the following diagrams show scenarios for the correlation between demand trends and technological developments, with reference to the main alternative fuel systems through 2030, as well as forecasts for gross final consumption by sector, again assuming 2030 as the horizon year for the estimates (Figure 3.3).

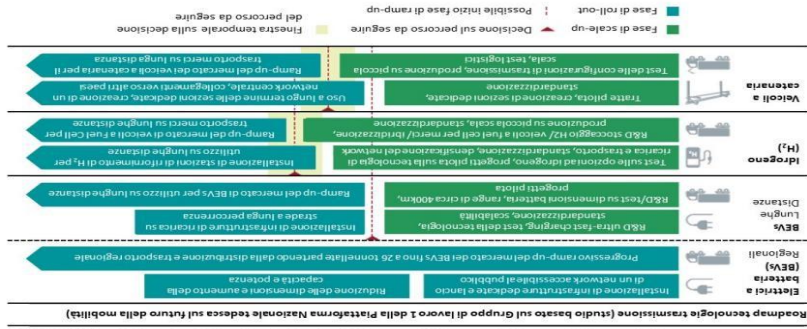


Figure 3.3  
Source: Decarbonising transport – MIMS 2022 [1]

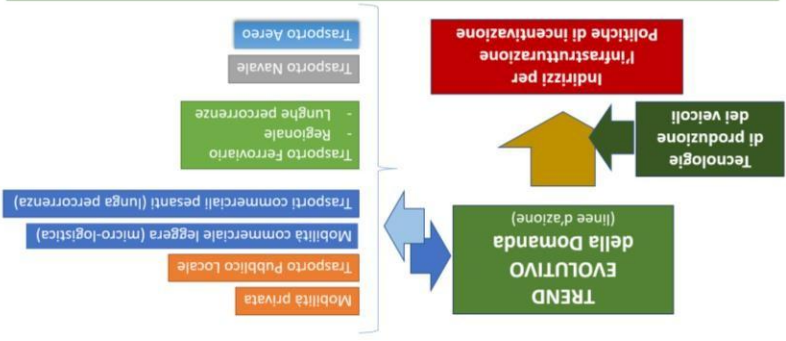
It is also considered appropriate to report in Table 3.5 the conclusions on the different priorities for the implementation of decarbonisation technologies for propulsion in the different sectors contained in the document of the Ministry of Infrastructure and Sustainable Mobility MIMS of 2022 [1], which was reached by weighing the degree of achievement of the European Union's decarbonisation objectives and the degree of development of the technologies with respect to the individual sector:

**3.2.4. Technology implementation prospects**

The ISFORT study from October 2022, incorporated into the drafting of the text "Sustainable Mobility and Logistics: Analysis and Strategic Directions for the Future" by the MIT, revealed that Italians' mobility demand has undergone significant changes over the past five years. The analysis of mobility habits, in fact, highlighted changes driven both by the pandemic period and by changes in work delivery methods (smart working). Light vehicle traffic on the road network underwent a significant reduction during the first lockdown (March-April 2020), in the order of 80-85%, and has now virtually disappeared. Within this context, however, collective transport appears to have suffered a significant decline in favor of individual road transport.

From this perspective, it is very complex to make medium- and long-term forecasts.

The following diagram (Figure 3.2) briefly illustrates how the process of diversion towards the use of alternative vehicle propulsion technologies is closely related to aspects related to the infrastructure for distribution, as well as to the reconversion of the industrial system in relation to the production of the vehicles themselves.



*Figure 3.2 Characteristic elements of the process of diversion towards alternative technologies in transport*



## D. Environmental Impact

Focusing on the environmental impact resulting from the use of these technologies, it can certainly be stated that, during the energy transition towards electricity generation entirely from carbon-neutral and renewable sources, the environmental impact depends on the type of primary source (renewable or fossil) from which electricity and hydrogen are produced, not to mention the environmental impact resulting from other life cycle processes (for example, the extraction of elements for battery production) or the implementation methods of a technology. As mentioned previously, for example, in Italy only about 40% of electricity comes from RES (Renewable Energy Sources). Hydrogen production is almost exclusively based on fossil fuels (approximately 95% of hydrogen is produced through steam reforming of methane), resulting in a significant environmental impact as well as high costs and significant energy losses for transportation and distribution. From an environmental point of view, it can be concluded that the market penetration of new BEV, PHEV and FCEV vehicles will contribute to the improvement of the environmental impact and to decarbonisation the higher the market shares of these vehicles and the higher the percentage of electricity produced from renewable sources [2].

## E. Technological neutrality

To effectively pursue the aforementioned objectives of reducing greenhouse gas emissions, it is appropriate that all possible technologies, at least in the analysis phase, be considered without any a priori exclusions. This is both to provide a variety of solutions, avoiding dangerous dependencies resulting from the adoption of a single technology, and to allow each sector to avail itself of the technology best suited to the mission profile and the vehicle specifications that characterize it.

## F. Costs

Careful consideration must be given to the role of costs arising from both the implementation of the support infrastructure and the production, operation, maintenance, and sustainable disposal of each vehicle.

appropriate to further evaluate and investigate the possible role and potential of synthetic fuels in the storage of energy produced from renewable sources.

The increasing use of renewable sources from 2040 will lead to a significant increase in the hours of overproduction of electricity from renewable sources which could:

1. Be stored in electrochemical form in vehicle batteries with Vehicle-2- Grid smart grid technologies based on the interconnection between vehicles and the electricity grid to transfer excess renewable energy shares into the batteries and, if necessary, draw energy from the same shares in order to ensure grid load balancing with respect to instantaneous electricity demand.

2. To be stored in chemical form for the production of alternative energy carriers with zero net CO<sub>2</sub> emissions such as hydrogen and synthetic fuels (e-fuels), which can be used to promote the decarbonisation of industry and transport. The potential of synthetic fuels must be absolutely considered as they are able to accumulate large quantities of energy for long periods and with characteristics of high power and high energy density equal only to those guaranteed by hydro pumping. In this regard, it is worth underlining two points: i) the growth of renewables must be accompanied by an even greater growth rate of storage capacity to compensate for the characteristics of renewable sources of non-programmability of electricity production; ii) already today in Italy there is an overproduction of energy from renewable sources with respect to demand and this overproduction shows an exponential growth trend [4]. Therefore, while it is true that the production of synthetic fuel, including hydrogen, involves high energy costs (i.e. approximately 55 kWh to produce 1 kg of hydrogen from electrolysis and approximately 28 kWh to 32 kWh to produce 1 kg of synthetic gasoline through the Fischer-Tropsch process [5,6]), it must be considered that, in the absence of suitable storage capacity (energy and power), there is a risk of not being able to accumulate renewable energy due to the excess share compared to demand and which cannot be absorbed abroad. It is therefore

significant weight of the hydrogen storage tank due to the required safety standards;

g) The energy required to produce hydrogen (especially 'green hydrogen', i.e. from a renewable source) is high, considering that approximately 50 kWh are needed to produce 1 kg of 'green' hydrogen through electrolysis.

### C.3 Vehicles powered by synthetic fuels (e-fuels)

When using synthetic fuels to power thermal engines or gas turbines, the energy required to produce 1 kg of synthetic fuel is high (28-32 kWh/kg in the case of synthetic gasoline [4,5]). Synthetic fuels are obtained from the combination of hydrogen and carbon. The carbon neutral footprint of these fuels derives from the fact that the carbon comes from carbon dioxide capture processes. It is worth noting that, while it is clear that synthetic fuels represent a promising solution to decarbonization in long- distance transport applications (ships or planes), their use in the road transport sector is very often viewed with disdain due to their intrinsic characteristic of requiring an amount of energy for their production that is deemed incompatible with future production from renewable primary sources.

### C.4. Plug-in hybrid vehicles

In the context of the energy transition, plug-in hybrid vehicles represent, in various transport sectors (road and maritime in particular), an interesting bridging technology that can enable a progressive shift towards the electrification of propulsion, with benefits for the parsimonious use of critical materials and components (in terms of cost and procurement), and the possibility (given the presence of the combustion engine) of allowing the progressive adaptation of the electricity generation and distribution infrastructure and the charging infrastructure.

**DRole in storage capacity to support renewable energy production**

implementation of the distribution and supply infrastructure throughout the national territory;

f) The size and weight of the Fuel Cells are still significant (in the order of 4-5 kg/kWh) to which must be added the equally

- a) For hydrogen to contribute to the decarbonisation of transport, its production must be based on the use of processes (e.g. electrolysis) that use energy produced from renewable sources and that avoid greenhouse gas emissions into the environment;
- b) Fuel cell electric vehicles they have an overall WtW efficiency of the technology in the order of 35%;
- c) Hydrogen, like all gaseous fuels, has a very low volumetric energy density, partially offset by its higher net calorific value (about three times greater than that of a liquid hydrocarbon such as commercial gasoline). Compared to this, 200 kWh (or approximately 6 kg of hydrogen compressed at 700 bar) can currently be stored in a tank weighing 125 kg and with a volume of 260 liters. In the specific case of aviation, it should be emphasized that its high gravimetric energy density would theoretically make it preferable to batteries and the current fuel (kerosene). However, even assuming storage in liquid form (i.e., at -252°C), it is important to remember that, compared to kerosene: i) the effective gravimetric energy density is significantly reduced due to the weight of the required tank; ii) the volumetric energy density is approximately one-third lower, requiring heavier and larger tanks than current ones, with a clear impact on reducing payload;
- d) Specific design of the distribution infrastructure and propulsion systems is required to take into account the specific chemical and physical characteristics of hydrogen (e.g., the embrittlement effects of hydrogen on materials, and the necessary adjustments to be made to seals, and the necessary safety precautions to be taken due to the greater ease with which hydrogen forms flammable mixtures with oxygen and the low ignition energy of such mixtures);
- e) It is necessary to foresee a widespread

C.2 Hydrogen vehicles  
When using hydrogen as a fuel in vehicles equipped with fuel cells or internal combustion engines, the following elements must be considered:

3,500 Wh/kg. The current energy density of batteries also represents one of the major obstacles to the application of battery-based electrification in aviation and maritime transport. Range, in fact, is reduced due to the lower energy density, which forces a compromise between battery storage capacity and weight. This limitation emerges markedly in applications relating to long-distance transport, especially for ships and/or aircraft, and therefore in cases where battery charging cannot occur at the required frequency during the vehicle's mission [2].

(d) dependence of autonomy on the operating thermal conditions of the battery: a temperature that is too low (e.g.  $T < 10^{\circ}\text{C}$ ) determines an increase in internal resistance and consequently a reduction in energy capacity and power output, while a temperature that is too high not only reduces the battery capacity (some studies have recorded a 70% decrease after 500 discharge cycles at  $55^{\circ}\text{C}$ ), but can also lead to combustion, explosion or a leak of toxic gases (e.g.  $\text{CO}$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ) due to the high reactivity of lithium [3];

e) Battery lifespan: How long batteries can maintain their factory specifications remains a major unknown. Batteries tolerate a maximum number of charge (and discharge) cycles, which decreases with frequent charging, especially with high-power charging (i.e., above 50 kW), and if the battery is charged to a level above 85% of its maximum nominal storage capacity.

f) the possibility of sourcing the materials used for batteries, whose current production levels will have to be substantially increased to meet future demand and whose availability could be limited to a few geographical areas outside not only Italy but also the EU, creating potential supply risks or procurement costs.



noted that, due to the higher WtW (Well-to-Wheels) efficiency of electric vehicles compared to vehicles with internal combustion engines, the actual energy density of hydrocarbons is approximately 2,500-

to be applied. Obviously, the costs and investments associated with their introduction should not be overlooked, which can constitute an initial barrier to the technology's diffusion and require targeted incentive policies.

### C.1 Electric Vehicles

The solution based on electrification with battery-powered vehicles (BEVs) is the most competitive in terms of overall energy efficiency, approximately 70-80% when evaluated in a Well-to-Wheels (WtW) analysis, and decarbonization capacity. The latter will be higher the higher the fraction of electricity produced from renewable sources. Furthermore, electrification with battery-powered vehicles is ideally suited to road transport, where battery charging is possible at the required frequency, especially for mobility in urban centers and metropolitan areas.

The application of electric vehicles (BEVs) in the various sectors of large-scale transport is linked, in particular, to:

a) development of electricity generation and transmission infrastructure and charging stations throughout Italy and Europe. When evaluating transport electrification scenarios in Italy and Europe, it is appropriate to accompany electrification with planning aimed at ensuring the availability of not only an adequate annual quantity of electricity but also adequate available electrical power, to avoid imbalances with respect to instantaneous electricity demand;

b) battery charging time, currently very long in relation to autonomy;

c) volumetric and gravimetric energy density of batteries, which are currently much lower than that of liquid hydrocarbons and synthetic fuels. Batteries have gravimetric energy densities ranging from 100 to 250 Wh/kg, compared to the theoretical 11,500 Wh/kg of hydrocarbons (gasoline and diesel). It should be

reasons related to their state of development, including the large-scale availability of supporting infrastructure or raw materials, and for reasons strictly related to the specific sector in which they are expected

gaseous and/or solid polluting emissions during operation. It should be noted that, as will be shown, several key points need to be addressed for the implementation of hydrogen propulsion systems, in all possible forms (FCEVs (zero local emissions) and combustion engines).

