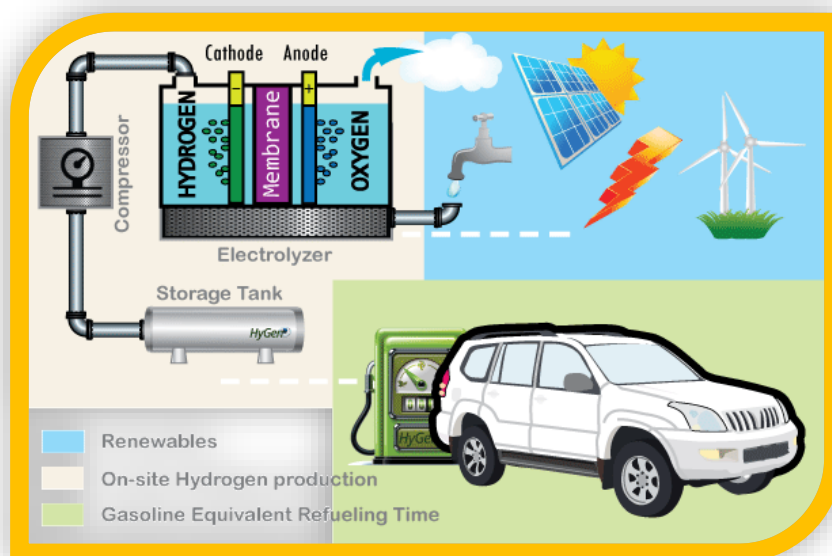


# *Piano Nazionale di Sviluppo Mobilità Idrogeno Italia*



Marzo 2016

In ottemperanza alla DIRETTIVA 2014/94/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO  
del 22 ottobre 2014  
sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi



**Coordinatore:** Cinque International srl

*Guido Mattei <gm@cinque.international>*



**Direzione Scientifica:** Fondazione Bruno Kessler

*Luigi Crema <crema@fbk.eu>*

*Diego Viesi <viesi@fbk.eu>*



**Co-Autori:** Air Liquide, ANCI, ANEV, CNR-ITAE, ENEA, FAST, Federchimica/Assogastecnici, Hyundai, IIT Bolzano, Linde, McPhy Energy, Nuvera, Politecnico di Milano, Gruppo SAPIO, SOL, Tenaris Dalmine



# Indice

<b>1</b>	<b>Le politiche dell'Unione Europea per il settore dei trasporti.....</b>	<b>4</b>
1.1	Dipendenza energetica, emissioni e qualità dell'ambiente.....	4
1.2	Verso una mobilità alternativa, competitiva e sostenibile.....	6
1.3	La Direttiva 2014/94/UE sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi .....	8
<b>2</b>	<b>Stato tecnologico e ruolo dell'idrogeno nella transizione energetica .....</b>	<b>9</b>
2.1	Introduzione e motivazioni per lo sviluppo delle tecnologie ad idrogeno .....	9
2.2	Stato tecnologico attuale e prospettive future .....	12
2.2.1	L'idrogeno per la mobilità.....	12
2.2.2	Veicoli FCEV.....	13
2.2.3	Tecnologie per la produzione dell'idrogeno .....	20
2.2.4	Trasporto dell'idrogeno .....	24
2.2.5	Stazioni di rifornimento dell'idrogeno.....	24
2.2.6	Tecnologie per la conversione e lo stoccaggio dell'idrogeno .....	27
<b>3</b>	<b>Scenari europei per la transizione energetica nel settore dei trasporti .....</b>	<b>30</b>
<b>4</b>	<b>La Strategia Energetica Nazionale .....</b>	<b>35</b>
<b>5</b>	<b>Scenario di introduzione dell'idrogeno nel settore dei trasporti italiano .....</b>	<b>36</b>
5.1	Dimensionamento del parco veicoli FCEV .....	38
5.2	Produzione dell'idrogeno per il settore dei trasporti .....	40
5.3	Integrazione delle rinnovabili elettriche .....	44
5.4	Dimensionamento delle stazioni di rifornimento .....	45
5.5	La prospettiva del consumatore .....	49
5.6	Riduzione delle emissioni di CO2 e di altri inquinanti dannosi alla salute umana.....	51
5.7	Misure di sostegno al Piano Nazionale di Sviluppo.....	54
<b>6</b>	<b>Appendici.....</b>	<b>59</b>
6.1	Integrazione delle rinnovabili elettriche .....	59
6.1.1	Ruolo dell'elettrolisi nella produzione di idrogeno per la mobilità e suoi effetti per il bilanciamento e la stabilizzazione della rete elettrica italiana .....	59
6.1.2	Stima del potenziale di produzione idrogeno da fonti elettriche rinnovabili non dispacciabili .....	63
6.2	Scenari di evoluzione tecnologica riportati nel report "Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs".....	66
6.3	Dimensionamento del parco veicoli FCEV .....	68
6.4	Produzione dell'idrogeno per il settore dei trasporti .....	71
6.5	Dimensionamento delle stazioni di rifornimento .....	73
6.6	La prospettiva del consumatore .....	76
6.7	Riduzione delle emissioni di CO2 e di altri inquinanti dannosi alla salute umana.....	78
6.8	Considerazioni tecniche ed ambientali riassuntive.....	81



6.9	Misure di sostegno al Piano Nazionale di Sviluppo.....	83
6.9.1	Misure giuridiche.....	83
6.9.2	Misure finanziarie.....	86
6.10	L'approccio captive fleet per le autovetture e gli autobus FCEV fino al 2025 .....	90
<b>7</b>	<b>Bibliografia.....</b>	<b>93</b>



# 1 Le politiche dell'Unione Europea per il settore dei trasporti

## 1.1 Dipendenza energetica, emissioni e qualità dell'ambiente

I trasporti dell'Unione Europea dipendono fortemente dai combustibili fossili, nel 2012 i carburanti derivati dal petrolio rappresentavano circa il 94 % circa delle forniture totali di energia del settore, l'86% dei quali importati [1]. L'Europa è un grande importatore di petrolio. Quasi 4 miliardi di barili di petrolio sono stati importati nel 2012 per un valore di € 385 miliardi di euro (Figura 1) [2]. **In Italia, nel 2012, l'import di petrolio grezzo è stato pari a 68.81 milioni di tonnellate, la spesa per benzina e diesel è stata pari a 24.63 miliardi di euro.**



Figura 1: Spesa dei paesi europei in benzina e diesel nel 2012. Fonte Eurostat, E3ME

**Nel settore dei trasporti, sostenere l'innovazione e l'efficienza, frenare la dipendenza dalle importazioni di petrolio e guidare il passaggio a fonti energetiche interne e rinnovabili rappresenta la via da seguire per raggiungere gli obiettivi chiave europei: stimolare la crescita economica, aumentare l'occupazione e mitigare i cambiamenti climatici.**

La creazione di occupazione è una priorità per i responsabili politici di tutta l'Europa. Un modo per stimolare la crescita in Europa è quello di migliorare la sua bilancia commerciale, un'altra è quella di spostare la spesa dalle zone a bassa intensità di lavoro ad aree con maggiore intensità di manodopera. Il passaggio a veicoli a basse emissioni di carbonio raggiunge entrambi. La catena di approvvigionamento di combustibili fossili,



compresa la raffinazione, distribuzione e vendita al dettaglio di carburanti, è una delle catene a minor intensità di lavoro, la maggior parte della creazione di valore avviene al di fuori dell'Europa. Dunque, ridurre la spesa alla pompa del carburante dei cittadini europei e spostandola verso altre aree dell'economia, a più alta intensità di manodopera, induce la creazione di occupazione. Inoltre, l'Europa eccelle nella tecnologia per il settore automobilistico, un aumento della spesa per veicoli a basse emissioni di carbonio creerà lavoro.

Per conseguire gli obiettivi dell'UE in materia di cambiamenti climatici occorrerà ridurre drasticamente le emissioni dei trasporti, la cui produzione di CO<sub>2</sub> corrisponde attualmente almeno al **20 % delle emissioni di gas serra dell'UE** (Figura 2) [3].

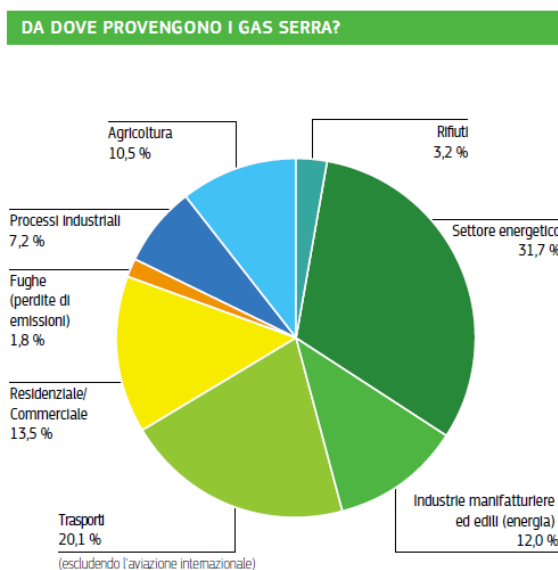


Figura 2: Emissioni totali di gas serra per settore nei 28 paesi dell'UE, 2012

In materia di energia e clima i leader dell'UE hanno fissato obiettivi ambiziosi per il 2020 e l'UE è la prima regione al mondo ad aver adottato norme vincolanti per garantire che vengano realizzati. La lotta ai cambiamenti climatici è uno dei cinque temi principali della strategia globale Europa 2020 per una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva [4]. In particolare, la strategia punta a garantire che, **entro il 2020, le emissioni di gas serra dell'UE siano ridotte del 20 %** rispetto al 1990, il **20 % dell'energia provenga da fonti rinnovabili** e vi sia un **aumento dell'efficienza energetica del 20 %**.

Nell'Ottobre 2014 i leader dell'UE hanno intensificato il loro impegno a rendere più competitiva l'economia dell'Unione e rafforzare la sicurezza e la sostenibilità del suo sistema energetico adottando il quadro per il 2030 in materia di energia e clima [5]. Un elemento centrale del quadro consiste nell'obiettivo vincolante di **ridurre, entro il 2030, le emissioni interne di gas serra dell'UE di almeno il 40 %** rispetto ai livelli del 1990. Per sostenere gli obiettivi del quadro di azione per il clima per il 2030, entro tale data il **settore dei trasporti dovrebbe ridurre le emissioni di gas serra del 20 %** rispetto ai livelli del 2008. I leader dell'UE hanno concordato l'obiettivo di portare la quota di **energie rinnovabili ad almeno il 27 % del consumo energetico dell'UE entro il 2030**.

A lungo termine, oltre a limitare il riscaldamento globale a meno di 2 °C, l'UE si è impegnata a **ridurre entro il 2050 le emissioni dell'80-95 %** rispetto ai livelli del 1990 [6]. Entro la metà del secolo **l'energia dovrebbe essere prodotta per quasi il 100 % da fonti a zero emissioni di carbonio**. Per ridurre le emissioni globali di



gas serra dell'80 % e contenere così i cambiamenti climatici entro limiti di sicurezza, **il settore dei trasporti deve tagliare le emissioni del 60 % entro il 2050** (rispetto ai livelli del 1990).

Ridurre le emissioni prodotte dai trasporti è quindi un elemento chiave della politica dell'UE, sostenuta da numerosi progetti e iniziative, tra cui sviluppare e incoraggiare l'utilizzo di carburanti alternativi non derivati dal petrolio.

**Un quarto delle emissioni dei trasporti dell'UE sono prodotte nelle aree urbane**, le città grandi e piccole svolgono quindi un ruolo fondamentale per attenuare i cambiamenti climatici. **Molte devono inoltre lottare con la congestione e migliorare la qualità dell'aria, attualmente insoddisfacente**. Con le sue direttive sulla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa [7], nonché sulla promozione di veicoli puliti e a basso consumo energetico nel trasporto su strada [8], l'UE ha fissato le prime norme di regolamentazione per migliorare la qualità dell'aria e ridurre i livelli di rumore. Numerose città e regioni europee hanno già avviato un deciso cambiamento nei loro sistemi di trasporto pubblico.

## 1.2 Verso una mobilità alternativa, competitiva e sostenibile

Gli obiettivi europei di **riduzione dei consumi energetici da combustibili fossili, riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> e miglioramento della qualità dell'aria e riduzione del rumore** possono essere raggiunti mediante **tre azioni chiave**<sup>1</sup>:

- 1) **evitando i trasporti**, ad esempio grazie ad una migliore pianificazione urbanistica e un aumento significativo del telelavoro;
- 2) **spostando la domanda di trasporto** verso modalità più efficienti, come il trasporto pubblico e le merci su rotaia;
- 3) **migliorando le tecnologie di trasporto**
  - a. aumentando l'efficienza delle tecnologie tradizionali
  - b. **promuovendo la rapida diffusione dei veicoli alternativi** tra cui BEV, FCEV, PHEV e biofuels.

Nelle tecnologie convenzionali, con motore a combustione interna, l'utilizzo di standard di regolamentazione per controllarne le emissioni di CO<sub>2</sub> si è rivelata una misura efficace in termini di costi/benefici. Nel 2009, l'Unione Europea ha formalmente adottato il regolamento 443/2009, che stabilisce un obiettivo medio di CO<sub>2</sub> per le nuove automobili vendute nell'UE di 130 g/km entro il 2015, sostenuto da sanzioni per la non conformità. Dopo lunghi negoziati politici, il Parlamento Europeo e il Consiglio dell'Unione Europea hanno raggiunto un accordo nel mese di Novembre 2013 per presentare un target a livello europeo delle emissioni delle autovetture di 95 g/km entro il 2021 e di imporre sanzioni alle case automobilistiche che non sono in grado di soddisfare le restrizioni richieste in materia di emissioni. Tale regolamento è stato ora formalmente accettato come legge Europea. Storicamente, **il Giappone e l'Unione Europea hanno guidato la riduzione delle emissioni nel settore dei trasporti, si prevede che questa leadership continui anche in futuro** (Figura 3).

---

<sup>1</sup> Sulla base dell'IEA ETP Avoid-Shift-Improve concept

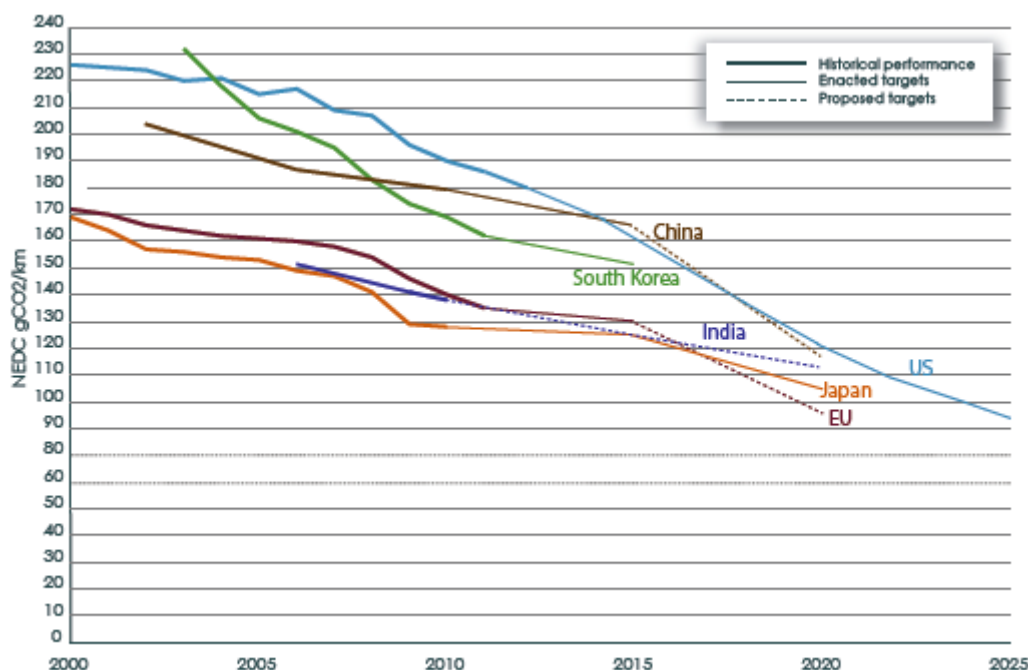


Figura 3: Standard di emissione dei veicoli leggeri nei diversi mercati mondiali

Il Libro bianco della Commissione Europea del 28 marzo 2011 intitolato “Tabella di marcia verso uno spazio unico europeo dei trasporti - Per una politica dei trasporti competitiva e sostenibile” [9] ha esortato a **ridurre la dipendenza dal petrolio nel settore dei trasporti**. È necessario conseguire tale obiettivo attraverso una serie di iniziative strategiche, ivi incluso mediante **l'elaborazione di una strategia sostenibile per i combustibili alternativi e la relativa infrastruttura**.

Sulla base della consultazione delle parti interessate, degli esperti nazionali e delle competenze acquisite, confluite nella comunicazione della Commissione Europea del 24 gennaio 2013, intitolata «Energia pulita per il trasporto, una strategia europea in materia di combustibili alternativi» [10], **l'elettricità, l'idrogeno, i biocarburanti, il gas naturale e il gas di petrolio liquefatto (GPL) sono stati identificati, attualmente, come i principali combustibili alternativi** con potenzialità di lungo termine in termini di alternativa al petrolio, anche alla luce del loro possibile utilizzo simultaneo e combinato mediante, ad esempio, sistemi che impiegano la tecnologia a doppia alimentazione.

La relazione del gruppo di alto livello CARS 21 del 6 giugno 2012 [11] ha indicato che **la mancanza di un'infrastruttura per i combustibili alternativi armonizzata a livello dell'Unione Europea ostacola l'introduzione sul mercato di veicoli alimentati con combustibili alternativi e ne ritarda i benefici per l'ambiente**. Nella sua comunicazione dell'8 novembre 2012, intitolata “CARS 2020: piano d'azione per un'industria automobilistica competitiva e sostenibile in Europa” [12], la Commissione Europea ha fatto proprie le principali raccomandazioni del gruppo di alto livello CARS 21 e ha presentato un piano d'azione basato su queste ultime.

**Il coordinamento dei quadri strategici di tutti gli Stati membri dovrebbe garantire la sicurezza a lungo termine necessaria per favorire gli investimenti pubblici e privati nelle tecnologie dei veicoli e dei carburanti alternativi e per la costruzione dell'infrastruttura**, al fine di perseguire il duplice obiettivo di rendere minima la dipendenza dal petrolio e attenuare l'impatto ambientale dei trasporti. È opportuno,





pertanto, che gli Stati membri elaborino quadri strategici nazionali in cui illustrano i propri obiettivi nazionali e le relative azioni di supporto, in materia di sviluppo del mercato per quanto riguarda i combustibili alternativi, compreso lo sviluppo della necessaria infrastruttura da realizzare, in stretta collaborazione con le autorità regionali e locali e con il settore interessato.

I veicoli alimentati a idrogeno presentano al momento tassi di penetrazione del mercato molto ridotti; la costruzione di una sufficiente infrastruttura di rifornimento per l'idrogeno è pertanto essenziale per renderne possibile una diffusione su larga scala.

### 1.3 La Direttiva 2014/94/UE sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi

La **Direttiva 2014/94/UE** [13] stabilisce un quadro comune di misure per la **realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi nell'Unione Europea** per ridurre al minimo la dipendenza dal petrolio e attenuare l'impatto ambientale nel settore dei trasporti.

Essa stabilisce requisiti minimi per la costruzione dell'infrastruttura per i combustibili alternativi, da attuarsi mediante i **quadri strategici nazionali** degli Stati membri.

Gli Stati membri notificano alla Commissione i rispettivi quadri strategici nazionali **entro il 18 novembre 2016**.

I quadri strategici nazionali devono comprendere quantomeno i seguenti elementi:

- una **valutazione dello stato attuale** e degli **sviluppi futuri** del mercato per quanto riguarda i **combustibili alternativi nel settore dei trasporti**, anche alla luce del loro possibile utilizzo simultaneo e combinato, e dello **sviluppo dell'infrastruttura per i combustibili alternativi**, considerando, se del caso, la continuità transfrontaliera;
- gli **obiettivi nazionali per la realizzazione dell'infrastruttura per i combustibili alternativi**;
- le **misure necessarie** per assicurare che siano **raggiunti gli obiettivi nazionali** contenuti nel rispettivo quadro strategico nazionale;
- le **misure** che possono promuovere la realizzazione dell'infrastruttura per i **combustibili alternativi nei servizi di trasporto pubblico**;
- la **designazione degli agglomerati urbani/suburbani**, delle altre zone densamente popolate e delle reti, che, a seconda delle esigenze del mercato, saranno **dotati di punti di ricarica/rifornimento accessibili al pubblico**.

Gli Stati membri garantiscono che i quadri strategici nazionali tengano conto delle necessità dei differenti modi di trasporto esistenti sul proprio territorio. Inoltre, i quadri strategici nazionali devono essere **in linea con la vigente normativa dell'Unione Europea in materia di protezione dell'ambiente e del clima**.

L'Articolo 4 concerne la "Fornitura di idrogeno per il trasporto stradale". Gli Stati membri che decidono di includere nei propri quadri strategici nazionali punti di rifornimento per l'idrogeno accessibili al pubblico assicurano, entro il 31 dicembre 2025, la disponibilità di un numero adeguato di tali punti, per consentire la circolazione di veicoli alimentati a idrogeno nelle reti stabilite da detti Stati membri, inclusi, se del caso, collegamenti transfrontalieri.



## 2 Stato tecnologico e ruolo dell'idrogeno nella transizione energetica

### 2.1 Introduzione e motivazioni per lo sviluppo delle tecnologie ad idrogeno

Ogni anno circa 50 milioni di tonnellate di idrogeno sono prodotte sul nostro pianeta [14]. L'idrogeno è quasi interamente utilizzato come materia prima all'interno delle industrie di raffinazione e della chimica. Secondo uno studio di Freedonia Group (2011), in Italia la domanda di idrogeno rappresenta circa lo 0.9 % della domanda mondiale, circa 0.448 Mt annue di idrogeno nel 2011 (Tabella 1).

Tabella 1: Domanda annua di idrogeno per settore in Italia (Fonte: Freedonia Group, 2011)

Domanda di idrogeno	2001	2006	2011	2016	2021	Unità
Raffinazione petrolifera	328,000	392,000	360,000	424,000	464,000	t/anno
Industria chimica	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	t/anno
Altro	48,000	48,000	40,000	48,000	48,000	t/anno
<b>TOTALE</b>	<b>424,000</b>	<b>488,000</b>	<b>448,000</b>	<b>520,000</b>	<b>560,000</b>	<b>t/anno</b>

Oltre allo storico utilizzo industriale, l'utilizzo dell'idrogeno come vettore energetico sta cominciando ad emergere. Infatti, l'idrogeno è un **vettore energetico flessibile, con potenziali applicazioni in tutti i settori dell'energia**. Inoltre, si tratta di uno dei pochi vettori energetici **potenzialmente a zero emissioni**, insieme all'elettricità e ai biocarburanti avanzati.

L'idrogeno è un vettore energetico e non una fonte energetica: sebbene l'idrogeno come componente molecolare (ad esempio nell'acqua come  $H_2O$  oppure nel metano come  $CH_4$ ) è abbondante in natura, è necessario utilizzare dell'energia per generare idrogeno puro ( $H_2$ ). L'idrogeno può essere prodotto da diverse fonti energetiche primarie o secondarie. Fonti energetiche primarie utili per la produzione di idrogeno comprendono fonti rinnovabili, come la biomassa, ma anche combustibili fossili, come il gas naturale e il carbone. L'elettricità può essere utilizzata per la produzione di idrogeno, attraverso il processo di elettrolisi che consente la separazione dell'acqua ( $H_2O$ ) nei suoi componenti idrogeno e ossigeno. L'idrogeno in sé non contiene carbonio, se utilizzato in una cella a combustibile (fuel cell), il vapore acqueo è l'unico scarico. Tuttavia, considerando l'interno ciclo di vita, l'idrogeno può avere un significativo impatto ambientale, le sue emissioni di anidride carbonica sono determinate dalla fonte di energia primaria e dal processo utilizzato per la produzione di idrogeno. Queste emissioni devono essere prese in considerazione nel selezionare le modalità di produzione più opportune, in grado di soddisfare i sempre più stringenti obiettivi ambientali e climatici.

L'idrogeno può svolgere un **ruolo determinante nel futuro dei trasporti** su strada e nella correlata qualità dell'aria in ambiente urbano: **i veicoli elettrici a fuel cell (FCEV) non emettono né  $CO_2$  né altri inquinanti particolarmente dannosi per la salute umana ( $NO_2$ , polveri sottili).**



La produzione di idrogeno da energia elettrica e lo stoccaggio in forma gassosa o liquefatta potrebbe rappresentare una **valida opzione per aumentare la flessibilità del sistema energetico, consentendo l'integrazione di elevate quote di VRE<sup>2</sup>**. L'energia elettrica da VRE porta l'impronta temporale e spaziale della sua risorsa: i profili di radiazione solare, di velocità del vento. Questi profili non sono necessariamente allineati con quelli della domanda energetica, sia dal punto di vista temporale che spaziale, ciò comporta periodi di eccesso di offerta alternati a periodi di deficit. Questa è una sfida, perché la rete elettrica richiede che l'offerta e la domanda di energia elettrica siano in equilibrio in ogni momento. L'infrastruttura di rete, una produzione flessibile, una gestione della domanda (DSM, Demand Side Management) e lo stoccaggio di energia possono essere utilizzati per garantire il bilancio elettrico e la qualità del servizio di distribuzione, ma devono essere utilizzati in base alla loro performance economica.

I sistemi di stoccaggio di energia elettrica possono essere classificati in base alle dimensioni e in base alla loro capacità di potenza in ingresso e in uscita. Il numero annuo di cicli previsti, l'efficienza di andata e ritorno, l'efficienza di auto-scarica, la posizione all'interno del sistema energetico e i tempi di risposta sono altri parametri importanti [15] . Le **tecnologie basate sull'idrogeno sono adatte per applicazioni di storage di energia elettrica su grande scala**, alla scala dei megawatt, che coprono tempi di stoccaggio da orari a stagionali (Figura 4). Possono essere **classificati come segue**:

- **Power to power:** l'elettricità viene trasformata in idrogeno tramite elettrolisi, stoccata e ri-elettrificata quando necessario tramite una cella a combustibile.
- **Power to gas:** l'energia elettrica si trasforma in idrogeno tramite elettrolisi. Esso viene quindi miscelato nella rete del gas naturale (gas naturale arricchito in idrogeno, HENG) o trasformato in metano sintetico in una successiva fase di metanizzazione. Per la metanizzazione è necessaria una fonte di CO<sub>2</sub> a basso costo.
- **Power to fuel:** l'elettricità viene trasformata in idrogeno utilizzato come combustibile per FCEV nel settore dei trasporti.
- **Power to feedstock:** l'energia elettrica si trasforma in idrogeno utilizzato direttamente come materia prima, ad esempio nell'industria della raffinazione o nell'industria chimica.