The scenario is clearer in the long- and very long-distance transport sector, both in the maritime and aeronautical fields, where direct electrification is not currently applicable nor does it appear to be applicable in the near future. In these sectors, therefore, propulsion technologies based on hydrogen, biofuels, liquefied natural gas or synthetic fuels are considered to be of interest [1].

## **B. Type of energy carrier**

Taking into account the European regulatory framework of the Fit for 55, the energy vectors used to power the propulsion systems of interest for the energy transition can essentially be three, remembering that the production of hydrogen (or synthetic fuels) actually absorbs electrical energy:

1. **Electricity**, for BEV, PHEV and HEV vehicles, taking into account that synthetic fuels (necessary to power the internal combustion engines in HEV and PHEV vehicles with a view to using carbon-neutral and renewable sources) require electricity for their production.
2. **Hydrogen**, for Fuel Cell vehicles and also for HEV or PHEV vehicles in cases where the internal combustion engine is powered by hydrogen.
3. **Synthetic fuels**, in the aviation sector (for applications on aircraft with jet or internal combustion engines) and in the maritime sector (for applications on vessels with internal combustion or hybrid engines) and possibly, if there are regulatory changes, in the road transport sector (for applications on vehicles with internal combustion or hybrid engines).

**C. Maturity and availability of technology**  
Different technologies may be more or less mature, both for

considered in all transport sectors, as can propulsion with a combustion engine powered by hydrogen or synthetic fuel, even if the latter generates

### 3.2.3 Points of attention in the implementation of

**technologies** To better evaluate the possibility of applying the aforementioned technologies to the various transport sectors and the implementation times, it is advisable to consider the following aspects:

#### A. Objectives of the European Union

The scenarios consistent with the Fit for 55 package, the foresee [1] that cars, light vans and buses play a decisive role in electrification through the introduction of BEV and/or FCEV vehicles, whose penetration in road transport will be encouraged as a result of the same emission reduction targets for the sector imposed by the various legislative provisions. With reference to electric vehicles (BEVs), considering the mix of primary sources currently used for electricity generation, which also includes renewable sources (in Italy, the contribution of renewables to total electricity production is approximately 40% of the total), their adoption immediately allows for a reduction in CO<sub>2</sub> emissions. European objectives also require specific support through policies that allow for their gradual and complete market penetration in order to overcome the current barriers constituted by both the inadequacy of the dispatch and charging infrastructure and the high total cost of ownership, now also determined by the low level of penetration of these vehicles in the market..

For the longer distances typical of heavy road transport, from an energy efficiency perspective, the direct electrification (BEV) solution would certainly be attractive, but several scenarios and points of attention remain open regarding both the technology and its impact on the vehicle (weight and size) and, above all, the infrastructural aspect (spread of high-power charging points, electrification of motorways, battery swap stations)) with respect to which a rapid alignment of European policies is required. due to the nature of the mission profiles characterised by long journeys across multiple countries.

It is also clear that fuel cell electric vehicles (FCEVs) can be



use are related to the complexity of the liquefaction/regasification processes and the lack of a widespread distribution network.

### 3.2.2. Technologies

The decarbonization of vehicles, as anticipated, is a necessary step towards reducing and neutralizing carbon dioxide emissions and emissions of gaseous and solid pollutants.

On the basis of European guidelines and policies, in order to proceed with the progressive elimination of the use of fossil fuels as an energy carrier, on the basis of the principle of technological neutrality and the evaluation of carbon dioxide emissions over the entire life cycle of the energy carrier, it can be stated that all the previous technologies are available for the energy transition in transport once the replacement of fossil fuels with synthetic fuels (or possibly with biofuels) in thermal engines or gas turbines. It should be remembered that synthetic fuels are carbon neutral over their life cycle if produced, with carbon capture, using electricity from renewable energy sources.

Table 3.4 provides a comparison of the technologies available for the energy transition.

	Sistema di Propulsione	Vettore Energetico	Batteria	Efficienza energetica nell'applicazione	Emissioni dirette di CO <sub>2</sub> e/o gas serra	Emissioni locali inquinanti
Motore Termico	A combustione	Combustibile (fossile o idrogeno o e-fuel o biocombustibile)	Solo per funzioni ausiliarie	Auto e autocarri: 20-38% circa	Assenti solo con uso di idrogeno	Gasose: presenti Solide: presenti
HEV (hybrid electric vehicle) o MHEV (Mild-Hybrid Electric Vehicle)	A combustione (prevalente) ed elettrico	Combustibile (fossile o idrogeno o e-fuel o biocombustibile)	HEV: Capacità limitata (max 2-3 kWh nelle auto) ed alimentata in fase rigenerativa MHEV: Capacità limitata (max 0,9 kWh nelle auto) ed alimentata in fase rigenerativa	Superiore di un 10% ai valori del motore termico	Assenti solo con uso di idrogeno	Gasose: presenti Solide: presenti
PHEV (Plug-in Hybrid Electric Vehicle)	A combustione (prevalente) ed elettrico	Combustibile (fossile o idrogeno o e-fuel o biocombustibile) e elettricità	Capacità variabile da 15 kWh a centinaia kWh, in funzione del settore, e ricaricabile dalla rete	Superiore di un 20% ai valori del motore termico (in funzione dell'uso)	Assenti solo con uso di idrogeno	Gasose: presenti Solide: presenti
BEV (Battery Electric Vehicle)	Elettrico	Elettricità	Capacità variabile da 50 kWh a 5 MWh kWh in funzione del settore (auto, camion, navi) e ricaricabile dalla rete	70-80%	Assenti	Gasose: assenti Solide: presenti
FCEV (Fuel Cell Electric Vehicle)	Elettrico	Idrogeno	SI Capacità limitata (2-3 kWh nelle auto) ed alimentata solo internamente	50-55% in architetture ibride (combinate a batterie)	Assenti	Gasose: assenti Solide: presenti
Turbo gas	A combustione	Combustibile per aviazione (cherosene) o idrogeno o e-fuel	Solo per funzioni ausiliarie	Circa 38-40%	Assenti solo con uso di idrogeno	Gasose: presenti Solide: presenti

Table 3.4



*Application aspects (advantages and disadvantages).* One of the most significant application aspects is the potential for use across all sectors, with high performance in terms of power and autonomy, and a compact footprint. The major challenges and obstacles to widespread

**LNG-powered vehicles.** LNG is becoming increasingly widespread for road vehicles used for freight transport. At the beginning of 2021, there were approximately 3,000 LNG-powered vehicles in circulation in Italy, out of a total of 20,000 in Europe [8]. Furthermore, according to the same source, the infrastructure network has grown exponentially, going from the first LNG refueling station in 2014 to approximately 100 in operation. A recent simulation model developed by Iveco-CSST and relating to journeys with LNG vehicles has highlighted a potential market for transport with LNG vehicles of approximately 76,000 trips/day (equal to a quarter of the total). Of these, over 50,000 are bidirectional journeys that use a single refueling point, at the beginning of the journey. The "Consultation Document for a National Strategy on LNG" estimates that in 2030, 3.2 million tonnes of LNG and liquefied biomethane will be used for the transport sector.

In programmatic terms, a shift to liquefied biomethane is desirable, through the deployment of bio-LNG vehicles for interurban public transport and especially for heavy goods transport. With regard to public transport, the possibilities of "integrating" production directly from waste sorting and a fleet of vehicles powered by "self-produced" biomethane are extremely interesting. The shift, for certain types of vehicles, could be positively impacted by ad hoc policies such as the application of discounted motorway tolls for "green" heavy goods vehicles (e.g., a 30% discount granted to LNG-powered vehicles on motorways). (A35 and A58).

*Field of application*As already described, the optimal field of use of LNG is essentially that of freight transport, but the Italian maritime industry will also be able to meet the demand for LNG-powered, or "LNG-Ready", ships, which allow for the gradual transition from a "dual-fuel" phase to the exclusive use of LNG, guaranteeing the operational flexibility necessary to allow the economic and financial sustainability of the liquid methane solution also with a view to complying with the emission limits set by the International Maritime Organization (IMO)..

generated by the agricultural sector in the order of 30%.

*Vehicles powered by methane gas (CNG).* Methane fuel is very widespread in the automotive sector and has seen significant development in the period 2010-2019, thanks to government incentive policies, environmental benefits, and the greater availability of new models from car manufacturers. In Italy, these factors [8] have contributed to bringing the methane-powered fleet in circulation to almost one million vehicles even if, for reasons related to vehicle autonomy, the engines are often of the bivalent methane-petrol type.

*Field of application.* A large part of the use of CNG concerns the "alternative" fueling of vehicles already in circulation. Currently, the Italian car fleet, equal to approximately 40 million vehicles, is composed of 32% cars from Euro 0 to Euro 3, and a good 57% are ten or more years old [8]. For situations in which replacing the vehicle is not possible, the modification of the fuel to methane/biomethane (totally or partially) constitutes a good option available. An interesting opportunity will be the Mild-hybrid systems for methane-powered cars (light hybridization, up to now limited to petrol and diesel vehicles).

Biomethane also represents an opportunity in the agricultural sector, as it is a biofuel that can be produced directly on farms. The agricultural sector also has the potential to reuse livestock effluents, byproducts, and supplementary crops.

*Application aspects (advantages and disadvantages).* Given that, for a correct application of biomethane production technologies, a review of the existing legislative system is desirable, especially at the community level, the use of methane in the automotive sector already allows a reduction in CO<sub>2</sub> emissions in the order of 20-25%; biomethane guarantees a saving in CO<sub>2</sub> emissions of at least 65% compared to the reference fossil fuel. This results in a reduction in climate-altering emissions of around 95%, which, under certain conditions and production matrices, can reach carbon negative levels. The reduction in CO<sub>2</sub> emissions varies according to the production matrices [8]. Biomethane fuelling also reduces emissions in terms of nitrogen oxide (NOX) and eliminates particulate matter (PM10). According to some estimates by the CIB – Italian Biogas Consortium, an increase in biomethane production up to 6.5 billion Sm<sup>3</sup> would lead to a reduction in emissions

hydrogen to produce synthetic fuels, methanol, or ammonia, with higher energy density.

*Application aspects (advantages and disadvantages).* As already highlighted, the strengths of hydrogen-powered vehicles make them competitive in the so-called hard-to-abate and difficult-to-electrify sectors, such as long-distance medium/heavy duty vehicles (LDV/HDV) and rail. The advantages lie in reduced charging times (currently up to 15 times faster than ultra-fast electric charging) and are similar to those of an LNG vehicle, while offering a range of use comparable to that of internal combustion vehicles.

FCEVs do not produce CO<sub>2</sub> emissions or other pollutants (NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>) that are hazardous to health, and, although not to a significant extent, they do have beneficial effects on the intake air for vehicle operation. However, from an energy efficiency perspective, particularly for "lightweight" vehicles, hydrogen produced with electricity suffers from a loss of efficiency related to the energy conversion process (from electricity to hydrogen), its storage, vehicle refueling (with the related compression process), and finally the energy reconversion (from hydrogen to electricity). Regarding the electricity used, FCEVs have an efficiency of approximately 30%, compared to the efficiency of an electric vehicle of around 75-80%.

To overcome storage issues, production via electrolyzers is particularly suitable and brings significant benefits to the electricity system. It allows for the integration of resources from renewable energy sources, which are difficult to connect to transport or distribution networks, but requires large spaces which, according to some recent developments, could be created near road safety zones.

One of the aspects that put a brake on development remains linked to the high cost due to low production: in 2019, the IEA International Energy Agency estimated that 70 Mton of hydrogen was produced globally using 275 Mtoe (Megatonne of Oil Equivalent) of energy, 2% of global primary energy demand [8]. Approximately two-thirds of hydrogen is produced through reforming processes using natural gas and therefore with considerable impacts in terms of CO<sub>2</sub> emissions. Renewable hydrogen produced through electrolyzers with electricity from renewable energy plants will be the fuel of the future.

emission alternative energy carrier. To enable its use on long-distance vessels, however, it will be necessary to increase the power of fuel cells and use renewable

manUFACTURING system, as well as the economic and environmental costs of battery production, despite initiatives developed in Europe to increase their production.

Furthermore, there is a general delay in the provision of charging infrastructure compared to the 3.3 million private charging points needed, according to some scenarios, by 2030.

**Hydrogen-powered vehicles.** The use of hydrogen in transportation is particularly relevant where electrification is not possible or problematic. For example, the use of hydrogen enables integration into sections of the railway network that cannot be electrified and into heavy-duty vehicles for the transport of people and goods over long distances. Fuel Cell Electric Vehicles (FCEVs) are, in fact, not substitute solutions, but are closely related to the characteristics of the networks, so vehicles powered by electric propulsion or CNG/biofuels are preferable at the time of this edition.

*Field of application.* It is foreseeable that long-distance freight transport vehicles will increasingly be powered by hydrogen.

Table 3.3 shows the main properties of hydrogen, compared with the characteristics of other comburent substances.