---

<sup>2</sup> VRE: Variable Renewable Energy, si tratta di energie rinnovabili non programmabili (come il fotovoltaico e l'eolico)

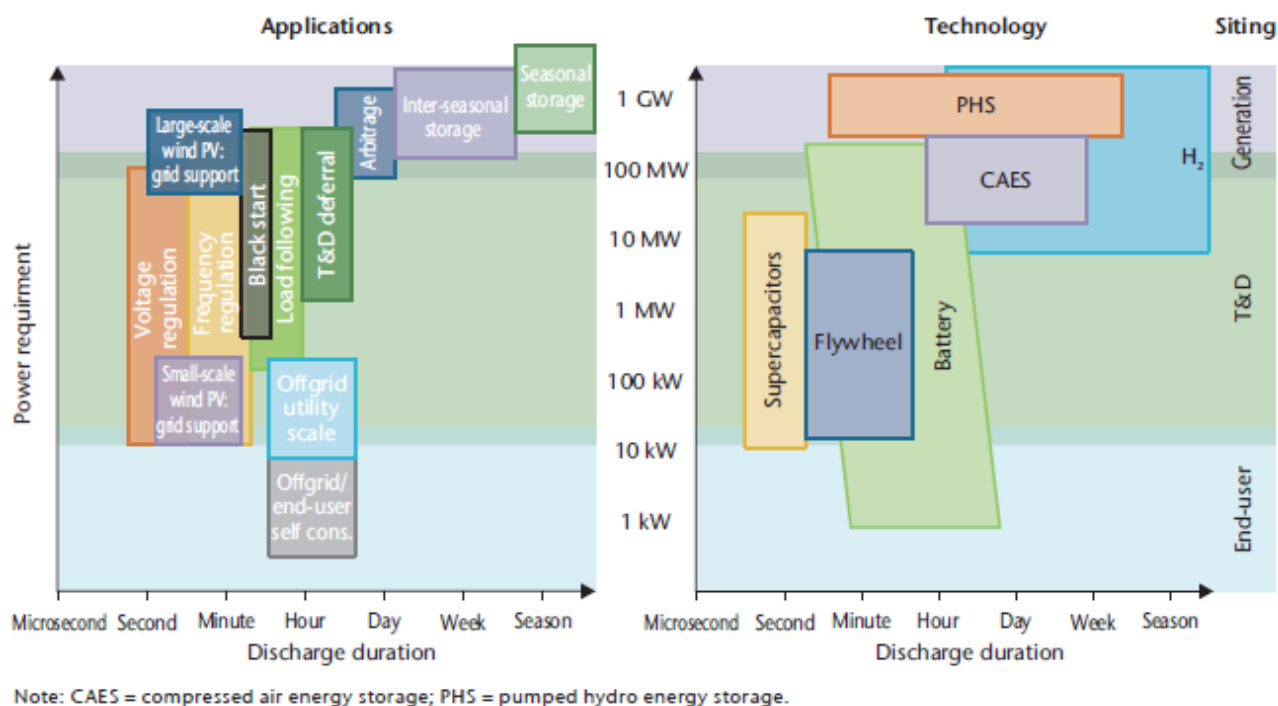


Figura 4: Applicazioni e tecnologie per lo stoccaggio elettrico

In un recente studio di ENEA [16], è stato analizzato uno scenario tipo di evoluzione delle fonti rinnovabili elettriche in Italia e delle conseguenze tecnico-economiche del futuro sistema di generazione elettrica sulla base degli obiettivi prefissati a livello europeo e nazionale. Lo Scenario è riassunto in Tabella 2.

Tabella 2: Scenario di evoluzione delle fonti rinnovabili elettriche in Italia

	2012	2020	2030	2050
Consumi (TWh/anno)	328	367	415	420
<b>Quota rinnovabile (%)</b>	<b>28.4</b>	<b>35.4</b>	<b>52</b>	<b>85</b>
Energia da FER programmabili (TWh)	60.7	79.1	91.5	117
Energia da FER non programmabili (TWh)	32.3	50.9	124.5	240
Rapporto Produzione non programmabile/Consumo (%)	9.85	13.86	30.0	57.14
Potenza eolica (GW)	8	12.1	20	25
Potenza fotovoltaica (GW)	16.6	23.7	70.2	152.3
<b>Rateo "massimo" FER non programmabili <sup>a</sup></b>	<b>0.77</b>	<b>0.92</b>	<b>2.12</b>	<b>3.93</b>

<sup>a</sup> definito come rapporto fra "Capacità FER non programmabili" e "Consumo a mezzogiorno nel giorno di minimo carico"

Dall'analisi del "rateo" fra capacità installata e consumo emerge che, **a partire dal 2020 assumerà importanza l'incremento dell'accumulo elettrico, che diverrà essenziale a partire dal 2030 per evitare situazioni generalizzate di sovraccapacità. Le nuove FER che verranno introdotte a partire già dal**



breve/medio termine ma soprattutto nel lungo termine dovranno possedere sempre maggiori caratteristiche di dispacciabilità, tramite propri sistemi di accumulo; in questo modo diverranno “più programmabili”.

Nelle Appendici 6.1.1 e 6.1.2 sono state rispettivamente approfondite le seguenti tematiche:

- Stima del potenziale italiano di produzione idrogeno da fonti elettriche rinnovabili non dispacciabili;
- Ruolo dell'elettrolisi nella produzione di idrogeno per la mobilità e suoi effetti per il bilanciamento e la stabilizzazione della rete elettrica italiana

## 2.2 Stato tecnologico attuale e prospettive future

### 2.2.1 L'idrogeno per la mobilità

Il trasporto su strada è un grande emettitore di anidride carbonica. Oltre ad evitare la domanda di trasporto su strada e incentivare il passaggio a modi di trasporto più efficienti, come il trasporto di passeggeri e merci su rotaia, una sostanziale decarbonizzazione del settore dei trasporti su strada può essere ottenuta:

- 1) aumentando la quota di uso diretto di energia elettrica a basse emissioni in veicoli elettrici a batteria (BEVs) e veicoli elettrici ibridi plug-in (PHEVs);
- 2) aumentando in modo significativo la quota di biocarburanti sostenibili, in combinazione con motori ad alta efficienza ibridi a combustione interna (ICEs) e PHEVs;
- 3) utilizzando FCEVs alimentati da idrogeno prodotto a basso tenore di carbonio.

Tutte e tre le opzioni possono contribuire in modo sostanziale alla riduzione delle emissioni (Figura 5), ma devono superare diverse barriere.

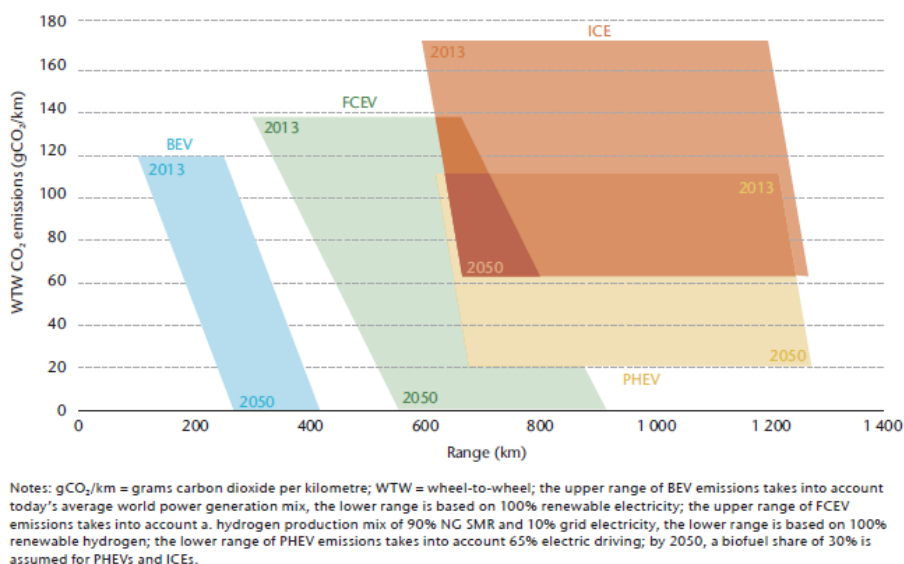


Figura 5: Emissioni dal pozzo alla ruota (well-to-wheel, WTW) vs autonomia per diverse opzioni tecnologiche di mobilità

I veicoli BEVs possono attingere da una produzione di energia elettrica e da un'infrastruttura di trasporto e distribuzione (T&D) già esistenti, nonché fare affidamento sul fatto che il loro impatto in termini di emissioni di CO<sub>2</sub> sarebbe ridotto dalla decarbonizzazione già in atto nel settore elettrico. Eppure, le batterie riscontrano



un serio compromesso tra capacità e peso, nonché l'incertezza sull'autonomia e i lunghi tempi di ricarica sono grandi preoccupazioni per l'accettabilità dell'utente finale.

Nel caso dei biocarburanti, la produzione solleva dubbi per quanto riguarda la sostenibilità e la sottrazione dal settore alimentare, in particolare tenendo conto che una considerevole quantità di biocarburanti saranno necessari per decarbonizzare il trasporto di merci su lungo raggio (su strada, aerei e marittimo).

Al contrario, **i veicoli FCEV possono fornire un servizio di trasporto paragonabile ai veicoli di oggi**, e, allo stesso tempo, **garantire ambiziosi obiettivi di indipendenza energetica e sicurezza climatica**. Qui, la sfida è quella di costruire una nuova capacità di produzione di idrogeno, T&D e la rete di vendita al dettaglio. Il principale ostacolo da superare è il rischio legato a notevoli investimenti nella produzione di FCEVs su vasta scala, da un lato, e infrastrutture per il roll-out dell'idrogeno, dall'altro.

## 2.2.2 Veicoli FCEV

Attualmente circa 540 FCEVs (autovetture e autobus) sono in attività come vettura pilota in tutto il mondo, in particolare in Europa (192), Stati Uniti, Giappone, Corea del Sud [17].

I veicoli FCEVs sono essenzialmente veicoli elettrici che utilizzano idrogeno immagazzinato in un serbatoio pressurizzato e una cella a combustibile per la produzione di energia a bordo. I veicoli FCEVs sono anche auto ibride, l'energia di frenata viene recuperata e accumulata in una batteria. L'alimentazione elettrica della batteria viene usata per ridurre la domanda di picco della cella a combustibile in accelerazione e per ottimizzare l'efficienza operativa.

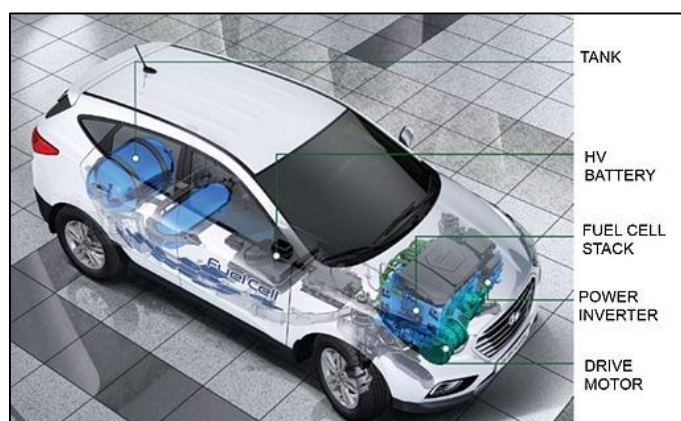


Figura 6: I componenti di un'auto FCEV

I veicoli FCEVs sono usualmente riforniti con idrogeno gassoso a pressioni tra 35 MPa e 70 MPa. Tuttavia i serbatoi a 70 MPa consentono autonomie molto più alte a volumi accettabili, i veicoli più recenti sono conformi a questa scelta tecnologica. **Attualmente, per le autovetture, l'efficienza su strada (fuel economy) è di circa 1 kg di idrogeno ogni 100 km percorsi, con autonomie da circa 500 km a 750 km e tempi di ricarica inferiori ai 5 minuti.**



Nonostante i costi dei veicoli FCEV sono ad oggi elevati<sup>3</sup>, **nel settore automobilistico, il costo è previsto convergere entro il 2030 con quello delle altre tecnologie di alimentazione** (Figura 7, [18]).

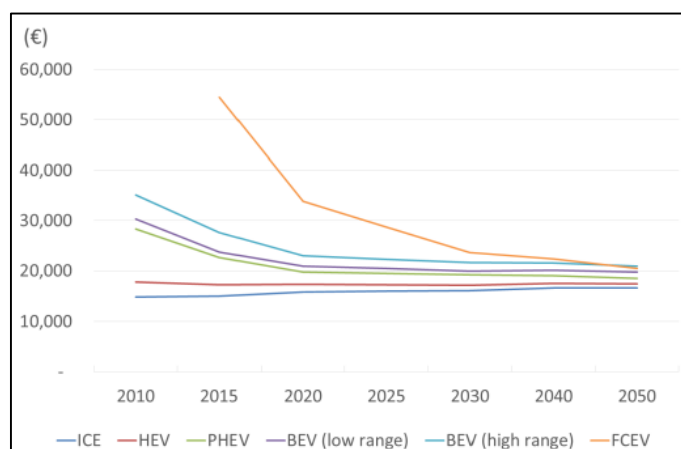


Figura 7: Costo delle autovetture per tecnologia di alimentazione in Europa

A conferma dell'interesse nella tecnologia FCEV, **le maggiori aziende automobilistiche mondiali hanno integrato la tecnologia delle fuel cell ad idrogeno nei loro piani strategici**. La maggior parte di questi costruttori hanno iniziato ad investire in ricerca e sviluppo negli ultimi vent'anni, dai primi prototipi si è passati rapidamente, negli ultimissimi anni, alla produzione su scala commerciale. In particolare meritano attenzione i costruttori asiatici, Honda, Hyundai, Toyota (Figura 8).

L'Honda FCX Clarity è una vettura FCEV a idrogeno prodotta da Honda. La produzione è iniziata nel Giugno 2008, è stato il primo veicolo a celle a combustibile ad idrogeno a disposizione dei clienti al dettaglio. Nel 2013 Honda e General Motors hanno siglato un accordo per lo sviluppo condiviso della tecnologia fuel cell. Nei primi mesi del 2016 Honda ha introdotto sul mercato internazionale un nuovo modello, con un'autonomia di 750 km, un dato migliore del 30% rispetto alla precedente versione.

La Hyundai ha realizzato il primo impianto al mondo per la produzione in serie di autoveicoli ad idrogeno, inaugurato nel gennaio 2013 per la produzione di 1000 Hyundai ix35 Fuel Cell. Hyundai punta a vendere più di 10,000 veicoli FCEVs in Corea del Sud entro il 2025.

Toyota ha lanciato alla fine del 2014 il suo modello Mirai (che in giapponese significa futuro). A detta del costruttore i piani di vendita previsti parlano di 700 auto nel 2015, 2000 auto nel 2016, 3000 auto nel 2017, oltre 30,000 auto nel 2020. La domanda attuale del modello Mirai è già di tre volte quella dei piani di produzione.

In Europa, Symbio FCell progetta, produce e crea applicazioni industriali relative a celle a combustibile a idrogeno. Le soluzioni innovative sviluppate da Symbio FCell sono concepite per essere installate sui veicoli elettrici di serie, aumentandone l'autonomia delle batterie (tecnologia Range Extenders). I sistemi distribuiti da Symbio FCell sono stati progettati con l'assistenza fornita dalla CEA Energy Commission e da Michelin.

Sul lato italiano, anche FCA detiene esperienze nel settore FCEV. La Fiat Panda Hydrogen è un prototipo FCEV, realizzato dalla casa torinese nel 2005 con il sostegno dei Ministeri della Ricerca e dell'Ambiente. Lo sviluppo

<sup>3</sup> I prezzi annunciati fino ad oggi sono stati fissati, per le autovetture, a circa 60,000 euro.





avanzato di questo modello è avvenuto all'interno del progetto "Zero Regio", finanziato dalla Commissione Europea, in attuazione del "VI Programma Quadro", con lo scopo di promuovere la mobilità a basso impatto ambientale. La sperimentazione, affidata alle concept car di Fiat e Daimler Chrysler, è stata attuata nelle due città campione di Francoforte e Mantova; in quest'ultima è stata verificata la funzionalità quotidiana della vettura Fiat attraverso i tre prototipi messi a disposizione dell'Amministrazione Comunale.

FCA ha inoltre sperimentato la possibilità dell'utilizzo dell'idrometano nel suo impiego nei motori a combustione interna dove il metano è usato in miscela con l'idrogeno stesso. L'esperienza sul metano, maturata dal Centro Ricerche Fiat (CRF) e da FPT Powertrain Technologies, ha permesso l'avvio di due importanti progetti di indagine, uno focalizzato sulle city car (Panda miscela metano/idrogeno) e l'altro sui veicoli commerciali leggeri (EcoDaily Idrometano). A fine 2009 è stata consegnata in Italia alla Regione Lombardia la prima flotta sperimentale di Panda alimentate a miscela di metano e idrogeno. Le vetture sono state realizzate dal consorzio costituito da CRF, Eni, FAST, NCT e Sapio. Un Iveco EcoDaily a Idrometano è stato consegnato nel 2011 alla società Autostrada del Brennero, all'interno di un progetto promosso dalla stessa autostrada A22.



Figura 8: Modelli di auto FCEV attualmente sul mercato: da sinistra, Honda Clarity, Hyundai ix35 Fuel Cell e Toyota Mirai

Varie sperimentazioni hanno coinvolto anche il **trasporto di massa**, sin dai primi anni '90. Esempi degni di nota sono coincisi con eventi globali quali i giochi olimpici di Pechino nel 2008, l'Expo di Shanghai nel 2010, i giochi olimpici di Vancouver sempre nel 2010. In Giappone autobus ad idrogeno sono in uso per servizi shuttle negli aeroporti di Tokyo, Nagoya e Kansai. In California alcune aziende hanno introdotto autobus ad idrogeno nelle loro flotte. Gli autobus FCEV rappresentano già da ora una soluzione per ridurre i costi ambientali e sanitari indotti dai mezzi pubblici, il potenziale nel rendere la mobilità urbana green&clean e i relativi benefici è enorme.

**Negli ultimi 15 anni, in Europa, sono stati operativi autobus FCEV su circa 8 milioni di km, dimostrando che la tecnologia funziona, è flessibile, operativa e sicura.** Un totale di 84 autobus FCEV sono operativi, o in procinto di esserlo, in 17 città e regioni in 8 paesi europei (Figura 9). Gli autobus FCEV hanno ampiamente dimostrato di poter essere utilizzati sulle rotte normali, in servizio regolare di passeggeri, senza vincoli a doversi adattare a tratte selezionate o personalizzate.



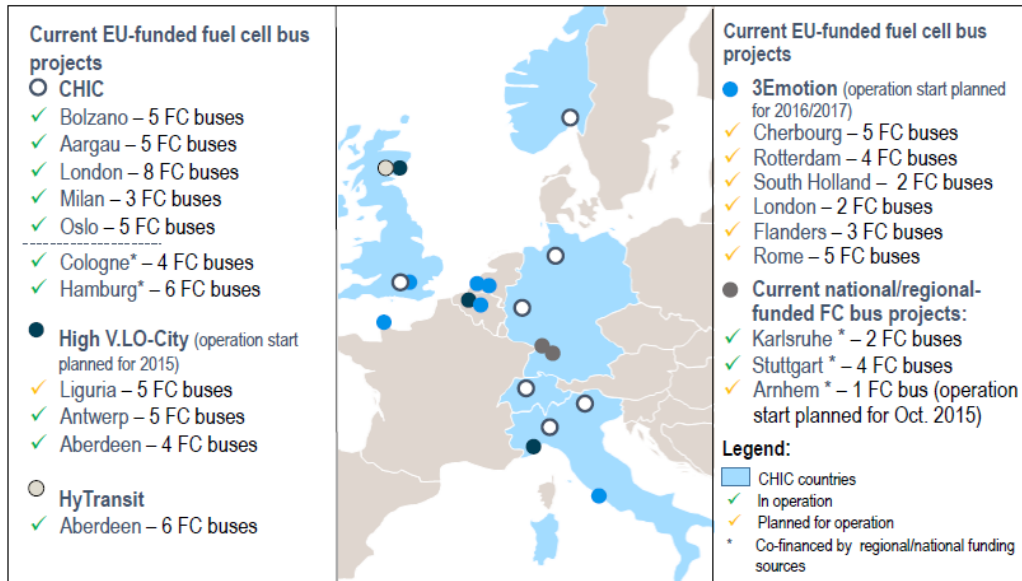


Figura 9: Autobus FC attualmente in servizio o in procinto di esserlo in Europa

Le autonomie quotidiane arrivano fino a **450 km**, con efficienze di consumo di circa **8-9 kg di H<sub>2</sub> / 100 km**, i tempi di rifornimento sono inferiori a **10 minuti**. Gli autobus FCEV sono in grado di raggiungere lo stesso chilometraggio quotidiano degli autobus diesel convenzionali, hanno piena flessibilità di rotta e non richiedono alcuna infrastruttura lungo il percorso. Pertanto, **gli autobus FCEV sono in grado di combinare tutti i vantaggi di un veicolo elettrico (zero emissioni locali, ridotti livelli di rumore) con la flessibilità operativa degli autobus diesel convenzionali (lunga autonomia, assenza di infrastruttura lungo il percorso, tempi brevi di ricarica).**



Figura 10: Sommario dei vantaggi operativi degli autobus FCEV ad idrogeno

I futuri costi d’acquisto degli autobus FCEV dipenderanno dalla rapidità nel raggiungere effetti di scala e dal cammino tecnologico seguito. In un percorso in grado di cogliere sinergie di tecnologia con il mercato FCEV automobilistico (Automotive FC), **i costi d’acquisto e i TCO (Total Cost of Ownership) potrebbero essere pressoché alla pari con la tecnologia diesel ibrida entro il prossimo decennio** [19] (Figura 11).

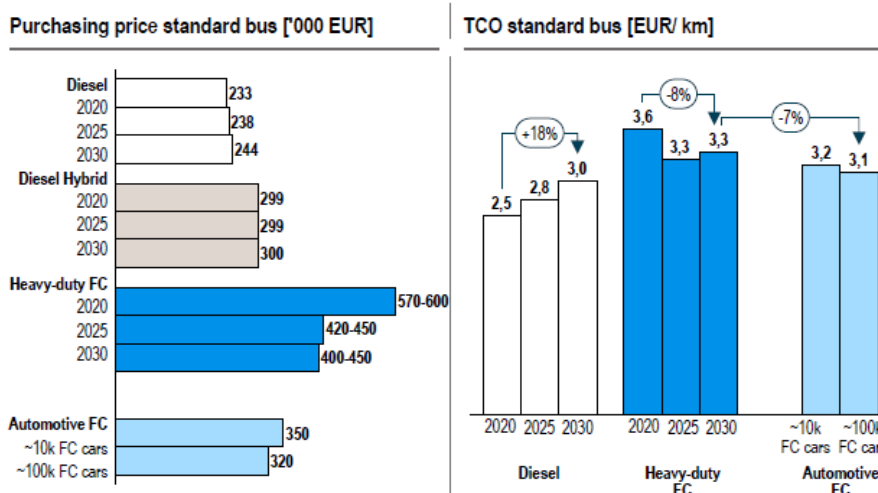


Figura 11: Costo d’acquisto e TCO degli autobus per tecnologia di alimentazione in Europa

Al fine di maturare ulteriormente la tecnologia, raccogliere le esperienze operative e stimolare lo sviluppo del mercato, gli operatori del trasporto pubblico europeo e le autorità del settore devono impegnarsi attivamente. La piattaforma europea “Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking” sta attivamente promuovendo e finanziando diversi progetti, da 10 fino a più di 20 autobus FCEV per località.

Un altro promettente filone di diffusione dell’idrogeno nella mobilità è il **trasporto merci**: i motori a combustione interna oggi utilizzati su camion (nel 94% dei casi alimentati a gasolio [20]) potrebbero essere sostituiti con impianti propulsivi costituiti da fuel cells e motori elettrici. Tale soluzione risulta vantaggiosa rispetto all’ipotesi di trasporto merci tramite veicoli elettrici plug-in sia in termini di carico utile sia in termini di consumi. A pari massa totale del veicolo (rispetto alla quale sono classificate le strade e sono quindi consentiti o negati i percorsi di viaggio), per garantire la medesima percorrenza odierna, i veicoli elettrici a batteria disporrebbero di un carico utile molto limitato. I veicoli a FC alimentati a idrogeno, invece, mostrano valori comparabili a quelli dei veicoli a gasolio odierni. Il settore del trasporto merci ha d’altronde un peso molto rilevante in termini di consumo energetico, rappresentando nella UE-25 oltre il 40% del consumo totale di tutti i combustibili liquidi per utilizzo stradale [21].

Renault Trucks e le poste francesi (“La Poste”) stanno perseguendo il loro impegno per una strategia di sviluppo sostenibile e sarà l’introdotta, in via sperimentale e come primo caso in Europa, un camion elettrico dotato di un range extender alimentato ad idrogeno (sviluppato da Symbio FCell). Questo modello da 4,5 tonnellate denominato Maxity Electric (Figura 12) gode di una autonomia raddoppiata a 200 chilometri, 100 km dalla batteria e 100 km dalla fuel cell, ed è in fase di testing in condizioni reali a Dole (Dipartimento Jura). I risultati delle prove effettuate con questi veicoli ibridi elettrici/a idrogeno sono stati un netto aumento della produttività, oltre a diversi altri vantaggi collaterali, come il drastico miglioramento della soddisfazione degli addetti dovuto al comfort di guida. Dal punto di vista dell’azienda i principali benefici sono stati la pianificazione delle risorse e la responsabilità ambientale del marchio.



Figura 12: Il camion elettrico dotato di range extender ad idrogeno in fase di testing presso il servizio postale francese

**Interessanti prospettive riguardano anche il trasporto ferroviario, specialmente sulle linee non elettrificate.** In Italia, RFI SpA gestisce 16,529 km di rete ferroviaria, 11,727 dei quali elettrificati e 4,802 a trazione diesel. Da questo punto di vista, le regioni più disagiate sono la Valle d'Aosta e la Sardegna, interamente non elettrificate. In virtù di un accordo firmato alla fiera InnoTrans di Berlino il 24 Settembre 2014, Alstom sta lavorando per fornire ben 40 treni per il servizio commerciale sulle linee regionali della Germania entro il 2020. Le lettere di intenti firmate da Alstom, i Länder della Bassa Sassonia, Nord Reno-Westfalia e Baden-Württemberg e l'autorità dei trasporti di Hesse, prevedono che entro il 2018 siano sviluppati due treni prototipo. Il governo federale tedesco sta fornendo assistenza finanziaria attingendo ai finanziamenti a fondo perduto per progetti di trasporto sostenibile.

Presso l'Hydrogen Park di Marghera, si sta conducendo la progettazione e la sperimentazione di un **vaporetto ad idrogeno ad emissioni zero**. Nel Febbraio 2015, sul Bollettino Ufficiale della Regione Veneto, è stata pubblicata la delibera della Giunta che dà il via libera alla progettazione e realizzazione di Hepic (Hydrogen electric passenger venice boat), un'imbarcazione per il trasporto di circa 40 passeggeri del tipo di quelle utilizzate attualmente per il servizio di linea (Alilaguna), tra l'aeroporto Marco Polo e il centro storico. Il primo esemplare della nuova imbarcazione sarà realizzato dall'associazione temporanea di imprese Hydrogen Park Green Water Mobility, che ha come capofila la veneziana Alilaguna e che comprende il cantiere nautico Vizianello e la start-up innovativa EconBoard. Il progetto utilizzerà anche le tecnologie sviluppate da Enel Distribuzione, che realizzerà le infrastrutture per la movimentazione elettrica, e da Dolomitech, azienda trentina produttrice degli autobus a idrogeno.



Figura 13: Vaporetto idrogeno a Venezia

Infine, i **carrelli elevatori a fuel cell costituiscono un mercato emergente**. Alimentati da idrogeno, offrono svariati vantaggi:

- diversamente dai carrelli elevatori convenzionali ICE **non emettono inquinanti, aspetto vitale per chi opera in ambienti confinati**;
- **richiedono pochi minuti per una ricarica completa** (molto meno rispetto alla ricarica di una batteria elettrica);
- valutare l'autonomia di una batteria elettrica è estremamente difficile e soggetto ad imprecisione, al contrario, **il guidatore di un carrello elevatore ad idrogeno conosce esattamente quanta energia è rimasta**: è la pressione dell'idrogeno nel serbatoio.