Properties	Hydrogen	Comparison
Density (gaseous)	0.089 kg/m <sup>3</sup> (0°C, 1 bar)	1/10 of natural gas
Density (liquid)	70.9 kg/m <sup>3</sup> (-253°C, 1 bar)	1/6 of natural gas
Boiling point	-252.76°C (1 bar)	90°C below LNG
Energy per unit of mass (LHV)	120.1 MJ/kg	3x that of gasoline
Energy density (ambient cond. LHV)	0.01 MJ/L	1/3 of natural gas
Specific energy (liquefied, LHV)	8.5 MJ/L	1/3 of LNG
Flame velocity	346 cm/s	8x methane
Ignition range	4-7% in air by volume	8x wider than methane
Autoignition temperature	585°C	220°C for gasoline
Ignition energy	0.02 MJ	1/10 of methane

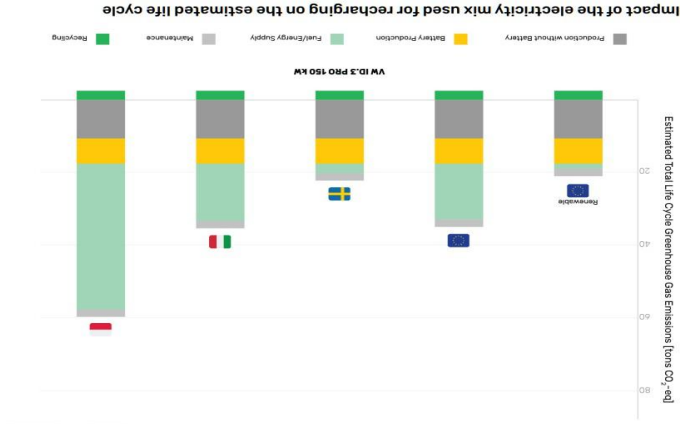
Notes: cm/s = centimetre per second; kg/m<sup>3</sup> = kilograms per cubic metre; LHV = lower heating value; MJ = megajoule; MJ/kg = megajoules per kilogram; MJ/L = megajoules per litre. Source: *The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities*, IEA, June 2019.

Table 3.3. Main properties of hydrogen

The critical issues related to the use of this fuel must be addressed and overcome through the indications contained in the regulations produced by the Fire Brigade.

Given the critical issues in road transport related to explosion and fire risks, especially in confined spaces (tunnels), short-sea shipping, and inland waterways, hydrogen represents a low-

production from fossil fuels leads to an unfavorable balance in terms of LCA. In Italy, energy production from renewable sources exceeds 40% and this allows, especially for certain types of vehicles (light), a substantial advantage for electric vehicles [7-8]. The case of other countries such as Poland, where production from fossil fuels (coal) is higher, is very different (see Figure 3.1).



*Figure 3.1.*  
*The impact of the energy mix on the LCA of electric vehicles – source EuroNcap*

At the urban scale, the air pollution benefit is compounded by the reduction in noise pollution. Environmental benefits are also associated with avoided externalities. To achieve national energy policy objectives, an increase in the modal share of local public transport and electric sharing are key elements, but the transition to electric mobility is impacted by production costs and the delays in the



useful summary report recalled in the list of bibliographical and online references [8], the general framework is reported, referring to the national reality and inherent to the different technologies currently in use in relation to different modes of transport, starting from those described in the previous paragraph, without neglecting the reference to some types of vehicles whose presence, although secondary compared to electric and hydrogen vehicles, is however foreseen in the short to medium term scenarios.

***Electrically powered vehicles.*** This type of vehicle benefits from the accessibility and widespread availability of electricity through consolidated and comprehensive networks and is increasingly expanding its scope. Reducing the cost of storage systems, increasing their energy density, and shortening charging times are encouraging the diffusion and development of this technology.

*Field of application.* The field of application mainly concerns motor vehicles, but also includes bicycles, scooters, and mopeds, thanks to the possibility of removing the batteries for home charging, or the use of increasingly widespread charging spaces.

In addition to passenger vehicles, particularly in urban areas and for medium-range mobility, electric vehicles are also attractive for light commercial vehicles (LDVs) for urban transportation, although their high purchase price slows their adoption. A broad range of applications also includes public transport, although their adoption is still limited due to the need for a large fleet of vehicles and adequate charging facilities.

As already described, its use in various transport sectors, such as shipping and aviation, is still not widespread, and development prospects for naval transport are linked to significant investments in distribution infrastructure specifically designed for the refueling of passenger and cargo ships, as part of the port area restructuring process.

*Application aspects (advantages and disadvantages).* The main advantages associated with electric vehicles are environmental, but as previously reported, they are strongly linked to energy sources. It is important to note how, in some countries, energy

### **3.2 Technologies available for the ecological transition in transport**

#### **3.2.1 General framework**

For a general overview of available technologies, it should be noted that, regardless of the technology used, any sustainability assessment, when considering future developments, must include a thorough life cycle analysis of the relevant energy source. For example, not only CO<sub>2</sub> emissions should be analyzed, but also the associated land and natural resource consumption. Life Cycle Analysis (LCA) considers the entire supply chain, from petroleum extraction to final use. This assumption means that the impact of a vehicle's use is not only the emissions it generates, but also the resource consumption and therefore CO<sub>2</sub> production for the extraction, production, installation, and disposal of vehicle components. Ultimately, there is no single technology that is absolutely superior to others, given the dependence on the production environments of the energy source and the components for its exploitation: each assessment must be conducted with a holistic view of the problem, and LCA is one of the tools for achieving this.

For example, using some recent experiments relating to the road sector and aimed at comparing vehicles of different mass, size and shape, but with different types of propulsion, it can be seen that the electric vehicle is characterised by zero emissions during use, while its production, including the electrical and electronic components and the batteries, is characterised by a significant quantity of greenhouse gases (GHG); adding the emissions estimated for the supply of electrical energy, the LCA is close to that of models with combustion engines. The recycling of electrical components can positively influence the LCA of the electric car, but at the moment, however, this cannot yet be fully assessed even in terms of future prospects. Overall, cars powered by natural gas (CNG) and PHEVs have similar LCAs [7].

In the following, also making use of the framework described in a

system and the vehicle. Table 3.2 shows some examples of applications [21].

In the maritime sector, it should be noted that, as reported in [2], fuel cells are beginning to show considerable potential both for propulsion purposes and for powering on-board auxiliary systems (for example to cover the so-called hotel services when the vessel is moored in port). The modular nature of fuel cells allows them to potentially adapt to different types of vessels and services.

### F. Reaction propulsion systems

Widely used in the aviation industry due to the extremely high power-to-weight ratios they can deliver, these systems are gas turbines (or turbogas) and consist of a combined assembly of an axial compressor, a combustion chamber, and an axial turbine. The turbine can produce mechanical torque (exclusively to drive the compressor or a propeller for propulsive thrust) and also propulsive thrust for the aircraft if a propeller is not present. The fuel used in aviation is fossil fuel, based on kerosene (the most common being Jet-A and Jet-A1), which has specific characteristics for storage in liquid form at high altitudes where extremely low temperatures (which can reach -45/-50°C) are recorded.

					
Nazione	Svizzera	Svezia	Paesi Bassi / Belgio	Corea Sud / Svizzera	Giappone / USA
Disponibilità	In strada dal 2018	Q4-2019/Q1-2020	2020	2020-2025	2022
Taglia (PTT)	34 t	27 t	44 t	27 t	34 t
Autonomia	400 km	500 km	350 km	400 km	700-1200 km
Ricarica	10 min			7 min	15 min
Potenza motore	250 kW	390 kW	210 kW	350 kW	750 kW
Fuel Cell	100 kW	90 kW	88 kW	190 kW	300 kW
Batteria	120 kWh	56 kWh	72 kWh	82 kWh	320 kWh
Serbatoinz	35 kg (350 bar)	33 kg	30 kg	33 kg	100 kg
Consumi	7,5 - 8 kg/100 km				4,6 kg/100 km

Table 3.2

Applications of fuel cell propulsion systems to heavy road transport [21]

can be cited thanks to the fact that they operate with predetermined mission profiles, which require few refueling stations, generally available in depots. Furthermore, it should be underlined that the public companies, which mostly manage these vehicles, very often benefit from subsidies aimed at renewing the fleet of vehicles in circulation with new zero-emission models. Table 3.1 shows some examples of applications [18].

Bus Model	FC-Stack Power [kW]	B Energy [kWh]	Range [km]	FC Type	Storage and Pressure Level
Fuel cell eCitaro range extender bus	60	243	350-400	PEM-FC	35 kg, 35 MPa
ThunderPower hybrid fuel cell bus	60	26	240-320	PEM-FC	25 kg, 25 MPa
City Class fuel cell bus	60	48	200	PEM-FC	1260 L
Starbus fuel cell	85	36	300-350	PEM-FC	820 L, 14.5 kg
Van Hool's A330 Fuel Cell Electric Bus	85	24	300	PEM-FC	38 kg, 35 MPa
Urbino 12 Hydrogen	70	48	350	PEM-FC	37 kg, 35 MPa
Caetano Hydrogen Bus	60	44	400	PEM-FC	37.5 kg, 35 MPa
Rampini Hydrogen Ale Bus	16	80-90	170-190	PEM-FC	2 × 4.89 kg, 35 MPa
Saltra HyCity	45	130	350	PEM-FC	35 kg, 35 MPa

Table 3.1  
Comparison table of Fuel Cell applications in buses [18]

With reference to light commercial vehicles, there are few Fuel Cell vehicles. As an example, we can mention: a) Opel Vivaro e-Hydrogen [19], which is a vehicle equipped with a 45 kW Fuel Cell. The hydrogen is stored at 700 bar in a tank that contains 4.4 kg. Refueling takes three minutes and offers a range of up to 400 km according to the WLTP cycle. It should be noted that the propulsion system also includes a 10 kWh battery that can accumulate energy by charging from the electrical network and assist the Fuel Cell in the vehicle's range; b) similar performances are observed for the Citroën e-Jumpy Hydrogen model [20].

In the field of heavy road transport, the autonomy of fuel cell vehicles is generally lower than that of traditional diesel vehicles, requiring tanks with a capacity of between 30 and 100 kg of hydrogen pressurized at 350 or 700 bar, capable of guaranteeing a range varying from 350 up to approximately 1000 km depending on the configuration of the propulsion

Fuel cell electric vehicles (also referred to as FCEVs or HFCBEVs) are effectively electric vehicles. A fuel cell combines hydrogen (stored on board the vehicle) and oxygen (taken from the air) to produce electricity, while also generating heat and water. The electricity is then used by the electric motor to propel the vehicle and power auxiliary equipment. The propulsion system of a fuel cell vehicle, in a nutshell, includes the following main components: the hydrogen tank, the fuel cell, the inverter, the DC-DC converter, the battery, the electric motor, and an electronic control system. On a TrW (Tank-to-Wheels) basis, the fuel cell has an efficiency of around 50-55%. Considering instead a WitW (Well-to-Wheels) balance, the Fuel Cell presents an overall technology efficiency of the order of 35%, that is, much lower than that of BEV vehicles. There are different types of Fuel Cells: currently the most widespread are the so-called PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cell, fueled by hydrogen), even if there are other types of Fuel Cells of which the most promising is the SOFC (Solid Oxide Fuel Cell), potentially fueled not only by hydrogen but also by other fuels. Currently one of the reasons that limits, or conditions, their diffusion is linked to the poor hydrogen distribution network in the European and Italian territory [17].

With reference to fuel cell vehicles, some of the major automotive companies (Honda, Hyundai, Toyota, Mercedes) have foreseen the application of hydrogen fuel cell technology in their future industrial plans. As a technological reference, Toyota must certainly be mentioned, which has been marketing the Mirai model since 2014. The second generation Mirai [3] is equipped with a tank capable of holding 5.6 kg of hydrogen (and with a volume of 142 litres), with a fuel cell capable of delivering a maximum power of 128 kW and an electric motor capable of delivering a maximum power of 134 kW. The second generation Mirai allows a range of up to 650 km in the WLTP cycle, with a consumption of 0.79 kg of H<sub>2</sub> per 100 km of travel.

In the bus sector, many examples of vehicles powered by fuel cells

Some examples of heavy commercial vehicle models are given below:

- a) Nikola Tre (developed by Nikola Corporation on an IVECO vehicle platform), which delivers a power of 480 kW with a range of approximately 500 km. It is equipped with six lithium-ion battery packs with a total capacity of approximately 733 kWh that can be recharged at 350 kW [12]; b) Volvo FH/FL/FM Electric, which guarantee variable ranges of up to 300 km depending on the batteries, with a capacity ranging from 180 to 540 kWh, and on the configuration [13]; c) SCANIA offers an electric truck equipped with six lithium-ion batteries with a storage capacity of 624 kWh and capable of guaranteeing a range varying between 250 km and 350 km depending on the weight of the vehicle (variable in the maximum ranges of 64 and 40 tons) [14].

With regard to motorcycles, it's worth noting that electrification is a technology compatible with the vast majority of uses for these vehicles, typically urban ones: with a small battery (up to 3 kWh), a range of approximately 40 to 60 km is achieved. Examples of widespread commercialization are particularly evident in China and Southeast Asia.

In the field of maritime transport, it is worth mentioning that electrification with hybrid or full solutions has been undertaken in particular in the Scandinavian countries. The low energy density of batteries limits the applicability of full electrification to short distances. In this regard, two interesting applications can be mentioned: i) the e-ferry Ellen (introduced into service in 2019 in Denmark) covers up to 22 nautical miles and is equipped with a battery with a nominal capacity of 4.3 MWh [15]; ii) the catamaran Rygerelektra (with capacity for up to 300 passengers), entered into service in Norway in 2020, can cover up to 60 nautical miles and is equipped with a battery with a nominal capacity of 2.0 MWh [16].