Non è quindi sorprendente che Walmart, il gigante USA della grande distribuzione, ha equipaggiato il suo nuovo centro di Calgary (Canada) con svariate decine di carrelli elevatori ad idrogeno. Allo stesso modo Coca-Cola ne ha recentemente acquisito una quarantina per il suo centro di distribuzione a San Leandro (USA). In totale, circa 60 piattaforme logistiche in tutto il mondo sono attualmente equipaggiate con carrelli elevatori ad idrogeno (Figura 14). Attualmente è stimato che il numero di carrelli elevatori a idrogeno superi le 10,000 unità, di cui alcune centinaia in Europa mentre negli USA già 7,500 erano in esercizio a fine 2014.

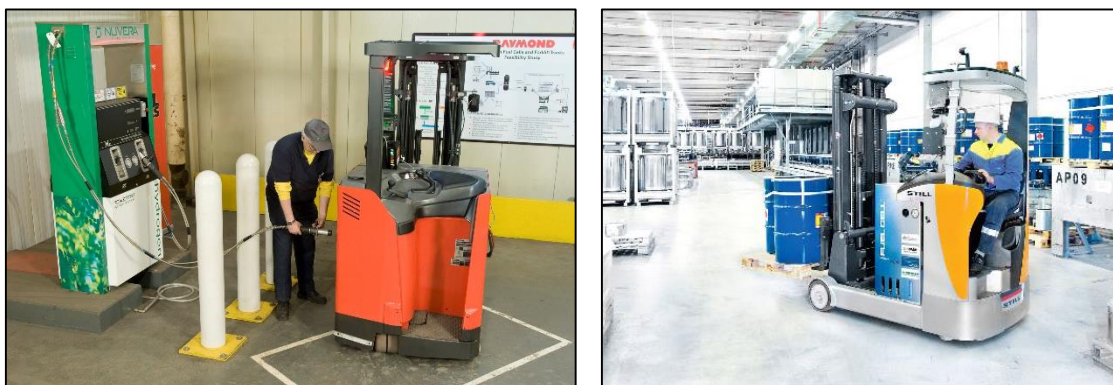


Figura 14: Esempio di carrelli elevatori ad idrogeno operanti in ambiente industriale. A sinistra esempio di stazione di rifornimento.





### 2.2.3 Tecnologie per la produzione dell'idrogeno

Esistono varie tecnologie in grado di separare l'idrogeno dagli altri elementi chimici a cui è naturalmente associato. Il valore di queste tecnologie deve essere valutato tenendo conto di almeno 5 criteri: (1) maturità, (2) efficienza energetica, (3) competitività economica, (4) emissioni di gas serra, (5) disponibilità locale dell'energia primaria.

L'idrogeno può essere prodotto da gas naturale mediante SMR (Steam Methane Reforming), dal carbone tramite gassificazione del carbone e reforming, dalle biomasse sempre mediante gassificazione e reforming e infine da energia elettrica (elettrolisi). Attualmente, più del 95% dell'idrogeno viene prodotto da fonti fossili.

Il costo di produzione dell'idrogeno (levelised cost of hydrogen generation) è calcolato sulla base di parametri economici quali i costi di investimento, i costi della fonte primaria, il prezzo del carbonio, i costi operativi e di manutenzione e il tasso di interesse, così come sulla base di parametri tecnologici come l'efficienza di conversione, la vita e i fattori di utilizzo annuali. In Tabella 3 le performance attuali delle tecnologie chiave per la produzione dell'idrogeno [17].

In Figura 15 vengono illustrati i costi attuali e al 2050 relativi alla produzione di idrogeno (senza T&D), come indicati dall'IEA nel suo recente "Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells" [17]. Si presume che l'energia in surplus<sup>4</sup> da fonti rinnovabili sarà disponibile a prezzi da circa 14.5 euro a circa 21.75 euro per MWh per 1,370 a 2,140 ore all'anno, a seconda della regione.

Tabella 3: Performance attuali delle tecnologie chiave per la produzione dell'idrogeno

Applicazione	Capacità energetica	Efficienza energetica*	Costi di investimento**	Vita	Maturità
SMR grande scala	150-300 MW	70-85%	290-435 €/kW	30 anni	Maturo
SMR piccola scala	0.15-15 MW	~ 51%	2,175-3,626 €/kW	15 anni	Introduzione sul mercato
Elettrolizzatori alcalini	Fino a 150 MW	65-82% (HHV)	616-1,088 €/kW	60,000-90,000 ore	Maturo
Elettrolizzatori PEM	Fino a 150 kW (stacks), fino a 1 MW (sistema)	65-78% (HHV)	1,088-2,755 €/kW	20,000-60,000 ore	Introduzione sul mercato
Elettrolizzatori SO	Scala di laboratorio	85-90% (HHV)	-	~ 1,000 ore	R&D

\* = le efficienze sono espresse in LHV, se non diversamente specificato

\*\* = tutti i costi di investimento sono riferiti all'energia di output

<sup>4</sup> Per elettricità in surplus ci si riferisce a energia elettrica da VRE, che non può essere immessa nella rete elettrica a causa dello sfasamento temporale e geografico tra generazione e domanda di energia elettrica.

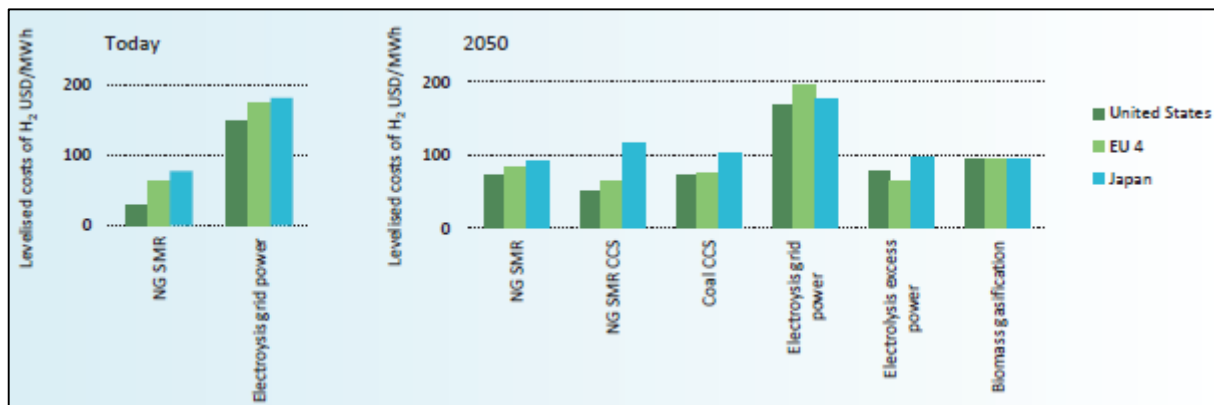


Figura 15: Costi attuali e al 2050 per la produzione dell'idrogeno senza T&D (Fonte: IEA)

Circa il 48% dell'idrogeno mondiale è attualmente prodotto da gas naturale mediante il processo di **Steam Methane Reforming (SMR)**. Questo processo si basa su una reazione tra metano e vapore acqueo ad alta temperatura in presenza di un catalizzatore (Figura 16). La concentrazione di CO<sub>2</sub> nei gas di scarico è alta, per questo motivo gli impianti di SMR sono candidati promettenti per l'applicazione della tecnologia CCS (Carbon Capture and Storage), che potrebbe condurre a una riduzione dell'80% delle emissioni di carbonio.

Prodotto su larga scala, in grandi impianti, i costi dell'idrogeno dipendono principalmente dal prezzo del gas naturale, e sono attualmente tra 0.65 €/kg negli Stati Uniti, 1.60 €/kg in Europa e 2.32 €/kg in Giappone<sup>5</sup>. Sono in fase di introduzione sul mercato anche unità SMR molto piccole, con tassi di produzione inferiori a 4.5 kg/h di idrogeno, in questo caso i costi di produzione sono molto più alti, nello stesso ordine di grandezza dell'idrogeno prodotto mediante elettrolisi.

In Tabella 4 sono riportati i prezzi del gas naturale per i consumatori industriali di sei paesi europei nell'anno 2014 [22]. Nella fascia di consumo annua di interesse<sup>6</sup> 263-2,627 migliaia di m<sup>3</sup>/anno l'Italia gode dei valori di prezzo, al lordo delle imposte (43.11 euro/migliaia di m<sup>3</sup>, 41.06 euro/MWh), più bassi a confronto con Regno Unito, Francia, Spagna, Germania e Danimarca.

<sup>5</sup> Sulla base dei calcoli IEA che considerano i seguenti prezzi del gas naturale: 9.43 €/MWh negli Stati Uniti, 26.83 €/MWh in Europa e 40.61 €/MWh in Giappone.

<sup>6</sup> Le fasce di consumo di interesse sono state identificate considerando la dimensione e la domanda delle future stazioni di rifornimento dell'idrogeno. Per la produzione di idrogeno da SMR centralizzata i costi del gas potrebbero presumibilmente essere inferiori e rientrare nella fascia 2,627-26,268 migliaia di m<sup>3</sup> (35.12 euro/migliaia di m<sup>3</sup>, 33.45 euro/MWh) o nella fascia 26,268-105.072 m<sup>3</sup> (33.33 euro/migliaia di m<sup>3</sup>, 31.74 euro/MWh)



Tabella 4: Prezzi del gas naturale per i consumatori industriali in Italia e in altri paesi europei (c€/m<sup>3</sup>, anno 2014)

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (migliaia di m <sup>3</sup> )									
	< 26		26-263		263-2.627		2.627-26.268		26.268-105.072	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Danimarca	37,72	94,75	36,34	93,02	28,54	83,26	27,73	82,26	26,94	81,27
Francia	60,21	74,84	49,70	60,93	38,53	47,17	31,52	37,19	28,80	33,73
Germania	47,97	62,15	46,22	60,05	40,70	53,51	31,29	42,31	27,77	38,13
<b>Italia</b>	<b>53,18</b>	<b>78,88</b>	<b>44,43</b>	<b>62,19</b>	<b>35,37</b>	<b>43,11</b>	<b>31,50</b>	<b>35,12</b>	<b>30,38</b>	<b>33,33</b>
Regno Unito	57,69	72,62	40,97	50,13	36,28	45,51	30,38	37,77	26,61	32,75
Spagna	54,90	67,12	47,61	58,28	38,96	47,83	35,58	43,74	33,67	41,44
Unione Europea	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Area euro	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

L'**elettrolisi** è un processo di scissione dell'acqua in idrogeno ed ossigeno, applicando una corrente continua è possibile convertire energia elettrica in energia chimica (Figura 16). Attualmente, la capacità installata in tutto il mondo è pari a circa 8 GW (Decourt et al., 2014). Diversi tipi di elettrolizzatori si distinguono per il loro elettrolita e il vettore di carica, e possono essere raggruppati in: elettrolizzatori alcalini, elettrolizzatori PEM ed elettrolizzatori SO.

Gli elettrolizzatori alcalini sono attualmente la tecnologia più matura e i costi di investimento sono significativamente più bassi rispetto ad altri tipi di elettrolizzatori. Tuttavia, gli elettrolizzatori PEM e SO hanno un più alto potenziale futuro nella riduzione dei costi e, nel caso degli elettrolizzatori SO, miglioramenti di efficienza.

Il costo dell'idrogeno da elettrolisi è in gran parte determinato dal costo dell'energia elettrica e dei costi di investimento relativi all'elettrolizzatore. In Tabella 5 sono riportati i prezzi dell'energia elettrica per i consumatori industriali di sei paesi europei nell'anno 2014 [22]. Nella fascia di consumo annua di interesse<sup>7</sup> 2,000-20,000 MWh/anno l'Italia presenta valori di prezzo, al lordo delle imposte (175.5 euro/MWh), superiori a Francia, Spagna e Regno Unito, pressoché alla pari con la Germania e inferiori alla Danimarca.

<sup>7</sup> Le fasce di consumo di interesse sono state identificate considerando la dimensione e la domanda delle future stazioni di rifornimento dell'idrogeno.



Tabella 5: Prezzi dell'energia elettrica per i consumatori industriali in Italia e in altri paesi europei (c€/kWh, anno 2014)

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (MWh)											
	< 20		20-500		500-2.000		2.000-20.000		20.000-70.000		70.000-150.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Danimarca	11,49	23,14	9,18	25,47	8,52	24,59	8,48	24,56	7,62	23,49	7,62	23,49
Francia	11,30	16,44	9,12	13,80	7,04	11,05	6,19	9,63	5,85	8,64	5,38	7,11
Germania	14,13	28,91	10,63	23,56	8,26	20,32	7,17	17,91	6,32	15,37	5,97	14,30
<b>Italia</b>	<b>17,42</b>	<b>31,41</b>	<b>12,30</b>	<b>23,70</b>	<b>10,66</b>	<b>20,17</b>	<b>9,62</b>	<b>17,55</b>	<b>8,73</b>	<b>15,38</b>	<b>7,38</b>	<b>11,95</b>
Regno Unito	16,73	20,61	14,20	17,64	12,68	15,77	11,61	14,33	11,62	14,23	11,29	13,82
Spagna	26,97	34,30	15,05	19,14	11,83	15,04	10,19	12,97	7,96	10,12	7,75	9,86
Unione Europea	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Area euro	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

La produzione di idrogeno mediante elettrolisi presenta costi dalle due alle cinque volte superiori rispetto alla produzione mediante SMR [14]. Tuttavia vanno considerati due ulteriori aspetti: la **possibilità di produrre idrogeno in maniera completamente rinnovabile e privo di emissioni di carbonio** (green hydrogen se prodotto da energia elettrica rinnovabile come quella idroelettrica, fotovoltaica, eolica) e la **possibilità di utilizzare (sempre più in futuro) energia elettrica in surplus a basso costo**<sup>8</sup>.

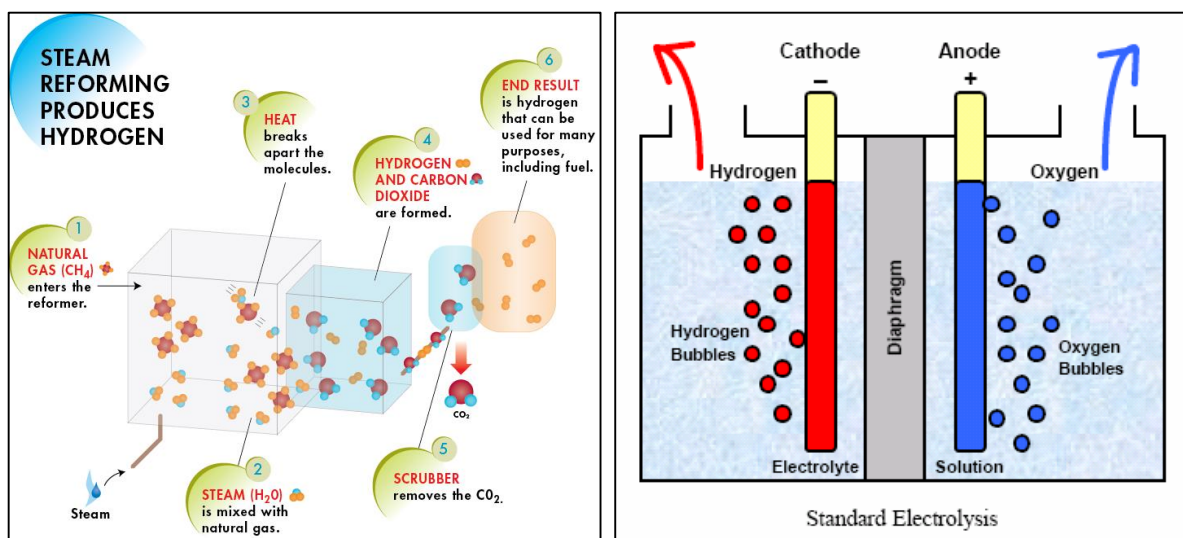


Figura 16: Rappresentazione schematica dei due principali processi di produzione dell'idrogeno: SMR ed elettrolisi

<sup>8</sup> L'elettricità in eccedenza è soggetta a curtailment: se non c'è domanda e l'offerta non può essere variata, il valore di mercato è pari a zero.





## 2.2.4 Trasporto dell'idrogeno

Le stazioni di rifornimento di idrogeno possono essere alimentate in due diversi modi:

- 1) **Produzione di idrogeno on-site direttamente nella stazione di rifornimento;**
- 2) **Produzione di idrogeno in impianti centralizzati e trasporto alla stazione di rifornimento.**

Sia nella produzione on-site che nella produzione centralizzata è possibile l'utilizzo di elettrolizzatori o steam methane reformers (SMR).

Ogni approccio ha i suoi vantaggi e compromessi. Mentre la produzione centralizzata di idrogeno offre economie di scala per minimizzare il costo di generazione dell'idrogeno, la necessità di distribuire l'idrogeno comporta costi di trasporto. Per la generazione di idrogeno decentralizzata è vero esattamente il contrario. Trovare la configurazione ottimale richiede un'analisi dettagliata che tenga conto della distribuzione geografica delle risorse locali per la produzione di idrogeno, generazione di idrogeno e infrastrutture per il trasporto esistenti, domanda di idrogeno prevista presso la stazione di rifornimento, distanza tra il luogo di produzione di idrogeno e la domanda di idrogeno.

Come già ricordato nell'introduzione a questo Capitolo, in una prospettiva di incremento della produzione elettrica mediante fonti rinnovabili, appare strategico localizzare la produzione di idrogeno da elettrolisi in prossimità dei siti di produzione da RES (sia in modalità on-site che centralizzata), sfruttandone la produzione in surplus. Questi impianti, dotati di propri sistemi di accumulo, avranno maggiori caratteristiche di dispacciabilità, le fonti rinnovabili diventeranno "più programmabili". Riepilogando, la mobilità idrogeno previene il potenziamento della rete elettrica (in particolare in alta e media tensione) volto a sostenere il carico elettrico aggiuntivo e permette una maggior integrazione delle rinnovabili non programmabili, destinandone la produzione in eccesso per lo stoccaggio dell'idrogeno.

**Varie opzioni sono disponibili per il trasporto dell'idrogeno: trasporto gassoso su camion, trasporto liquefatto su camion, pompaggio di idrogeno gassoso in condotte.** Esiste un trade-off tra costi fissi di investimento e variabili: mentre la consegna su camion ha il costo di investimento più basso, i costi variabili sono elevati a causa della capacità di trasporto inferiore. È vero il contrario per le condotte, i costi fissi sono guidati da elevati costi di investimento mentre i costi variabili sono bassi.

Per quanto riguarda i **costi di trasporto per l'idrogeno gassoso su camion** questi **attualmente variano tra 2 e 3 €/kg** a seconda della distanza da percorrere [14].

## 2.2.5 Stazioni di rifornimento dell'idrogeno

Garantire una densità minima di stazioni di rifornimento di idrogeno è un prerequisito fondamentale per raggiungere l'interesse dei consumatori e garantire un ampio mercato per i veicoli FCEV. Possono essere esclusivamente per idrogeno o far parte di una stazione multi-fuel.

**Le caratteristiche progettuali di una stazione di rifornimento di idrogeno sono determinate dalla domanda giornaliera di idrogeno, dalla modalità di stoccaggio dell'idrogeno a bordo dei veicoli (ad esempio la pressione a 350 bar o 700 bar), e il modo in cui l'idrogeno viene consegnato o prodotto in stazione.**

Determinare la dimensione ottimale di una stazione è un passaggio fondamentale. **Per le autovetture, stazioni molto piccole con capacità di 50-100 kg/giorno di idrogeno potrebbero essere necessarie nelle fasi iniziali, in un mercato maturo saranno necessarie stazioni fino ad almeno 500 kg/giorno.**



Progettare e realizzare una stazione implica non trascurabili rischi finanziari, principalmente legati al ritmo di diffusione del mercato FCEV e la conseguente domanda di idrogeno.

**Il rischio di investimento associato con lo sviluppo delle stazioni di rifornimento è dovuto principalmente all'elevato investimento di capitale e ai costi operativi, nonché il sottoutilizzo degli impianti durante la prima fase di sviluppo del mercato FCEV, che può portare a un flusso di cassa negativo nei primi 10-15 anni (Figura 17).**

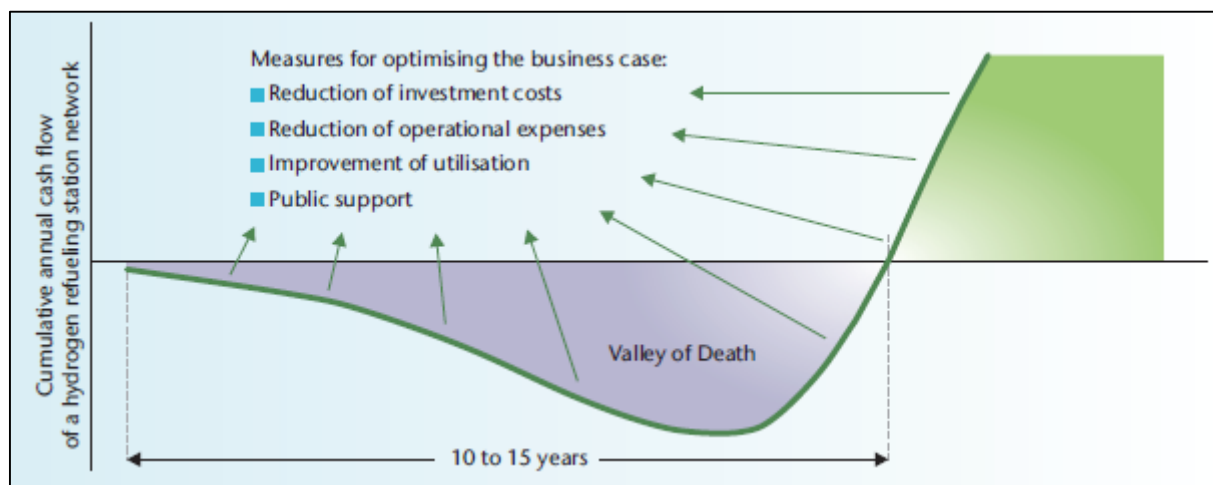


Figura 17: Flusso di cassa delle stazioni di rifornimento nelle prima fase di sviluppo del mercato FCEV

Questa lunga "valle della morte" può essere minimizzata riducendo i costi di capitale e di esercizio e massimizzando l'utilizzo della risorsa. **Per coprire il periodo di flusso di cassa negativo, il sostegno pubblico è necessario durante la fase di introduzione sul mercato dei veicoli FCEV.**

Cluster di stazioni di idrogeno intorno ai principali centri di domanda e ai principali corridoi di collegamento durante la fase di roll-out dei veicoli FCEV può assicurarne la massimizzazione dei tassi di utilizzo.

Attualmente è stimato che circa 300 stazioni sono già state realizzate, principalmente dalle aziende Air Liquide, Linde, Air Products (partner italiano è il Gruppo SAPIO), H<sub>2</sub> Logic, particolarmente in Germania, Giappone, Stati Uniti (California) e in Nord Europa (Danimarca e Olanda) negli ultimi dieci anni [14]. Sia in Germania che in Giappone ci sono piani per costruire varie decine di nuove stazioni di rifornimento di idrogeno nei prossimi mesi, in modo da completare l'esistente rete.

Solo le industrie private sono nella posizione di implementare la necessaria infrastruttura di rifornimento, e le case automobilistiche potranno sviluppare e commercializzare veicoli FCEV solo se una minima rete di distribuzione sarà pianificata e realizzata. Tuttavia, le industrie private da sole, senza il sostegno pubblico, non possono assumere l'intero rischio finanziario. Infine, i governi dovranno introdurre chiaramente il ruolo dell'idrogeno nelle strategie energetiche nazionali, sottolineandone il potenziale di riduzione delle emissioni di gas serra, di benefici per la qualità dell'aria, di decremento nella dipendenza energetica.

**Le stazioni di idrogeno sono al momento in una fase di introduzione sul mercato. Gli elementi principali di una stazione di rifornimento di idrogeno sono un compressore, uno stoccaggio di idrogeno, equipaggiamento per il pre-raffreddamento/refrigerazione e i distributori.** I costi di investimento e operativi delle stazioni di rifornimento proposti in questo Piano Nazionale di Sviluppo sono basati sui dati forniti dal report realizzato per l'European Climate Foundation, "En route pour un transport durable",



realizzato da Cambridge Econometrics nel Novembre 2015 [18]. Vengono analizzate stazioni di cinque diverse dimensioni, in grado di fornire idrogeno a 700 bar e soddisfare le specifiche tecniche indicate negli standard internazionali SAE J2601 e ISO 2011. Le assunzioni di costo derivano da vari studi europei di H<sub>2</sub>Mobility, UK TINA e quotazioni ricevute direttamente da aziende fornitrici. I costi di investimento attuali e previsti fino al 2050 sono indicati in Tabella 6 ed includono i costi di investimento nell'infrastruttura (compressore, stoccaggio idrogeno, equipaggiamento per il pre-raffreddamento/refrigerazione, distributori), i costi civili di preparazione dell'area destinata alla stazione, i costi progettuali. I costi di investimento delle stazioni di riferimento dell'idrogeno sono previsti decrescere di circa il 50% entro il 2030, riflettendo ottimizzazioni nel design e incrementi nei volumi di mercato e nel numero di operatori del settore.

Tabella 6: CAPEX per le stazioni di rifornimento dell'idrogeno

Tipologia Stazione	2015	2020	2030 – 2050	Unità
Stazione 50 kg/giorno CAPEX	1,250,000	850,000	550,000	€
Stazione 100 kg/giorno CAPEX	1,350,000	900,000	600,000	€
Stazione 200 kg/giorno CAPEX	1,500,000	1,000,000	700,000	€
Stazione 500 kg/giorno CAPEX	2,000,000	1,300,000	1,000,000	€
Stazione 1000 kg/giorno CAPEX	3,000,000	2,000,000	1,500,000	€

I costi operativi sono indicati in Tabella 7. Come per i costi di investimento, anche i costi operativi saranno soggetti ad una significativa riduzione, grazie ad una più efficiente catena di fornitura, utilizzo di manodopera locale per la manutenzione e incremento nella vita dei componenti.

Tabella 7: OPEX per le stazioni di rifornimento dell'idrogeno

Tipologia Stazione	2015	2020	2030 – 2050	Unità
Stazione 50 kg/giorno OPEX	1.2	0.9	0.7	€/kg H <sub>2</sub> alla pompa
Stazione 100 kg/giorno OPEX	1.1	0.8	0.6	€/kg H <sub>2</sub> alla pompa
Stazione 200 kg/giorno OPEX	1	0.7	0.5	€/kg H <sub>2</sub> alla pompa
Stazione 500 kg/giorno OPEX	0.9	0.6	0.4	€/kg H <sub>2</sub> alla pompa
Stazione 1000 kg/giorno OPEX	0.8	0.5	0.3	€/kg H <sub>2</sub> alla pompa

Nella progettazione delle stazioni di rifornimento dell'idrogeno è auspicabile l'armonizzazione delle norme europee. Senza inficiare la sicurezza, i costi possono diminuire, anche considerevolmente, se si riducono le prescrizioni normative.



Infine, sarà fondamentale garantire snellezza nelle pratiche autorizzative, evitando che tempi burocratici lunghi possano scoraggiare gli operatori del settore e rallentare la transizione verso una mobilità sostenibile.

#### Approfondimento: IL PROGETTO H2 ALTO ADIGE

In Italia spicca il progetto H2 Alto Adige. Produrre idrogeno, ovvero "carburante made in Alto Adige" generato tramite energie rinnovabili, stoccarlo, rifornire le silenziose vetture elettriche a emissioni zero per raggiungere una graduale indipendenza energetica, questa è l'idea alla base del progetto H2 di Bolzano. L'Alto Adige, nel 2006, ha deciso di perseguire questo importante obiettivo, attraverso una stretta collaborazione con l'Autostrada del Brennero SpA e grazie al sostegno del FESR, il Fondo Europeo per lo Sviluppo Regionale. L'impianto di produzione di Bolzano è considerato uno dei più grandi e innovativi a livello mondiale. I tre elettrolizzatori modulari sono in grado di produrre fino a 345 kg/giorno. L'idrogeno compresso e stoccato sotto forma gassosa attualmente può rifornire fino a 15 autobus urbani (con tratte giornaliere di 200-250 km) o fino a 700 vetture. Contemporaneamente alla messa in servizio del centro idrogeno sono stati avviati i progetti europei HYFIVE e CHIC.