With the current state of technology, the full electrification, however, is not a viable option on longer routes (where it is not possible to recharge as frequently as required), for which it is necessary to rely on alternative fuels.

from 600 to 634 km (WLTP) depending on the model with a 100 kWh

battery [7]; c) Dacia Spring, with a battery pack capacity of 26.8 kWh, which allows to reach 227 km of autonomy in the WLTP cycle [8]; d) Peugeot e-208, with a 51 kWh battery with a range of up to 400 km (WLTP) [9]; e) Volkswagen ID3, which is equipped with a 58 kWh battery thanks to which it is possible to reach up to 426 km of autonomy [10];

As reported in [11], the options for light commercial vehicles are completely analogous to those for passenger cars. Direct electrification also has the advantage of offering more significant savings, as these vehicles have more intensive usage profiles than cars. Further advantages can derive from the possibility of reducing local pollutant emissions, especially in urban areas. Among light commercial vehicles, the following can be mentioned: Citroen Berlingo Van Full Electric, Iveco e-Daily, Nissan e-NV200, Peugeot Partner Full Electric, Piaggio Porter Electric Power. As an example of technical specifications, the Iveco e-Daily model is characterised by a power of up to 134 kW and is equipped with modular battery packs with a storage capacity of up to 111 kWh which guarantee, on the WLTP cycle, a range ranging from 110 to 300 km depending on the version, engine and number of battery packs.

There are also applications in the heavy commercial vehicle sector where the electric propulsion system is spreading especially in Northern Europe. As reported in [11], the main limiting factors for BEV heavy transport over long distances are the following: a) the need for very high power charging infrastructures (1 MW) to allow fast refueling and an electrical system capable of managing this power efficiently and flexibly; b) the need to contain the size of the batteries, to avoid prohibitive costs. A solution that can manage both these aspects is made possible by electrified road systems (ERS), similar to what happens for trains or the application of the 'battery swap' concept (i.e. replacing the batteries) in service areas'.

Pure electric propulsion is spreading across almost all transport sectors where it wasn't already present and where applicable, or potentially applicable. In these vehicles, electricity is the sole energy carrier, and the storage system consists of a battery with a capacity ranging from a few dozen to a few thousand kWh depending on the application (as reported below, it ranges from 50-110 kWh for passenger cars, to 300-750 kWh for heavy-duty vehicles, up to 4,000-5,000 kWh for electric-powered ferries). The battery is charged via the electrical grid by connecting it to a power outlet or a charging station. A small fraction of the battery's storage capacity remains available for partial recovery of motive energy during deceleration/braking. The electric propulsion system configuration is relatively simple and includes (in a very concise description) a battery, an electric motor, an inverter, a DC-DC converter, and an electronic control system. The electric motor can function both as a generator and as an alternator and, for this reason, the power flow from the user (wheels/propeller), to the motor, to the battery is bi-directional. With specific reference to a conversion balance from the tank to the wheels TrW (Tank-to-Wheels), it can be estimated that, for a class C car, the energy required by an electric vehicle is equal to approximately 16-18 kWh/100km and is equal to approximately 55-65 kWh/100km in the case of a hybrid vehicle with a petrol engine [3]. Considering a WtW (Well-to-Wheels) energy balance, BEV vehicles have an overall technology efficiency of the order of 70-80%. Finally, it should be noted that the electrical supply can also be achieved through the use of a catenary (a classic example of rail transport and some pilot projects for heavy transport in Germany [4]) or by charging through an induction system (some pilot projects are active, also present in Italy [5]).

With reference to battery-powered electric cars, there are various models on sale. To provide an overview of BEV car technologies, some of the car models present on the market in 2022 with their salient features are cited, by way of example and not exhaustively: a) Fiat 500 electric, equipped with a 42 kWh battery (37.3 in actual) which offers a range varying from 200 km on the motorway to over 310 km on extra-urban routes, with an average consumption of 14.8 kWh every 100 km [6]; b) Tesla Model Y, capable of travelling up to 507 km (WLTP) with a 75 kWh battery and Tesla Model S capable of travelling



can function as either a generator or an alternator, and therefore, the flow of power from the load (wheels/propeller) to the motor and to the battery is bidirectional. The battery is recharged during deceleration (or braking), when part of the mechanical energy that would otherwise be dissipated is converted into electrical energy. This type of vehicle can operate in purely electric mode (with a limited range and at extremely low speeds), in purely internal combustion mode, or in mixed mode, combining the two energy sources. The advantage of HEVs is that they improve the low energy efficiency of the internal combustion engine, resulting in reduced CO<sub>2</sub> emissions. In the case of a passenger car, depending on the type of route (urban, extra-urban or mixed), this gain can be estimated to be in the order of 20% compared to a similar vehicle equipped solely with a petrol-powered internal combustion engine.

When the electric propulsion system supports the combustion engine by activating exclusively during start-up and restarting, these vehicles are called Mild Hybrid Electric Vehicles (MHEVs). In these vehicles, the electric propulsion system is not designed to support traction, therefore, the battery is small (less than 1 kWh in the case of passenger cars) and is always and only charged during deceleration or braking.

Vehicles (not just cars) where battery charging occurs either through partial recovery of engine energy during deceleration or braking or, primarily, by connecting it directly to the electrical grid via a domestic socket or a public charging station are called plug-in hybrid vehicles (PHEVs). PHEVs have a larger electric propulsion system than hybrid vehicles, but still smaller than the internal combustion engine. Specifically for cars, for example, the battery storage capacity is approximately 15-20 kWh and allows for a purely electric range of approximately 50-60 km, depending on the vehicle class, the season, the driving mode, and the route. Since in Italy, in line with other European countries, approximately 75% of cars travel less than 60 km per day and 90% less than 100 km [2], it is clear that Plug-In Hybrid PHEV cars can be of interest for their ability to drive in exclusively electric mode on urban and metropolitan routes. The hybrid category also includes REEVs (Range Extender Electrical Vehicles), which use both electric and liquid fuel. In these vehicles, to extend their range, the combustion engine is paired in series with the electric motor, which is sized to ensure the vehicle's performance.

Below we provide a brief description of the salient features of each of the technologies listed above:

#### TO. Vehicles equipped with internal combustion engine (ICE):

I am equipped with a fuel tank, which stores energy in chemical form, and a combustion engine. Fossil fuel (gasoline, diesel, diesel blended with biofuel, natural gas, liquefied petroleum gas) powers the combustion engine, converting its chemical energy into thermal energy, which, in turn, is converted into mechanical energy and transferred to the vehicle's drivetrain and auxiliary equipment. Internal combustion engines are used in all transport sectors: two- and three-wheeled vehicles, passenger cars, light and heavy commercial vehicles, buses, agricultural earthmoving machinery, rail vehicles (where there are no electrified lines), ships, and aircraft. Specifically, with reference to Italian road transport, in 2021 approximately 97% of vehicles were equipped with internal combustion engines. Based on ANFIA data [1], in 2021 the Italian road fleet amounted to 52.7 million vehicles and was composed as follows: 39.8 million cars, 7.2 million motorcycles, 3.7 million light commercial vehicles, 0.7 million heavy goods vehicles, 0.1 million buses, in addition to other types of vehicles.

#### B. Hybrid vehicles (HEV, MHEV, PHEV, REER)

Hybrid propulsion is used in nearly all transportation sectors, with varying degrees of hybridization: two- and three-wheeled vehicles, passenger cars, light and heavy commercial vehicles, buses, rail vehicles, boats and ships, and aircraft. Hybrid vehicles are designed to combine the advantages of an electric propulsion system with the flexibility and range of a combustion engine, improving their energy conversion efficiency.

Hybrid Electric Vehicles (HEV) have two engines, one thermal and one electric with very low power, as well as two energy storage systems from which they are powered: a fossil fuel tank (whose energy contributes to almost all the energy required by the vehicle in the mission profile) to power the thermal engine and the battery, with a capacity of

Storage (ranging from 1.2 to 2 kWh depending on the vehicle class and purpose (powering on-board auxiliary devices or contributing to vehicle propulsion)) to power the electric motor. The electric motor

- the objectives of energy security, transport safety and accessibility, reduction of polluting emissions, and reduction of traffic congestion. These issues have been addressed with a harmonized approach to the needs of economic and industrial growth.
- At national level, the transport sector was responsible, up until the last year before the pandemic, for approximately 25% of total greenhouse gas emissions and 30.7% of total CO<sub>2</sub> emissions.<sup>2</sup> Almost all of these emissions are from road transport.
- When examining the propulsion systems for the energy transition in transport, the various vehicles (i.e. four-wheeled vehicles, two/three-wheeled vehicles, rail vehicles, vessels, aircraft) currently used in the transport sector can be classified as follows, based on the propulsion system they are equipped with:
- A. Vehicles with internal combustion engines- ICE**  
 (Internal Combustion Engine) powered by fossil fuels (petrol, diesel, natural gas, etc.) or hydrogen;
- B. Hybrid Vehicles - HEV**(Hybrid Electric Vehicle)/MHEV (Mild-Hybrid Electric Vehicle)/PHEV (Plug-in Hybrid Electric Vehicle) equipped with a combustion engine and an electric motor, with the combustion engine prevailing in power generation. This category also includes **REEV**(Range Extender Electrical Vehicle) as specified below.
- C. Battery Electric Vehicles – BEV** (Battery Electrical Vehicle) powered by electric current;
- D. Fuel Cell Electric Vehicles - FCEV**(Fuel Cell Electric Vehicle) powered by hydrogen;
- E. Jet vehicles**,equipped with one or more reaction turbines (also called gas turbines or turbogas) powered by a specific fossil fuel (in aviation, where they are used, the fuel is kerosene-based)

consumption. Finally, to date, electricity's contribution to the transportation sector over the last decade can be attributed to both renewable and non-renewable sources. Renewable sources account for approximately one-third of total electricity, but are constantly growing.

In general, in the transportation sector, energy consumption trends experienced a sudden decline due to the pandemic, only to immediately rebound, returning to previous levels. The sole exception was natural gas, which was also impacted by other factors, such as geopolitical and economic factors. The Russia-Ukraine war further altered the previous framework, particularly for natural gas.

The distribution of final energy consumption by transport mode in the last decade shows a prevalence of road transport with approximately 84.6%, followed by the aviation sector with 8.6%, while the railway and shipping sectors represent 2.2% and 2.6% respectively, the remaining 2.1% is represented by auxiliary transport activities, other land, sea and air transport, and other. Unlike other transport modes, road transport can use all available energy sources [22]

Given the above scenario, it is very difficult to have a clear picture of future medium-term scenarios (2030): suffice it to say that the recent international climate, characterized by the crisis linked to the invasion of Ukraine, has highlighted the extreme vulnerability of the energy sector and its close dependence on global geopolitical structures. In particular, Italy's and Europe's dependence on foreign countries for the purchase of fossil fuels has highlighted profound critical issues in the transport sector as well. In accordance with the European Commission's guidelines and the RePowerEU project, the adoption of decarbonization processes is increasingly necessary both to address the climate and environmental emergency and for economic and energy needs.

The decarbonization of the transport sector is one of the objectives of the United Nations 2030 Agenda and its 17 Sustainable Development Goals (SDGs). The decarbonization and sustainability of transport systems has been addressed within the 2030 Agenda, in conjunction with

### 3.1 The propulsion systems currently used in the transport sector

It is well established that the European objectives of reducing energy consumption from fossil fuels, reducing CO<sub>2</sub> emissions and improving air quality can be achieved by pursuing several key actions:

- a. shifting transport demand towards more efficient modes, such as public transport and rail freight;
- b. innovating transport technologies;
- c. increasing the efficiency and environmental impact of traditional technologies;
- d. promoting the rapid diffusion of alternative vehicles in the various forms of mobility.

In Italy, based on data from the last decade, the transport sector, as a proportion of the country's entire economic system, accounts for approximately one-third of total final energy consumption. As of the date of this study, the average energy distribution of consumption in the transport sector is attributable to petroleum products for approximately 90%, while the remaining contributions are made up of 3.2% natural gas, 4% biofuels, and 2.85% electricity, of which only about 38% is produced from renewable sources. In 2020, renewable sources accounted for a total of 5%, adding together the contributions of biofuels and electricity from renewable sources, according to the latest GSE report "Energy in the Transport Sector 2005–2021."

As regards petroleum products, the fuel systems used for the transport sector in the last decade are, in decreasing order: diesel 60.56%, petrol 22.37%, kerosene 11.13%, LPG 4.79%, other products 1.16%.

Regarding natural gas, however, the main fuel systems, with reference to the same time frame, consist of biomethane for 10% of the total, whose consumption can be traced exclusively to the last five years and the percentage is rapidly growing; the remaining 90% consists of fossil fuels.

Liquid biofuels are divided into biodiesel and biogasoline. Over the past decade, biogas has accounted for only 3.5% of total

(e-fuels), and, finally, the identification of specific transport sectors where these fuels can be used to power a combustion engine. The European Commission's recent opening (March 2023) towards the use of zero- carbon synthetic fuels for powering internal combustion engines in the passenger car and light commercial vehicle sectors must be carefully considered and deserves further investigation, both in light of the potential role these energy carriers can play in renewable energy storage solutions, as noted above, and as a strategic element of technological diversification. It is also worth considering, during an initial transitional phase, allowing the use of biofuels and liquefied natural gas.

It is also necessary to pay attention to any critical issues arising from the dependence on a single technology and the resulting supply risks, in terms of costs and availability, of both energy and raw materials if these are not available, or in sufficiently available, within the national territory or in European Union countries (as the recent pandemic and the recent Ukrainian crisis have demonstrated).

Finally, it is extremely complex to forecast medium- and long-term trends in energy demand in the transport sector due to the multiple factors that will determine it, starting with both economic and mobility incentive policies. The national outlook for contributing to decarbonization and achieving the 2030 targets set by the Clean Energy for all Europeans Package is outlined in the policy document called the National Integrated Energy and Climate Plan (PNIEC).

Regarding hydrogen, it is important to remember that its production requires large quantities of electricity (which, for decarbonization purposes, must come from renewable sources), that hydrogen distribution and refueling infrastructure is virtually non-existent in Italy, and that new design standards and technologies must be adopted to ensure its safe and reliable distribution, refueling, on-board storage, and propulsion. With regard to the broader electrification of transport, while considering the fact that the penetration of new electric and hydrogen-powered vehicles will occur gradually, it is appropriate to ensure that the national and European electricity grid is able to adapt as quickly as possible by providing a widespread infrastructure for the distribution of the energy carrier (electricity), and that this energy is produced as much as possible from renewable sources. Furthermore, the progressive increase in the percentage of electricity produced from renewable sources will necessarily need to be accompanied by an increase in energy storage capacity to avoid problems of overproduction of electricity compared to instantaneous grid demand. In addition to the use of hydraulic pumping, a possible solution to overproduction problems could be a bimodal interconnection between battery-powered electric vehicles and the electricity grid, allowing for the transfer of electricity in both directions (to and from the vehicle battery) and thus ensuring grid load balancing with respect to instantaneous electricity demand. There is also an additional chemical energy storage method, consisting of Production of energy carriers consisting of alternative fuels with zero net CO<sub>2</sub> emissions: 'green' hydrogen (produced through electrolyzers) and synthetic fuels (e-fuels, equivalent to current hydrocarbons). This chemical storage method may represent one possible response to the growing demand for storage of electricity generated from renewable sources, thanks to the characteristics of these fuels, both in terms of high energy density and high long-term storage capacity. It should also be noted that the potential applications of this option must be assessed in all their facets, including the high amount of energy required to produce one kilogram of these fuels, the level of development of production technologies, the location of production sites, the CO<sub>2</sub> capture and storage technologies required for the production of synthetic fuels

alternative fuels (hydrogen, natural gas (CNG), LNG, biofuels, or synthetic fuels).

With reference to light road transport (passenger cars and light commercial vehicles), the most promising technologies for decarbonisation appear to be battery electric vehicles (BEVs) and hydrogen-powered fuel cell electric vehicles (FCEVs).

With reference to heavy road transport, the technological prospects for sustainable mobility are manifold due to the autonomy requirements of these vehicles and the payload requirements to be guaranteed. In this sector, it should be noted that the adoption of innovative solutions that can accompany the energy transition towards the use of electrified vehicles, or vehicles equipped with sustainable propulsion technologies (such as the installation of high-power charging points, the electrification of motorways, battery swaps (i.e., the replacement of batteries in dedicated infrastructure), or the adoption of carbon-neutral fuels) requires a convergence of European policies, taking into account the complexity of some choices and the risk of having vehicles with limited use within EU countries alone.

In long-distance and very long-distance maritime and aviation transport, the electrification of propulsion technologies currently seems impractical due to the impossibility of frequent charging for the required distances. Therefore, the use of propulsion systems based on alternative fuels (such as hydrogen, biofuels, liquefied natural gas, or synthetic fuels (e-fuels)) appears to be the most effective solution.

With reference to battery electric vehicles (BEVs), it is believed that reducing costs, reducing charging times, increasing battery energy density, and implementing a widespread charging or battery swap infrastructure are essential elements for increasing market share, in accordance with the planned objectives, in the various transport sectors where they are applicable, depending on the type of vehicle and its mission profile. Hydrogen-powered fuel cell electric vehicles (FCEVs) have significantly shorter charging times than battery-powered electric vehicles and can be used in sectors where electrification is difficult to implement.



### 3. The transport system and current energy uses

Within the current framework of the European Union's objectives, sustainable development goals set by the United Nations 2030 Agenda. In Italy, 97% of the vehicles in circulation in 2021 were equipped with internal combustion engines powered by fossil fuels.

Therefore, in order to improve air quality and reduce CO<sub>2</sub> emissions, the European Commission and the European Parliament have established guidelines and approved regulatory packages, including the Fit for 55 package of measures, which provide for the reduction of CO<sub>2</sub> emissions, including in the transport sector and according to specific timeframes.

Based on these guidelines and regulatory provisions, it is therefore necessary to pursue actions aimed at improving traditional technologies and developing and implementing innovative propulsion technologies on the market, together with the promotion of more efficient modes of transport for people and goods (public transport and rail freight traffic, etc.).

The choice of the most suitable propulsion technology for the energy transition is closely linked to the sector of application and the mission profile of the vehicle under consideration. Furthermore, it must also be based on factors including: the contribution to decarbonisation, WtW (Well-to-Wheels) energy efficiency, technological neutrality, the risk of strategic dependence on the primary resources on which it is based, interaction with renewable energy production systems and, furthermore, a detailed analysis of the related life cycle (not limited to CO<sub>2</sub> emissions alone, but also including the related land and natural resource consumption).

In the context of the energy transition in the transport sector, the available propulsion technologies include: battery electric vehicles (BEVs), hydrogen fuel cell electric vehicles (FCEVs), hybrid vehicles (HEVs or PHEVs), and internal combustion engines powered by

*Online and bibliographic references:*

1. European Commission, Directorate-General for Mobility and Transport, EU transport in figures: statistical pocketbook 2021, Publications Office, 2021, <https://data.europa.eu/doi/10.2832/27610>
2. Available online <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/HTML/?uri=CELEX:32021R1119&from=IT>
3. Available online: <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/#package>
4. Chamber of Deputies, "Ready for 55%" (FIT for 55%) package: the revision of climate legislation, Dossier No. 58/2021
5. Available online: [https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repower-eu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe\\_en](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repower-eu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_en)
6. Available online: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable\\_energy\\_statistics](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics)
7. Available at: <https://www.eea.europa.eu/ims/share-of-energy-consumption-from>
8. Available online: [https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TCl-COD-2021-0197\\_IT.pdf](https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TCl-COD-2021-0197_IT.pdf)
9. Available in: <https://www.consilium.europa.eu/it/press/press-releases/2023/03/28/alternative-fuel-infrastructure-provisional-agreement-for-more-recharging-and-refueling-stations-across-europe/>
10. Available online: [https://www.mase.gov.it/sites/default/files/archivio/pniec\\_finale\\_17012020.pdf](https://www.mase.gov.it/sites/default/files/archivio/pniec_finale_17012020.pdf)

## 2.3 Energy independence

Europe is over 95% dependent on oil from outside the EU, and over 85% of its natural gas. Furthermore, fossil fuels make up the majority of our total energy mix. In Italy's specific case, fossil fuel dependence is 81%. In short, our economic and productive system (still) relies predominantly on fossil fuels produced/extracted in non-EU countries.

The use of renewable sources is growing in Italy and the EU. The drivers of the transition to renewables are:

- ongoing decarbonisation energy policy with established targets and operational tools available (e.g., carbon pricing, incentives for renewable sources with premium tariffs, etc.);
- Levelized Cost of Electricity (LCOE) costs are decreasing for both onshore wind and photovoltaic generation.

Barriers are typically related to social acceptance (especially for wind farms), permitting processes for large-scale plants, land use, and intermittency management (with consequent grid stability risks). The identification and sustainability of the entire renewable energy supply chain is increasingly important. Indeed, with renewables, geopolitical pressure is shifting from the location of fossil fuel deposits to the location of the raw materials needed for the industrial production of plants and components within the supply chain.

(PNIEC). The National Integrated Plan for Energy and Climate (PNIEC) [10] in force in Italy is the one approved in 2020 and it is expected that its first update will be submitted to the European Commission by 30 June 2023. In particular, the PNIEC provides that for transport, priority should be given to policies for the containment of mobility needs and the increase in collective mobility, in particular by rail, including the shift of freight transport from road to rail. In fact, it is necessary to integrate the so-called "improve" measures (relating to vehicle efficiency and emissions) with tools aimed at reducing the need for mobility ("avoid" measures) and the efficiency of travel ("shift" measures). For the residual need for private and freight mobility, the intention is to promote the use of alternative fuels and in particular the electric vector, increasing the share of renewables through economic and regulatory instruments, coordinated with local authorities.' For further details on energy policies in the transport sector, please refer to the complete PNIEC document [10], and to the future updated text whose approval is expected in 2023.

From the presented framework, it is clear that achieving the above-mentioned carbon dioxide emission reduction targets will require: a) increasing the share of electricity and heat produced from renewable energy sources; b) investing in propulsion and energy conversion systems with a net zero CO<sub>2</sub> footprint across the entire life cycle (from energy production to product disposal); c) promoting improved energy efficiency; d) investing in the creation of an adequate infrastructure and in everything that can make new energy conversion and propulsion technologies mature and implementable on a large scale for the various transport sectors; e) taking into account aspects related to the supply of raw materials and energy and the specificities of individual application

to be provided based on the size of the registered vehicle fleet and the coverage requirements of the Trans-European Transport Network (TEN-T) in 2025 and 2030;

-for charging of heavy-duty electric vehicles and hydrogen refueling, the TEN-T network coverage requirements by 2030, starting from 2025 for heavy-duty electric vehicles;

-for the supply of electricity to ships moored in ports, the requirements applicable from 2030.

The text of the provisional agreement also contains some changes to the Commission's proposal:

- given the specific dynamics of heavy-duty electric vehicles and the fact that the market is less developed than that of light vehicles, a gradual process of building an infrastructure aimed at covering all TEN-T roads by 2030 is expected to start in 2025

-to ensure that investments in hydrogen refueling are maximally effective and to adapt to technological developments, the requirements focus on the implementation of a gaseous hydrogen refueling infrastructure, with particular attention to urban nodes and multimodal hubs;

- To ensure that electric charging requirements are consistent with the diversity of situations on the ground and that investments are proportionate to needs, the total power of electric charging station groups has been adjusted, and the maximum distance between charging station groups for road sections with very low traffic may be increased;

- with regard to the ease of use of electric charging and hydrogen refueling infrastructure, various payment and pricing options are available, while avoiding disproportionate investments, particularly in existing infrastructure;

-regarding the supply of shore-based electricity in seaports, the provisions are now fully consistent with the recently approved FuelEU Maritime proposal.

The National perspectives for contributing to decarbonisation and achieving the 2030 objectives, set by the Clean Energy for all Europeans Package, are set out in the programmatic document called the National Integrated Energy and Climate Plan

## 2) Heavy vehicles and urban buses

Similarly, the Commission has proposed new ambitious CO<sub>2</sub> emission reduction targets, compared to the 2019 limits, for both heavy-duty vehicles and city buses [8]:

- A) For new heavy vehicles it has provided:
- a 45% reduction in CO<sub>2</sub> emissions starting from 2030;
  - a 65% reduction in CO<sub>2</sub> emissions starting from 2035;
  - a 90% reduction in CO<sub>2</sub> emissions by 2040.
- B) For new city buses, it has planned a 100% reduction in CO<sub>2</sub> emissions starting from 2030.

The Commission also proposed installing charging and refueling points at regular intervals on major motorways: every 60 km for electric charging and every 150 km for hydrogen refueling.

### 3) Maritime and aeronautical sectors

The decarbonization policies approved by the Fit for 55 package also include the aviation and maritime sectors, which currently rely almost exclusively on fossil fuels and contribute 14.4% and 13.5%, respectively, of total CO<sub>2</sub> emissions from the transport sector in Europe. The ReFuelEU Aviation and FuelEU Maritime initiatives aim to increase the adoption of sustainable fuels by aircraft and ships to significantly reduce their environmental impact.

On 28 March 2023, a provisional political agreement was reached between the Council and the European Parliament on the European Commission's proposal to revise existing legislation aimed at accelerating the deployment of infrastructure for charging or refuelling vehicles with alternative fuels and providing electrical power to ships in ports and to aircraft at station to significantly reduce CO<sub>2</sub> emissions [9].

The provisional agreement maintains the key aspects of the Commission's proposal, namely the main key parameters that will have a real impact on the climate, in particular:

- for charging light electric vehicles, the requirements for the total power capacity

provides that, from 1 January 2035, the following targets will apply [8]:

(a) for fleet-average emissions of new passenger cars, an EU fleet-wide target equal to a 100 % reduction of the target in 2021, determined in accordance with point 6.1.3 of Annex I, Part A [8];

(b) for fleet average emissions of new light commercial vehicles, an EU fleet-wide target equal to a 100 % reduction of the target in 2021, determined in accordance with point 6.1.3 of Annex I, Part B [8];

Therefore, based on the provisions currently in force and referred to above, starting in 2035, it will no longer be possible to place passenger cars or light commercial vehicles with internal combustion engines on the EU market, but only battery electric vehicles (also known as BEVs, or Battery Electrical Vehicles), fuel cell electric vehicles (i.e., FCEVs), or (there is some uncertainty regarding the interpretation of this) vehicles with hydrogen-powered combustion engines. It should be noted that, in light of a broader assessment based on the concept of technological neutrality, in March 2023, at the request of Germany, the European Commission opened the door to the use of synthetic fuels (so-called e-fuels) for the combustion engines of passenger cars and light commercial vehicles. The European Commission has expressed its willingness to accept the classification of these synthetic e-fuels as carbon neutral (with a net zero carbon footprint throughout their life cycle, from production to use), thus potentially allowing new passenger cars and light commercial vehicles equipped with a combustion engine capable of running on this fuel to be sold starting in 2035. It should be emphasized that this openness, if incorporated into a regulatory provision, would also eliminate interpretative doubts regarding the use of hydrogen in combustion engines.

compared to 1067 GW by 2030, envisaged under the REPowerEU package. *Fit for 55*.