Figura 18: La stazione idrogeno di Bolzano

### 2.2.6 Tecnologie per la conversione e lo stoccaggio dell'idrogeno

**La cella a combustibile (fuel cell) è il generatore in grado di convertire l'energia chimica dell'idrogeno (H<sub>2</sub>) in elettricità e calore.** Questa reazione avviene all'interno di un sistema denominato cella, composto da due elettrodi (l'anodo e il catodo) separati da un elettrolita. Tra le diverse tipologie di fuel cells attualmente esistenti, le PEM (Proton Exchange Membrane) offrono le performance più promettenti (Figura 19). Le PEM sono composte da livelli di membrane, ognuna delle quali inserita tra due piastre conduttive. All'anodo le molecole di idrogeno vengono in contatto con la membrana e la reazione elettrochimica è attivata da un catalizzatore composto da nano particelle di platino. Le molecole vengono quindi decomposte in due protoni e due elettroni. Mentre i protoni possono attraversare la membrana e passare al catodo gli elettroni non possono ed entrano in un circuito elettrico (che in un'auto FCEV alimenta il motore elettrico). Al catodo i protoni reagiscono con l'ossigeno e gli elettroni per generare corrente elettrica e acqua, l'unica sostanza rilasciata dal sistema.

Anche se le celle a combustibile hanno visto un notevole sviluppo negli ultimi dieci anni, gli alti costi di investimento e i tempi di vita relativamente limitati rimangono i maggiori ostacoli alla loro più ampia applicazione. **I costi di investimento dipendono fortemente dai costi di produzione, e potrebbero essere notevolmente ridotti con economie di scala.** Secondo la US DOE (US DOE, 2012), i sistemi PEMFC per FCEVs



mostrano il maggiore potenziale di riduzione dei costi ad elevato volume di produzione, con un target di costo da raggiungere, in ultima analisi, pari a circa 21.75 euro/kW, equivalente ai motori ICE.

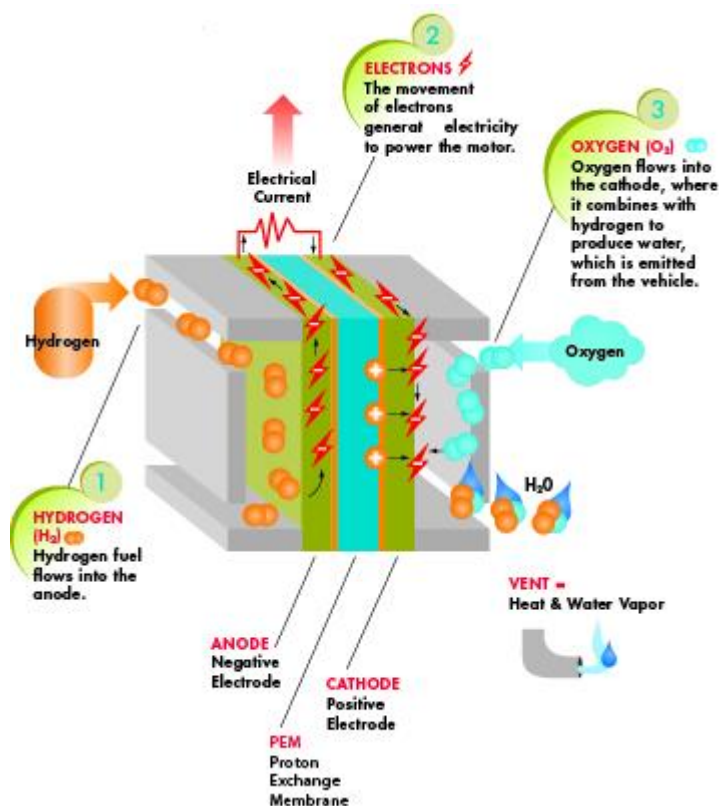


Figura 19: Rappresentazione schematica del funzionamento di una cella a combustibile PEM (Proton Exchange Membrane fuel cell)

**L'idrogeno può essere immagazzinato in forma gassosa, liquida o solida. La ricerca applicativa delle principali case automobilistiche è attualmente concentrata sulla forma gassosa.**

A temperatura costante, il modo più semplice per decrescerne il volume è quello di incrementarne la pressione, tale processo richiede energia (con efficienze usualmente tra l'80 e il 91% per la compressione a 700 MPa). L'attuale preferenza per le applicazioni automobilistiche è la compressione a 700 MPa, a questa pressione l'idrogeno ha una densità di 42 kg/m<sup>3</sup>.

**Le performance di stoccaggio dell'idrogeno sono molto migliori rispetto a quelle delle batterie elettriche (Figura 20).**

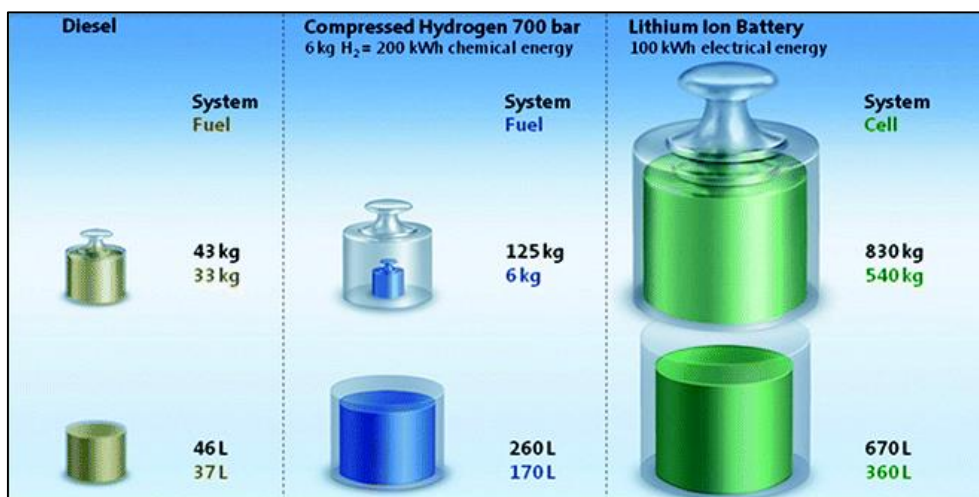


Figura 20: La sfida dello stoccaggio energetico per la mobilità

È possibile immagazzinare 6 kg di idrogeno (circa 200 kWh) compresso a 700 bar in un serbatoio dal peso complessivo di 125 kg e dal volume di 260 litri, per immagazzinare metà di quest'energia (100 kWh) in batterie elettriche agli ioni di litio occorrono 830 kg di peso e 670 litri di volume.

Un serbatoio di 260 litri può rientrare perfettamente nel volume, necessariamente ridotto, di un veicolo, offrendo un'autonomia di 600 km, comparabile con quella offerta dai veicoli a benzina e chiaramente superiore alle ridotte autonomie dei veicoli a batteria BEVs attualmente sul mercato. Da ultimo, e diversamente dalle batterie, le performance di stoccaggio di un serbatoio di idrogeno non si deteriorano con il numero di cariche e scariche o con l'esposizione a temperature estreme.





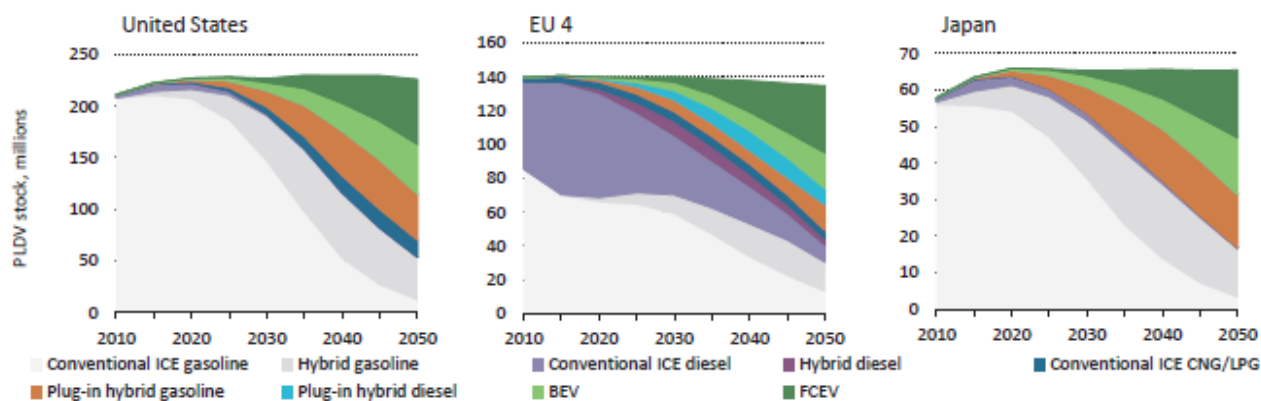
### 3 Scenari europei per la transizione energetica nel settore dei trasporti

Numerosi studi hanno recentemente analizzato possibili scenari di transizione energetica nel settore dei trasporti, con estensioni temporali fino al 2050.

Questi scenari esplorano gli effetti sul consumo di energia, le emissioni di CO<sub>2</sub> e di altri inquinanti, i costi, i benefici economici e occupazionali legati all'introduzione dell'idrogeno nel settore dei trasporti. Con la diffusione su vasta scala delle tecnologie dell'idrogeno nel settore dei trasporti, le barriere economiche legate alla creazione di infrastrutture sono ridotte se combinate con la rapida adozione della tecnologia, una maggiore penetrazione del mercato e un'elevata domanda di idrogeno.

Partendo dal **settore autovetture**, nel "Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells" [17], pubblicato dall'IEA nel Giugno 2015, in una variante dell'ETP 2DS, l'ETP 2DS high H<sub>2</sub>, viene presentato uno scenario di introduzione delle autovetture FCEV fino al 2050 (Figura 21). Per quanto riguarda le autovetture FCEV, l'IEA prevede per i tre principali mercati, Stati Uniti, EU4 (Francia, Germania, Regno Unito, Italia) e Giappone i seguenti target commerciali:

- 2020: saranno in circolazione circa 30,000 FCEVs;
- 2025: le vendite annue raggiungono i 400,000 FCEVs;
- 2030: le vendite cumulate raggiungono gli 8 milioni di FCEVs (2,3 milioni di vendite annue);
- 2050: la quota di FCEVs sul totale delle vendite di autovetture è di circa il 30% (25% lo share sullo stock complessivo dei veicoli in circolazione), la frazione di veicoli convenzionali ICE e ibridi senza la possibilità di inserimento nella rete elettrica dovrà scendere a circa il 30 % del parco veicoli.



Note: LPG = liquefied petroleum gas.

Figura 21: Stock delle autovetture per tecnologia negli Stati Uniti, EU4 e Giappone nello scenario IEA 2DS high H<sub>2</sub> fino al 2050

Passando al **settore autobus**, a livello europeo è prevista l'attuazione di progetti dimostrativi su larga scala, con un totale da circa 300 a 400 autobus FCEV in Europa entro il 2020 [19]. Attualmente 45 autorità dei trasporti pubblici e gli operatori di autobus di 35 città da 12 paesi europei partecipano all'iniziativa di commercializzazione denominata "Coalizione europea degli autobus FCEV" (Figura 22).



Figura 22: Partecipanti alla “Coalizione europea degli autobus FCEV” (Maggio 2015)

I livelli di implementazione necessari per la commercializzazione possono essere raggiunti in uno scenario di ramp-up europea. Questo scenario considera i piani di distribuzione degli operatori della Coalizione, nonché degli operatori che ancora devono essere mobilitati. Il quadro di questo scenario è un volume totale cumulativo assunto per 8,000-10,000 autobus FCEV necessari fino al 2025.

Per comprendere gli impatti macro-economici della transizione verso una mobilità alternativa, nell'arco di tempo 2010-2050, il Report “Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs” [2] ha sviluppato e dettagliatamente analizzato cinque scenari di evoluzione tecnologica. Tali Scenari sono riassunti in Tabella 8 e dettagliatamente descritti nell'Appendice 6.2.

Tabella 8: Scenari di evoluzione tecnologica riportati nel report “Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs”

Nome Scenario	Descrizione
Reference Scenario (REF)	Le emissioni di CO <sub>2</sub> delle nuove vendite di autoveicoli in Europa rimangano agli attuali livelli di 135 g/km, la corrente suddivisione tra veicoli diesel e benzina rimane invariata e nessun ulteriore tecnologia viene introdotta per migliorare l'efficienza.
Current Policy Initiatives (CPI)	Raggiungimento dell'obiettivo proposto alle autovetture di 95 g/km nel 2020 e ai furgoni di 147 g/km nel 2020. Nessun ulteriore obiettivo politico viene fissato dopo il 2020, ci saranno comunque alcuni ulteriori progressi nella riduzione del consumo di carburante, guidati dalla preoccupazione dei consumatori per le emissioni di CO <sub>2</sub> , dall' incremento nel prezzo del carburante e dal proseguimento nell'esistente sviluppo tecnologico (tasso di miglioramento inferiore all'1% all'anno dopo il 2020). L'introduzione di veicoli HEV nel nuovo parco auto raggiunge il 5% nel 2020, il 12 % nel 2030 e il 22 % entro il 2050.
Scenario Tech1	Lo scenario si propone di esplorare l'impatto di un'introduzione ambiziosa di veicoli HEV. Si presuppone una penetrazione di mercato per gli HEV del 10 % sulle nuove vendite di veicoli nel 2020, del 50 % nel 2030 e del 96 % nel 2050.