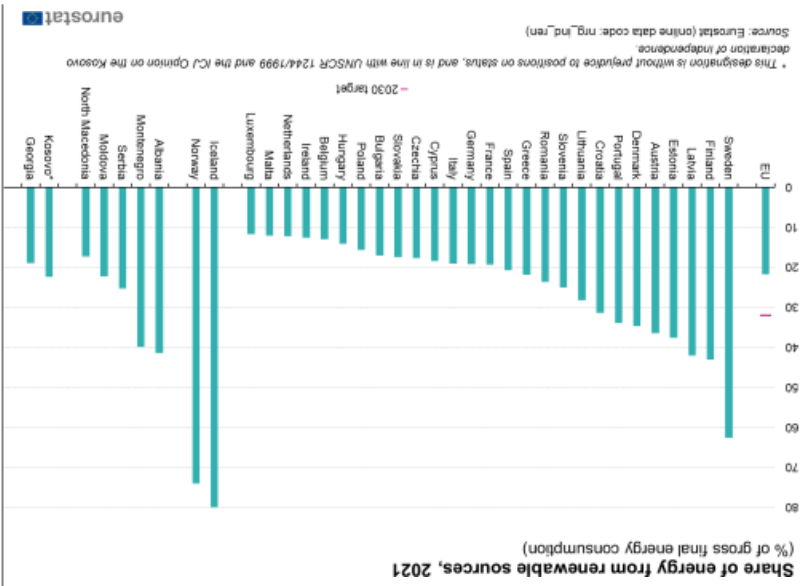


Figure 2.3  
Percentage of energy from renewable sources on total consumption on a national basis [6]

With specific reference to the transport sector, with the Fit for 55 package the European Commission has proposed to review the CO2 emission standards in the various sectors into which it is divided:

### 1) Passenger cars and light commercial vehicles

More ambitious reduction targets for 2030 have been introduced, most importantly setting a new 100% reduction target for 2035. Subsequently, on 14 February 2023, the European Parliament legislative resolution on the proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council [8] amending Regulation (EU) 2019/631 as regards the strengthening of CO2 emission performance standards for new passenger cars and new light commercial vehicles in line with the European Union's increased climate ambition was adopted (COM(2021)0556 – C9-0322/2021 – 2021/0197(COD)). In particular, Article 1 of the resolution



Regulation (EU) 2021/1119 [2] of the European Parliament and of the Council of 30 June 2021 establishes the framework for achieving climate neutrality and amends Regulation (EC) No 401/2009 and Regulation (EU) 2018/1999 (the "European Climate Law"). This Regulation (EU) 2021/1119, also known as the "European Climate Law", is part of the legislative reforms for the implementation of the European Green Deal (EGD) and in Article 2.1 establishes that "Union-wide emissions and removals of greenhouse gases covered by Union law shall be balanced in the Union by 2050 at the latest, so as to achieve net-zero emissions by that date, and the Union shall aim to achieve negative emissions thereafter". On 14 July 2021, the European Commission presented a comprehensive package of proposals called Fit for 55 [3] to align existing climate and energy legislation with the new target of reducing net CO<sub>2</sub> eq. emissions (emissions after deduction of removals) by at least 55% compared to 1990 levels by 2030, with a view to climate neutrality by 2050. The 55% target, made binding by European climate legislation, represents the nationally determined contribution (NDC) of the European Union (EU) and its Member States under the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC). The importance of the Fit for 55 package, as a tool for maintaining the commitments made with the Paris Agreement, was also reiterated in the conclusions with which the Council of Ministers for the Environment of the European Union defined its negotiating position at COP26 on 6 October 2021 [4].

The measure called REPowerEU [5], launched in 2022, accelerates the energy transition through measures aimed at reducing dependence on gas and oil from Russia by 2030. Among the specific actions contained in the REPowerEU plan, to be implemented in the short term, there is an increase in the target of penetration of renewables in the electricity energy mix from 40 to 45% and an acceleration on hydrogen with the aim of installing 17.5 GW of electrolyser capacity by 2025 to ensure a local supply of green hydrogen, mainly intended for the decarbonisation of the industrial sector. Reaching the 45% envisaged by the REPowerEU plan would aim to essentially double the overall share of energy (electricity and heat) produced from renewable sources in the EU compared to 2021, when it was estimated to be around 22% [6, 7] with a country-based distribution shown in Figure 2.2, bringing total renewable energy generation capacities to 1236 GW by 2030.

European energy policy is extremely oriented towards increasing energy efficiency, the use of renewable sources and the reduction of CO2 emissions.

The main reference of European energy policy is the *European Green Deal*(GDE), which, approved on 14 July 2021, adopts a series of proposals to reduce CO2 emissions by 55% by 2030, compared to 1990 levels, with the ambitious goal of making our continent completely carbon neutral (i.e. with net zero CO2 emissions) by 2050.

---

Italy has implemented the REDII Directive with Legislative Decree 199/2021, setting a quota of at least 16% of renewable sources in the total fuels released for consumption in road and rail transport by 2030, through the consumption of liquid and gaseous biofuels and RNFBO and RCF with a minimum GHG reduction of 70%.

The Italian National Energy and Climate Plan (PNIEC), published in January 2020 and currently under review, has set the contribution of renewable sources to the transport sector at 22% by 2030. The Plan's ambition is to bridge the gap between the biofuels target and the 22% set by the Plan by increasing the use of electricity from renewable sources in transport.

In line with the RED II Directive, biofuels produced from the feedstocks listed in Annex VIII, parts A and B, of Legislative Decree 199/2021, are counted twice their energy content, while AVIO SAFs and renewable fuels for the maritime sector 1.2 times (if not produced from food and fodder crops) and renewable electricity 4 times if used on roads and 1.5 times if used in rail transport.

Sub-targets are also foreseen for advanced biofuels (produced from feedstocks listed in Annex VIII, Part A), as well as caps for certain types of biofuels (produced from food and fodder crops and high ILUC or produced from raw materials listed in Annex VIII, Part B).

From 2024, it will no longer be possible to count the share of biofuels, bioalcohols and biomass fuels, palm oil products, empty palm oil fruit bundles (EFB) and fatty acids derived from the processing of oil palm fruit (PFAD) towards compliance with the obligations, unless they are certified as low ILUC risk.

National legislation (Article 39 of Legislative Decree 199/2021) has established an additional mandate—not included in the 16% obligation, but contributing to the 22% target—for the release for consumption of pure biofuels equal to 300,000 tonnes in 2023, with an increase of 100,000 tonnes per year until reaching 1 million tonnes from 2030 onwards. To promote the green conversion (total or partial) of existing refineries, a fund of €260 million has been established through 2024 to remunerate investments in the domestic production of pure biofuels. The decree of the Ministry of the Environment and Energy Security (MASE), which regulates the implementation of the obligations for biofuels to be released for consumption by obligated entities for the 2023-2030 timeframe, is expected to be published in the Official Journal shortly.

## **2.2 European and national energy policies for the transport sector**

The reference legislation for the development of renewable energy, and in particular biofuels, in the EU is Directive (EU) 2009/28/EC called RED (Renewable Energy Directive) which sets the objectives for the growth and diffusion of renewable sources in the sectors mainly involved (energy, transport, etc.) to be achieved by 2020..

Growing ambitions for decarbonisation and the penetration of renewables subsequently led to Directive 2018/2001/EC, known as RED II, which defined new and more challenging objectives to be achieved by 2030 by all Member States, who are required to transpose the objectives into their national legislation.

The new RED III Directive came into force on 20 November 2023. Directive 2023/2413/EC, which updates Directive 2018/2001/EC, introduces a series of new measures for Member States in the renewable energy sector, particularly regarding their promotion and increasing their share in the Union's energy mix.

With the new directive, Europe aims to ensure, by 2030, a renewable share of at least 42.5% (compared to the current 32%) in final energy consumption, with the goal of reaching 45%. All Member States are also encouraged to allocate at least 5% of the capacity of new energy installations to innovative solutions.

In the transport sector, the European Union is committed to reducing greenhouse gas emissions by 14.5% by 2030. This target will be achieved through the use of advanced biofuels and a more ambitious share of non-biological renewable fuels, such as hydrogen.

Of the total CO<sub>2</sub> eq. emissions for the transport sector, 92.9% were associated with road transport, including 64.7% from cars, 20.5% from heavy-duty vehicles, 11.7% from light commercial vehicles, and 3% from motorcycles. Figure 2.2 shows how, compared to 1990, emissions from cars and light commercial vehicles have become increasingly significant, while the impact of those from heavy-duty vehicles has decreased. Furthermore, the impact of domestic maritime transport and trains has decreased, while that of domestic and international aviation (included under "other" in the figure) has increased.

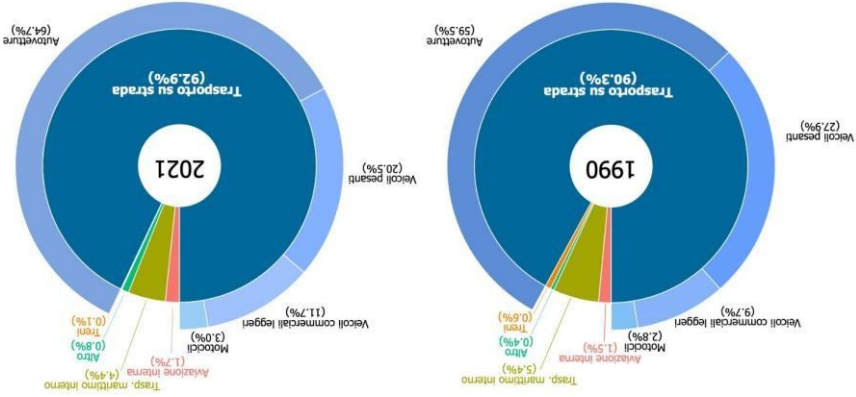
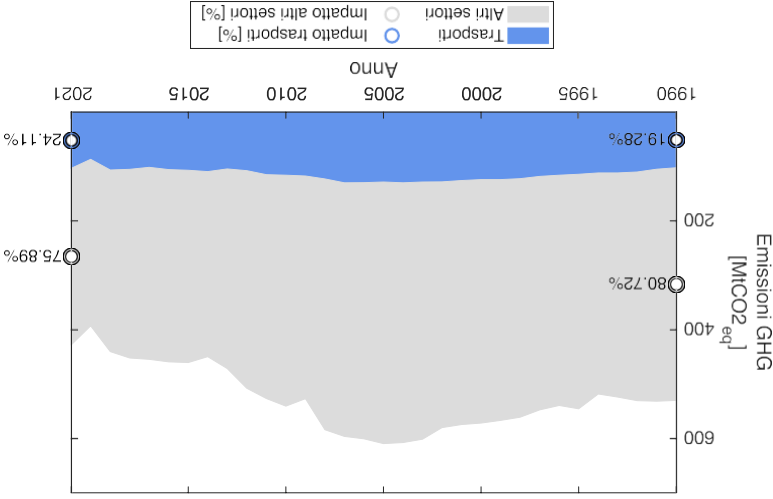


Figure 2.2  
Percentage distribution of greenhouse gas emissions in Italy by transport mode in 1990 and 2021. Own calculation based on EEA and UNFCCC data.

## 2. The European and national energy framework and the constraints for the transport sector

### 2.1 Carbon dioxide emissions in the transport sector

From data from the European Environment Agency (EEA) and theAccording to the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), in 2021 the transport sector contributed 24.1% of greenhouse gas (GHG) emissions in Italy. Over the last 30 years, emissions from the transport sector have remained roughly constant (102.2 Mton CO<sub>2</sub> eq. in 1990, 103.3 Mton CO<sub>2</sub> eq. in 2021), but despite a reduction in total emissions, their contribution has increased from the 19.3% of GHG emissions in 1990, which is used as a reference for European climate policies.



*Figure 2.1  
Greenhouse gas emissions in Italy from 1990 to 2021. Own calculations based on EEA and UNFCCC data.*

Distinct from the energy sources discussed in the previous section are energy carriers. These are derived from transformations of primary energy sources. Energy carriers are typically produced for their greater ease of transport, storage, and use compared to primary sources. Electricity is often considered an energy carrier, even though it can be produced directly from some renewable sources. Electricity is transformed (at various voltage levels) and then transported to end uses. Hydrogen is also considered an energy carrier because it is currently produced from other primary energy sources or carriers—currently, hydrogen is mainly produced from natural gas through the catalytic process of steam reforming. Even if hydrogen were produced directly from solar radiation (e.g., through innovative artificial photosynthesis processes), this would still represent a way to store solar energy and then transport it elsewhere than from the production site.

#### *Energy constraints and energy transition*

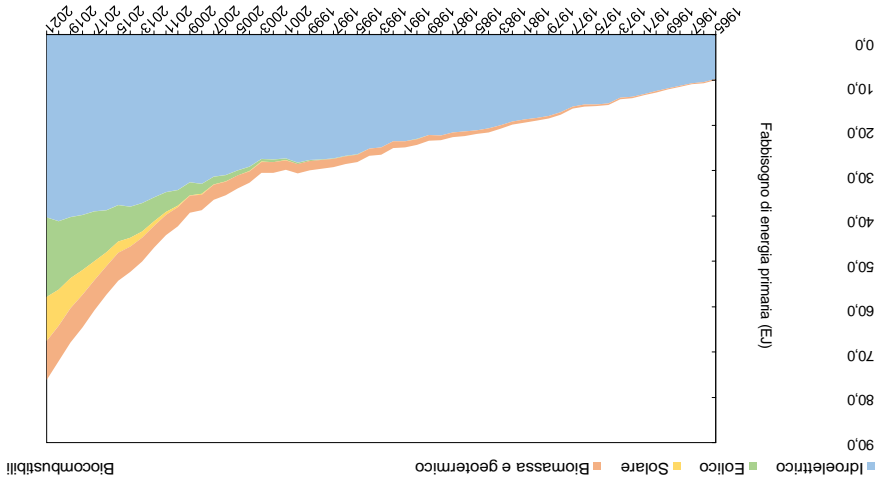
It's clear that the constraints of exhaustible fuels are related to resource and environmental limitations. In the past, the energy transition occurred from biomass to coal. This transition supported the industrial revolution. Coal was replaced by oil as the predominant energy source. Natural gas was also poised to become prevalent, but growing awareness and concern about climate change has slowed the use of fossil fuels in favor of new renewable sources such as solar and wind. Currently, the energy transition towards renewable sources is still in its infancy, and the challenge will be the time required for the predominant shift to them.

#### *Online and bibliographic references:*

- [1] BP Statistical Review of World Energy, <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/primary-energy.html>.
- [2] Energy Services Manager (GSE), <https://www.gse.it/servizi-per-te/news/fuel-mix-determinazione-del-mix-energetico-per-gli-anni-2020-2021>.

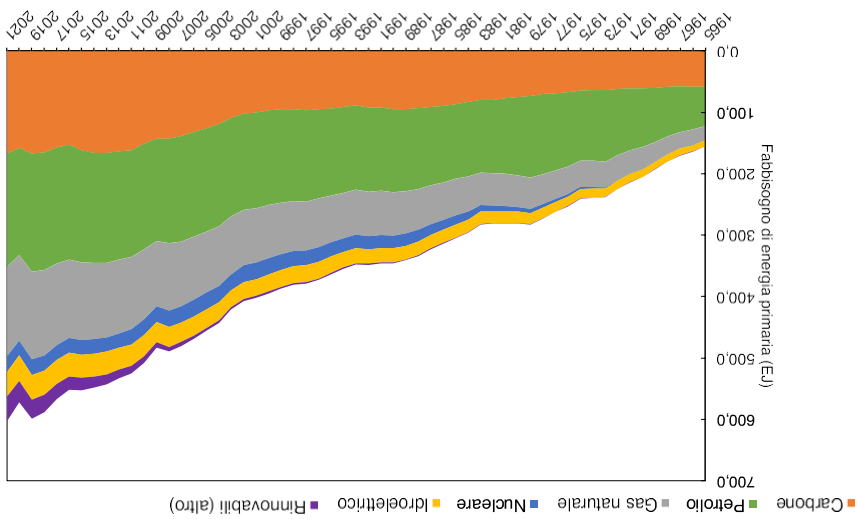
Global primary energy demand from renewable sources in the period 1965-2021 (Source: Personal processing from BP Statistical Review data)

Figure 1.2



Global primary energy demand 1965-2021 (Source: Personal processing from BP Statistical Review data)

Figure 1.1.





production accounts for just 20% of the national primary energy requirement.

electrical and/or thermal energy. Here too, it is useful to note that the sun is always the primary driver of wind energy. Indeed, the Earth's uneven temperature causes atmospheric pressure gradients, which in turn cause air mass movements. Energy from the sun and wind are the so-called "modern" renewable sources, as their exploitation on a significant scale began only two to three decades ago. Harnessing the potential and kinetic energy of bodies of water, through hydroelectric power plants, is a more established practice and currently represents the most widely used renewable source worldwide for electricity generation.

The use of biomass and the exploitation of geothermal energy, i.e., underground heat, complete the picture of renewable energy sources. Biomass is a widely exploited renewable source, albeit often with rudimentary techniques. This is called "traditional biomass," often used in developing countries through combustion processes and for cooking. The actual "renewability," and even carbon neutrality, of biomass is highly dependent on the type of biomass and the methods used to convert it into energy (typically heat, in traditional uses). Biomass derived from waste processes or forestry residues is certainly fully renewable.

Given the urgent need to decarbonize our energy system, many new technologies are being developed in the field of renewable energy sources. For example, and not limited to, technologies for converting wave energy into electricity.

### *The current mix of energy sources*

The most significant energy sources currently for our energy and production system remain fossil fuels (coal, oil, and natural gas), which still accounted for approximately 80% of the TPES as of 2021 (Figure 1.1). The graph shows the gradual transition from coal to natural gas among fossil fuels and the emergence of renewable sources other than hydroelectricity over the last twenty years or so.

Figure 1.2 shows the details of the contribution provided by renewable sources. It can be seen how the contribution from wind and solar is increasing exponentially. In some contexts, renewable energy sources (RES) can also represent a significant share of the electricity generation mix. This is the case in Italy, where in 2021 over 40% of the electricity fed into the grid came from renewable sources [2]. However, electricity

from the Sun – only a few EJ are currently generated by solar sources<sup>[1]</sup> allows us to intuit that the potential of solar energy is, in perspective, important even in the face of inevitable technical and/or economic constraints on the exploitation of this resource. It's useful to remember that a portion of solar radiation is still captured by the Earth's surface due to the growth of phytoplankton. However, even this portion represents a small amount of absorption compared to the total incident radiation.

## 1.2 Current definition of energy source, energy vectors, energy constraints and ecological transition

*Energy sources: exhaustible and renewable*

Our civilization typically considers and accounts for those energy sources that are practically and widely used to sustain our activities. In other words, we tend to define energy sources as those sources that are exploited to satisfy our productive needs. Among energy sources, the main distinction is generally between exhaustible and renewable sources. Fossil fuels belong to the former category. In fact, they consist of decomposed phytoplankton and zooplankton which have gradually transformed and settled in deposits typically located beneath the Earth's crust. Considering that phytoplankton derives from the photosynthesis process activated by solar radiation, and zooplankton is also directly or indirectly fueled by phytoplankton, fossil fuels can be viewed as a sort of solar energy reserve that has gradually accumulated over time.

Other exhaustible sources are those that rely on chemicals that are irreversibly extinguished (transformed) after being used. This category includes fissile substances used, or potentially usable, for energy production, thermal and electrical power in nuclear fission power plants, also known as thermonuclear power plants. So-called renewable sources are those that do not depend on a gradually depleting stock of resources. Solar radiation and wind are renewable sources, available as an energy flow that can be intercepted, or captured, and converted through appropriate technologies into

---

<sup>1</sup> 1.72 EJ equivalents were generated from solar power in 2021. The equivalency concept is based on the equivalent fuels that would otherwise be required to generate the same solar output as reported above.

# 1. Energy at the level of planet Earth

## 1.1 Energetics of Planet Earth

Planet Earth's energetics is characterized by a thermal-radiative balance between the Earth's crust, the atmosphere, and the Sun. The equilibrium of these systems, which exchange energy with each other, depends, among other things, on their optical-radiative properties. The continuous emission and accumulation of greenhouse gases in the atmosphere is altering its chemical composition, impacting its radiative characteristics, such as a change in the absorption coefficient of radiation re-emitted by the Earth in the infrared spectrum. These forces lead to a new equilibrium state that tends to alter our planet's surface temperature. Indeed, through various human activities, gases such as CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, and others are emitted into the atmosphere, altering the chemical composition of the atmospheric layers over very long timescales, especially in the case of CO<sub>2</sub>—which can be reabsorbed by natural carbon cycles, but very slowly.

The prime mover of many of the natural cycles and weather events, both severe and mild, that we observe on our planet is the Sun. The Sun provides a flux of energy to our planet that is enormous when compared to our energy consumption. At the top of the atmosphere, the solar constant, or the solar radiative flux toward Earth, is approximately 1361 W/m<sup>2</sup>. Due to the Earth's geometry, its daily rotation around its axis, and atmospheric attenuation (reflection and absorption by the atmospheric layers), the average radiation on the Earth's crust is approximately 160 W/m<sup>2</sup>. This is obviously an average figure, which then varies widely depending on the point of interest, which depends on the latitude, day of the year (which is represented by the fundamental angle known as solar declination), and, of course, solar time. By contrast, our total primary energy supply, TPEs — which represents the energy needs to satisfy our human activities — amounts to almost 600 EJ [1] (exajoules, i.e. 10<sup>18</sup> Joules) per year, corresponding to 0.37 W/m<sup>2</sup>. Our energy needs are then substantially all converted into heat through the transformations that take place in our production system, passing primary energy to final uses.

This comparison between the available solar radiation flux on Earth and our rate of supply (which today comes only to a small extent

<b>OEM</b>	Produttore di	Original Equipment Manufacturer
<b>PEM</b>	Cella a Combustibile a Membrana a Scambio Protonico	Proton Exchange Membrane Fuel Cell
<b>PFA</b>	Distillato di Acidi Grassi da Palma	Palm Fatty Acid Distillate
<b>PHE</b>	Veicolo Ibrido Plug-in	Plug-in Hybrid Electric Vehicle
<b>V</b>		
<b>PNIE</b>	Piano Nazionale Integrato Energia e Clima	National Integrated Energy and Climate Plan
<b>RCF</b>	Carburanti a base di Carbonio Rinnovabile	Renewable Carbon Fuels
<b>RED</b>	Direttiva sulle Energie Rinnovabili	Renewable Energy Directive
<b>REE</b>	Veicolo Elettrico con Rinnovabili	Range Extender Electric Vehicle
<b>V</b>	Estensione di Autonomia	
<b>RFN</b>	Carburanti Rinnovabili di Origine Non Biologica	Renewable Fuels of Non-Biological Origin
<b>BO</b>		
<b>SAF</b>	Carburante Sostenibile per l'Aviazione	Sustainable Aviation Fuel
<b>SDG</b>	Obiettivi di Sviluppo Sostenibile	Sustainable Development Goals
<b>SOF</b>	Cella a Combustibile a Ossidi Solidi	Solid Oxide Fuel Cell
<b>TCC</b>	Costo Totale di Possesso	Total Cost of Ownership
<b>TEN-</b>	Rete Trans-europea dei Trasporti	Trans-European Transport Network
<b>T</b>	Approvvigionamento Totale di Energia Primaria	Total Primary Energy Supply
<b>TRL</b>	Livello di Prontezza Tecnologica	Technology Readiness Level
<b>tiw</b>	Dal Serbatoio alle Ruote	Tank-to-Wheels
<b>UAV</b>	Veicolo Aereo Senza Pilota	Unmanned Aerial Vehicle
<b>UNF</b>	Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici	United Nations Framework Convention on Climate Change
<b>CCC</b>		
<b>WtW</b>	Dal Pozzo alle Ruote	Well-to-Wheels

<b>ANS</b>	Agenzia Nazionale per la Sicurezza delle Ferrovie e delle Infrastrutture Stradali e Autostradali	National Agency for Railway and Road Infrastructure Safety
<b>FISA</b>		
<b>BEV</b>	Veicolo Elettrico a Batteria	Battery Electric Vehicle
<b>CCS</b>	Cattura e Stoccaggio della CO <sub>2</sub>	Carbon Capture and Storage
<b>CCU</b>	Cattura Utilizzo e Stoccaggio della CO <sub>2</sub>	Carbon Capture Utilization and Storage
<b>CNIM</b>	Comitato Nazionale Italiano per la Manutenzione	Italian National Maintenance Committee
<b>CNR</b>	Consiglio Nazionale delle Ricerche	National Research Council
<b>CSL</b>	Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici	High Council of Public Works
<b>P</b>		
<b>EFB</b>	Cumuli di Frutti Vuoti	Empty Fruit Bunches
<b>ENE</b>	Agenzia nazionale per le nuove tecnologie l'energia e lo sviluppo economico sostenibile	National Agency for New Technologies Energy and Sustainable Economic Development
<b>ENI</b>	Ente Nazionale Idrocarburi	National Hydrocarbons Authority
<b>ETS</b>	Serie Temporale con Smorzamento Esponenziale	Exponential Smoothing Time Series
<b>FCE</b>	Veicolo Elettrico a Cella a Combustibile	Fuel Cell Electric Vehicle
<b>V</b>		
<b>FER</b>	Fonti Energetiche Rinnovabili	Renewable Energy Sources
<b>FNM</b>	Ferrovie Nord Milano	Northern Milan Railways
<b>GDE</b>	Green Deal Europeo	European Green Deal
<b>GHG</b>	Gas a Effetto Serra	Greenhouse Gases
<b>GNC</b>	Gas Naturale Compresso	Compressed Natural Gas
<b>GNL</b>	Gas Naturale Liquefatto	Liquefied Natural Gas
<b>GSE</b>	Gestore dei Servizi Energetici	Energy Services Manager
<b>HEV</b>	Veicolo Ibrido Elettrico	Hybrid Electric Vehicle
<b>HRS</b>	Stazione di Rifornimento di Idrogeno	Hydrogen Refueling Station
<b>ILUC</b>	Cambiamento Indiretto dell'Uso del Suolo	Indirect Land Use Change
<b>LCA</b>	Analisi del Ciclo di Vita	Life Cycle Analysis
<b>LCO</b>	Costo Uniformato	Levelized Cost of Electricity
<b>E</b>		
<b>MAS</b>	Ministero dell'Ambiente e dell'Elettricità	Ministry of Environment and Energy Security
<b>MIT</b>	Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti	Ministry of Infrastructure and Transport
<b>NDC</b>	Contributo Determinato a Livello Nazionale	Nationally Determined Contribution



## ACRONYMS



## R

- **RED II / RED III**: Direttive europee sulle energie rinnovabili, con obiettivi al 2030.

- **REPowerEU**: Piano europeo per ridurre la dipendenza energetica da fonti fossili e accelerare la transizione verde.

- **RFNBO**: *Renewable Fuels of Non-Biological Origin*, come l'idrogeno verde o gli e-fuels.

- **Risk Management**: Gestione del rischio, fondamentale per la sicurezza di impianti e infrastrutture, soprattutto in ambito energetico e chimico.

## S

- **SAF (Sustainable Aviation Fuel)**: Carburante sostenibile per l'aviazione, derivato da biomasse o sintesi chimica.

- **SOFC (Solid Oxide Fuel Cell)**: Cella a combustibile ad ossidi solidi, ad alta efficienza.

## T

- **TPES (Total Primary Energy Supply)**: Quantità totale di energia primaria disponibile per un paese o sistema.

## V

- **Vettore energetico**: Sostanza o sistema che trasporta energia da una fonte a un utilizzo finale (es. elettricità, idrogeno).

- **Vehicle-to-Grid (V2G)**: Tecnologia che consente ai veicoli elettrici di restituire energia alla rete elettrica.

I

- **Hydrogen Valley:** Ecosistema locale integrato per produzione, distribuzione e utilizzo dell'idrogeno.

L

- **ICE (Internal Combustion Engine):** Motore a combustione interna, tipico dei veicoli tradizionali.
- **Idrogeno verde:** Idrogeno prodotto tramite elettrolisi alimentata da fonti rinnovabili.
- **Idrogeno blu:** Idrogeno prodotto da gas naturale con cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub>.
- **Idrogeno grigio:** Idrogeno prodotto da fonti fossili senza cattura della CO<sub>2</sub>.
- **Idrogeno rosa:** Idrogeno prodotto tramite elettrolisi alimentata da energia nucleare.

M

- **LCA (Life Cycle Assessment):** Valutazione dell'impatto ambientale di un prodotto lungo tutto il suo ciclo di vita.
- **Low Pressure Storage:** Serbatoi per lo stoccaggio dell'idrogeno a bassa pressione (50–200 bar), usati nella fase iniziale della catena di distribuzione.
- **Medium/High Pressure Storage:** Serbatoi per lo stoccaggio dell'idrogeno a pressioni intermedie o elevate (450–1000 bar), utilizzati per il rifornimento diretto dei veicoli.
- **MHEV (Mild Hybrid Electric Vehicle):** Veicolo ibrido con supporto elettrico leggero, non in grado di muoversi in modalità solo elettrica.

P

- **PHEV (Plug-in Hybrid Electric Vehicle):** Veicolo ibrido ricaricabile da rete elettrica.
- **PNIEC:** Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima.

## D

- **Decarbonizzazione:** Processo di riduzione delle emissioni di carbonio (CO<sub>2</sub>) nei sistemi energetici e nei trasporti.

## E

- **E-fuels:** Combustibili sintetici prodotti da idrogeno e CO<sub>2</sub> compatibili con i motori termici esistenti.
- **Elettrolizzatore:** Dispositivo che produce idrogeno tramite elettrolisi dell'acqua.
- **Emissioni WtW (Well-to-Wheel):** Emissioni totali di un veicolo, dalla produzione del carburante fino all'uso su strada.

## F

- **FCEV (Fuel Cell Electric Vehicle):** Veicolo elettrico alimentato da celle a combustibile che utilizzano idrogeno.
- **Fuel Cell (Cella a combustibile):** Dispositivo elettrochimico che converte l'idrogeno in elettricità, calore e acqua.
- **Fit for 55:** Pacchetto legislativo UE per ridurre le emissioni del 55% entro il 2030.
- **FER:** Fonti Energetiche Rinnovabili.

## G

- **GNL (Gas Naturale Liquefatto):** Gas naturale raffreddato a -162°C per facilitarne il trasporto e lo stoccaggio.

## H

- **HEV (Hybrid Electric Vehicle):** Veicolo ibrido con motore termico ed elettrico, non ricaricabile da rete esterna.
- **HRS (Hydrogen Refueling Station):** Stazione di rifornimento per veicoli a idrogeno, con sistemi di compressione e stoccaggio a diverse pressioni.

A

- **AFIR: Alternative Fuels Infrastructure Regulation**, regolamento europeo per lo sviluppo delle infrastrutture per i combustibili alternativi.
- **Ammoniacca:** Composto chimico ( $\text{NH}_3$ ) utilizzato in vari settori industriali.
- **Ammoniacca verde:** Combustibile sintetico prodotto da idrogeno verde e azoto atmosferico, potenzialmente utilizzabile nei trasporti.
- **Autonomia di missione:** Capacità di un veicolo di coprire una distanza o svolgere un servizio senza necessità di rifornimento o ricarica.

B

- **BEV (Battery Electric Vehicle):** Veicolo elettrico alimentato esclusivamente da batterie ricaricabili.
- **Biocarburanti:** Carburanti derivati da biomassa. Possono sostituire i combustibili fossili nei motori a combustione interna, ma non sono sempre considerati carbon neutral.
- **Biometano:** Gas rinnovabile ottenuto dalla purificazione del biogas, utilizzabile nei veicoli a metano.

C

- **CCUS: Carbon Capture, Utilization and Storage**, tecnologie per catturare, riutilizzare o stoccare la  $\text{CO}_2$ .
- **CNG (Compressed Natural Gas):** Gas naturale compresso, usato come carburante alternativo.
- **$\text{CO}_2$  eq:** Equivalente di anidride carbonica, misura standardizzata delle emissioni climateranti.
- **Configurazione HRS (Hydrogen Refueling Station):** Struttura per il rifornimento di idrogeno, composta da sistemi di stoccaggio a bassa/media/alta pressione, compressori e sistemi di erogazione.



## GLOSSARY



## Fabio Croccolo

the post-transition scenario towards which we must strive. I would like to thank all the authors: scientists, researchers, university professors, and industrial experts, who, with their wise and valuable contributions, have physically brought this book to life. A heartfelt thanks to Massimo Sessa, President of the Higher Council of Public Works, who enabled me to undertake this project and supported me along the way. Finally, I cannot fail to pay tribute to Professor Aurelio Misiti, the scientific coordinator of this work and a mentor to us all, for his continued support, encouragement, and youthful enthusiasm that have enabled us to reach this publication.



This book was born from this experience: I wanted and proposed it precisely to provide policymakers and, above all, us technicians who are tasked with advising them with a tool that allows, to the extent possible, to correctly choose investments for the energy transition, while keeping in mind

economic analysis. In my long experience as Director General of the MIT, especially in the latter part as President of the Third Section of the Superior Council of Public Works, I have often found myself faced with similar dilemmas, when I was asked or proposed projects based more on generalist press articles and the collective imagination than on solid scientific and

— neither shared nor coordinated — of market operators. All this in a system in which vehicles follow an industrial development dictated by the needs of manufacturers and users, often without even considering the infrastructural challenges this poses (think of naval gigantism or self-driving vehicles), with the implicit assumption that it will then be up to public finances to adapt the infrastructure to the decisions

an environmental point of view. Finally, the benefit/cost ratio must be evaluated for each infrastructure project to avoid wasting resources on actions that do not repay the investments made — often not even from system poses.

It is then necessary to address the problems of security, geographic penetration, distribution and so on that each new airplane or a motorcycle.

Secondly, we must take into account the different mission autonomies and break-even distances of the transport modes: what is optimal for a train is not necessarily optimal for an

conditions — is rarely less than 50 years.

## INTRODUCTION

Humanity is increasingly energy-hungry. Technological development on the one hand (think of so-called artificial intelligence) and well- being (for example, air conditioning) require exponentially growing amounts of energy.

Although the pessimistic predictions formulated by the Club of Rome in "The Limits to Growth" (a study by the Massachusetts Institute of Technology, 1972) – which envisioned the depletion of oil by the beginning of the third millennium – have been largely disappointed for a variety of reasons (drastic reduction in unit consumption, discovery of new deposits, new extraction technologies, etc.), the process of pollutant emissions has continued, posing serious problems for the use of fossil fuels.

It is true that nature offers many ways to generate energy from natural sources, primarily the sun, but our current technologies do not allow us to do so efficiently enough to meet the growing needs. More promising is nuclear fusion, which—if realized and industrialized—could provide an adequate response to reasonably foreseeable needs. However, both the Tokamak system and the Stellarator still presumably require between 10 and 25 years of research and development before becoming operational. It is therefore a question of managing an energy transition that immediately reduces pollutant emissions while maintaining, indeed increasing, energy availability and that has a prospective duration of approximately thirty years.

Infrastructure development—which is the responsibility of the Ministry of Infrastructure and Transport—must support and accompany this transition, but with some fundamental assumptions in mind.

First of all, it is necessary to consider the life cycle of the infrastructure, which – even in the most pessimistic



## PRESENTATION

When Engineer Fabio Croccolo – at the time President of the Third Section of the Higher Council of Public Works, which I have the honor of chairing – proposed to me, as a goal for 2023, the drafting of a white paper on hydrogen and alternative fuels, I immediately understood the potential usefulness of such a work to better carry out our work as technicians who must evaluate public works from the standpoint of their technical and economic feasibility.

I therefore encouraged him to continue and established the Commission dedicated to drafting the book, asking my illustrious predecessor and Master, Professor Aurelio Misiti, to ensure its scientific coordination.

The first draft of the book was actually produced and filed with the proceedings of this CSLP by the end of 2023, but the overload of work related to the PNRR projects, first, and the early compulsory retirement of President Croccolo, later, prevented its revision and publication in print.

Thanks to the personal and voluntary commitment of the two editors, this text has now finally seen the light and I am proud to include it as one of the most significant works produced by the CSLP, in the certainty that it will be of fundamental assistance to planners, designers and policy makers.

A heartfelt thanks to all the editors, to the coordinator, Fabio Croccolo, and especially to my professor, Aurelio Misiti.

**Massimo Sessa**



## The Experts:

President Fabio CROCCOLO (Higher Council of Public Works) –  
Coordinator Prof. Aurelio MISITI (CNIM President) - Scientific coordinator  
Eng. Marcello PAOLUCCI (Higher Council of Public Works)  
Engineer Fabrizio FREZZINI (Higher Council of Public Works)  
Eng. Paolo SAPPINO (Ministry of Infrastructure and Transport)  
Eng. Pasquale SAENNI (ANSFISA)  
Eng. Rocco CAMMARATA (ANSFISA)  
Eng. Gianluca FORTE (ANSFISA)  
Eng. Stefano ZAMPINO  
(ANSFISA) Eng. Alberto  
ANDREONI (ANSFISA)  
Prof. Gian Marco BIANCHI (Alma Mater Studiorum University of Bologna)  
Prof. Romano BORCHIELLINI (Polytechnic University of Turin)  
Prof. Andrea LANZINI (Polytechnic University of Turin)  
Eng. Michele Vincenzo MIGLIARESE CAPUTI (University of Rome)  
Prof. Cesare PIANESE (University of Salerno)  
Prof. Giuseppe MASCHIO (University of  
Padua) Prof. Donatella CIRONE (Unister  
University) Eng. Vincenzo ANTONUCCI  
(CNR)  
Eng. Laura ADALORO (CNR)  
Dr. Antonio VITA (CNR)  
Eng. Giorgio GRADITI (ENEA)  
Dr. Andrea PISANO (ENI)  
Dr. Alberto DI LULLO (ENI)  
Dr. Giordano FRANCESCHINI (ENI)  
Dr. Sabina MANCA (ENI)  
Eng. Fabio DATTILO (Fire Brigade)

On the cover  
Work by Mimmo Soto

© 2025 R. BARBARO EDITORE  
[www.dbebarbaroeditore.it](http://www.dbebarbaroeditore.it) [info@dbebarbaroeditore.it](mailto:info@dbebarbaroeditore.it)

first edition  
December 2025  
ISBN : 9788894796  
All rights reserved

# **SCIENCE FIRST** *and then the technology*

## **WHITE PAPER**

**on the ecological transition of infrastructures and  
systems transport with particular attention to those  
powered by hydrogen.**

**Edited by Aurelio Misiti and Fabio Croccolo**



**BARBARO EDITORE**