<i>Scenario Tech2</i>	Questo scenario presuppone una penetrazione di mercato dei veicoli HEV del 20 % nelle vendite di nuovi veicoli nel 2020, 42% nel 2030, 10 % nel 2050. I veicoli elettrici avanzati (PHEV, BEV, FCEV) vengono introdotti al 2.5 % nel 2020, 37 % nel 2030, 90 % nel 2050.
<i>Scenario Tech3</i>	Questo scenario presuppone un ritmo più rapido di introduzione dei veicoli elettrici avanzati (PHEV, BEV, FCEV), possibile con apposite misure di sostegno. Questo scenario presuppone una penetrazione di mercato dei veicoli elettrici avanzati del 9.5 % nel 2020, 80 % nel 2030 e 100 % nel 2050. I veicoli HEV raggiungono, nelle vendite di nuovi veicoli, il 20 % nel 2020, il 15 % nel 2030, il 0 % nel 2050.

Le innovazioni indagate negli scenari **Tech1**, **Tech2** e **Tech3** hanno portato alle seguenti conclusioni:

- Le **emissioni dirette di CO<sub>2</sub>** delle auto e dei furgoni vengono **ridotte tra il 64 % e il 93 % entro il 2050**, contribuendo al raggiungimento dell’obiettivo UE di riduzione delle emissioni complessive dei trasporti del 60 % (Figura 24).
- Le **emissioni degli inquinanti dannosi alla salute sono drasticamente tagliate, l’NOx di oltre l’85 %, il particolato fine di oltre il 70 %.**
- I consumatori selezionano i loro veicoli sulla base di un’ampia gamma di fattori, di cui il costo del capitale è solo un elemento. Nel calcolo dell’impatto complessivo sugli automobilisti legato al miglioramento nell’efficienza dei veicoli, è anche utile guardare al “Costo Totale di Proprietà” (Total Cost of Ownership, TCO), che include i costi del carburante e la manutenzione. Utilizzando un tasso di sconto del 5 % i TCO delle diverse tecnologie automobilistiche sono attesi convergere verso il 2020 (ad eccezione dei FCEV), con il TCO di tutti i propulsori inferiore a quello del 2010, nonostante la previsione di un significativo (circa +30%) aumento del prezzo dei combustibili (Figura 23). **I veicoli FCEV avvicinano i TCO delle altre tecnologie a partire dal 2030.**

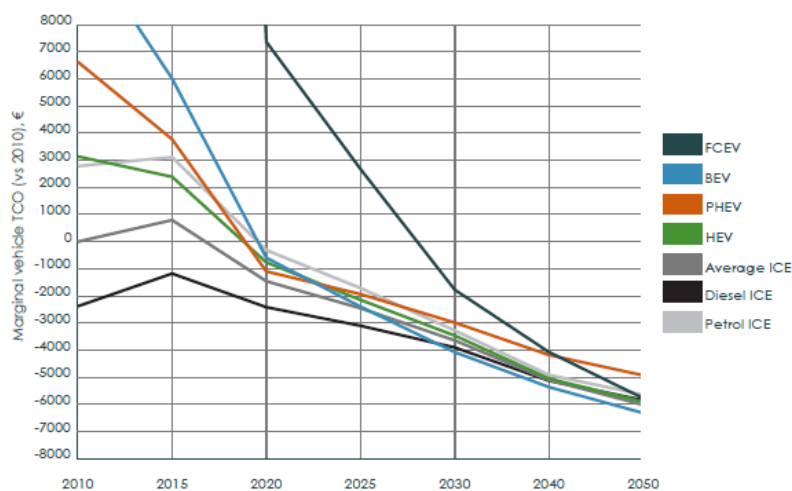


Figura 23: TCO delle diverse tecnologie automobilistiche (considerando un tasso di sconto del 5 %)

- Il **passaggio a combustibili alternativi quali l'elettricità e l'idrogeno**, può avere un impatto positivo sull’economia europea. In primo luogo, porta a una **maggior efficienza nei veicoli**. Ancora più importante, **la produzione di elettricità e idrogeno con sempre maggior prevalenza una filiera nazionale entro il 2050.**



- Riducendo la spesa alla pompa dei cittadini dell'UE e spostandola verso altre aree dell'economia con maggiore intensità di manodopera si determina la **creazione di occupazione**.
- Gli **investimenti nelle infrastrutture per il rifornimento** hanno un impatto positivo sul PIL, perché **stimolano l'industria nazionale e richiedono un alto input di lavoro nella catena di fornitura**.
- L'Europa eccelle nella tecnologia per il settore automobilistico, **un aumento della spesa per veicoli a basse emissioni di carbonio creerà lavoro**. Tra 660,000 e 1.1 milioni di nuovi posti di lavoro (al netto dell'intera forza lavoro) potranno essere generati entro il 2030. Nel 2050, questi valori salgono tra 1.9 e 2.3 milioni di nuovi posti di lavoro (Figura 24). La transizione verso veicoli a basse emissioni di carbonio genererà la domanda di nuove competenze nella forza lavoro. L'Europa dovrà sviluppare gli adeguati percorsi formativi per far crescere le necessarie competenze nella sua futura forza lavoro.

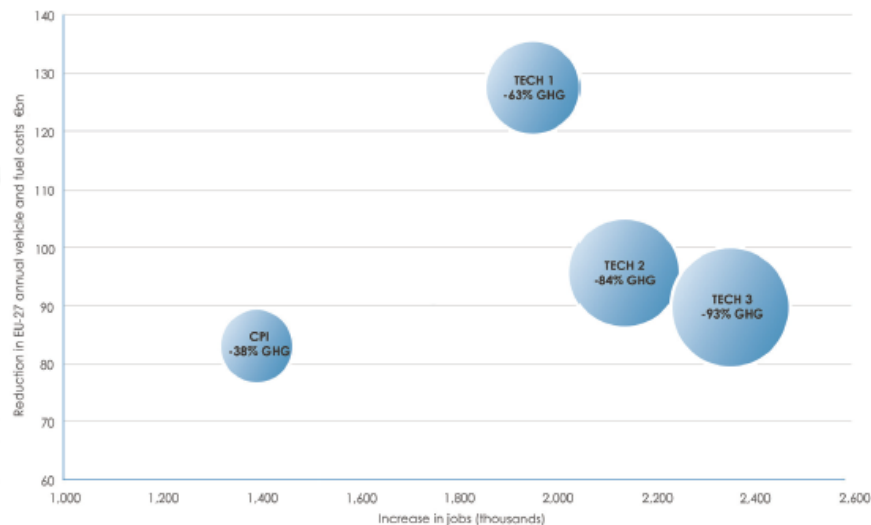


Figura 24: Impatti sulle emissioni dirette di CO<sub>2</sub> e incremento dei posti di lavoro rispetto al Reference Scenario, anno 2050

- L'analisi suggerisce anche che la tassazione della maggior attività economica risultante da un passaggio ai veicoli a basse emissioni in gran parte compensa le entrate fiscali perse dalla vendita dei combustibili convenzionali (benzina e diesel).

Alcune importanti iniziative europee hanno già iniziato a sostenere l'introduzione dell'idrogeno come carburante per il trasporto attraverso lo sviluppo e l'attuazione di una strategia nazionale (Tabella 9). Queste sono:

- Regno Unito: "UK H2 Mobility" ([www.ukh2mobility.co.uk](http://www.ukh2mobility.co.uk));
- Francia: "Mobilité hydrogène France" ([www.afhypac.org](http://www.afhypac.org));
- Scandinavia: "Scandinavian Hydrogen Highway Partnership" ([www.scandinavianhydrogen.org](http://www.scandinavianhydrogen.org));
- Germania: "H2 Mobility" ([h2-mobility.de](http://h2-mobility.de)).

Iniziative simili sono in fase di lancio anche in altri paesi europei come Austria, Belgio, Finlandia, Paesi Bassi, Svizzera.



Tabella 9: Numero di veicoli (FCEV) e stazioni di rifornimento (HRS) previsti dalle principali iniziative europee di mobilità idrogeno

Paese	FCEV 2020	FCEV 2025	FCEV 2030	HRS 2020	HRS 2025	HRS 2030
Regno Unito			1,600,000			1,150
Francia	2,500	167,000	773,000	21	355	602
Germania	156,000	658,000	1,773,000	377	779	992

I progetti di cui sopra dimostrano che lo sviluppo di idrogeno come combustibile alternativo è possibile quando si trova:

- una strategia stabilita per diffondere le stazioni di rifornimento di idrogeno;
- un forte sostegno del governo nazionale (legislativo e finanziario);
- una presenza importante di attori industriali nel campo dell'idrogeno;
- un potenziale di produzione di idrogeno "green".

Questi possono essere riconosciuti come elementi fondamentali per la definizione di una strategia per la mobilità ad idrogeno.



## 4 La Strategia Energetica Nazionale

La Strategia Energetica Nazionale (SEN), approvata con il Decreto Interministeriale dell'8 marzo 2013 [23], orienta gli sforzi del Paese verso un miglioramento sostanziale della competitività del sistema energetico insieme con la sostenibilità ambientale. In particolare, **la SEN si propone di trarre al 2020 quattro obiettivi principali:**

- 1) **riduzione dei costi energetici** con l'allineamento dei prezzi ai livelli europei;
- 2) superamento degli obiettivi europei definiti dal Pacchetto europeo Clima-Energia 2020 (**riduzione delle emissioni di GHG del 21 % rispetto al 2005, riduzione del 24 % dei consumi primari rispetto all'andamento inerziale e raggiungimento del 19-20 % di incidenza dell'energia rinnovabile sui consumi finali lordi**);
- 3) maggiore sicurezza di approvvigionamento, con una **riduzione della fattura energetica estera** di circa 14 miliardi di euro l'anno;
- 4) **spinta alla crescita e all'occupazione con l'avvio di investimenti, sia nei settori tradizionali che nella green economy, per 170-180 miliardi di euro entro il 2020.**

Le azioni proposte nella Strategia Energetica si inseriscono nella definizione di un **percorso di decarbonizzazione al 2050**, coerente con lo scenario Roadmap 2050 analizzato dalla DG Energia della Commissione Europea.

Un'analisi dei possibili scenari evolutivi, capaci di raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione, ci consente di identificare con maggiore precisione le implicazioni comuni che dovranno orientare il settore nelle sue scelte di lungo periodo, e di cui tener conto già nelle scelte attuali. Tra le principali:

- la necessità di **moltiplicare gli sforzi in efficienza energetica**. I consumi primari dovranno ridursi in un range dal 17 al 26 % al 2050 rispetto al 2010;
- la **forte penetrazione delle energie rinnovabili**, che in qualunque degli scenari ipotizzabili al momento dovrebbero raggiungere livelli di almeno il 60 % dei consumi finali lordi al 2050, con livelli ben più elevati nel settore elettrico. Oltre alla necessità di ricerca e sviluppo per l'abbattimento dei costi, sarà fondamentale un ripensamento delle infrastrutture di rete e mercato;
- un **incremento sostanziale del grado di elettrificazione**, che dovrà quasi raddoppiare al 2050, raggiungendo almeno il 38 %;
- il **mantenimento di un ruolo chiave del gas per la transizione energetica**, nonostante una riduzione del suo peso percentuale e in valore assoluto nell'orizzonte dello scenario.



## 5 Scenario di introduzione dell'idrogeno nel settore dei trasporti italiano

Nel settore dei trasporti, **sostenere l'innovazione e l'efficienza, frenare la dipendenza dalle importazioni di petrolio e guidare il passaggio a fonti energetiche interne e rinnovabili** rappresenta la via da seguire per raggiungere gli obiettivi chiave europei: stimolare la crescita economica, aumentare l'occupazione e mitigare i cambiamenti climatici.

Il seguente contesto caratterizza lo **stato attuale** del settore dei trasporti in Italia:

- Nel periodo 1990-2013 si osserva per il settore dei trasporti un incremento dei consumi finali di energia del 13.1 %. **Al 2013 il settore dei trasporti rappresenta il 32.6 % dei consumi finali totali di energia (38,702 ktep su un totale di 118,696 ktep)<sup>9</sup>.**
- **Le emissioni atmosferiche del settore dei trasporti** mostrano una costante crescita con inversione di tendenza solo a partire dal 2007. Nel periodo 1990-2013 le emissioni dei trasporti sono aumentate del 0.7 %, **al 2013 rappresentano il 24 % delle emissioni totali nazionali (104.9 Mt CO<sub>2eq</sub> su un totale di 438.0 Mt CO<sub>2eq</sub><sup>10</sup>).**
- **L'Italia è il Paese dell'Unione europea che registra più morti premature a causa dell'inquinamento dell'aria.** In Italia nel 2012 59,500 decessi prematuri sono attribuibili al particolato fine (PM 2.5), 3,300 all'ozono (O<sub>3</sub>) e 21,600 al biossido di azoto (NO<sub>2</sub>) [24]. L'ultimo rapporto sulla qualità dell'aria "Mal'ARIA di città 2016" pubblicato da Legambiente [25] evidenzia come in Italia il problema dell'inquinamento atmosferico sia diffuso e giunto ad un livello ormai cronico. Nel rapporto sono stati analizzati i livelli di inquinamento in 90 città italiane. È emerso che nel corso del 2015 in più della metà (il 53%) il livello di PM10 ha oltrepassato il limite, fissato per legge a 50 microgrammi per metro cubo da non superare per più di 35 volte in un anno.
- Per quanto riguarda il trasporto su strada, al 2014 la consistenza del parco veicolare è risultata pari a circa **49.2 milioni di veicoli**, tra cui: **37.1 M autovetture**, 6.5 M motocicli, 3.9 M autocarri per merci, **97,914 autobus**. Tra le autovetture la predominanza è netta per l'alimentazione a benzina (51 %) e gasolio (41 %), seguono le alimentazioni ibride benzina/GPL (6 %) e benzina/metano (2 %). **Allo stato attuale, la presenza di veicoli elettrici avanzati (PHEV, BEV, FCEV) è pressoché nulla.** [26]

La definizione degli obiettivi nazionali è basata su criteri specifici, prendendo in considerazione i seguenti aspetti:

- obiettivi ambientali per la riduzione dei gas serra e delle emissioni inquinanti;
- futura flotta di veicoli alternativi attesi per diversi orizzonti temporali e stima della domanda futura<sup>11</sup>;

---

<sup>9</sup> I dati del bilancio energetico nazionale sono di fonte Eurostat

<sup>10</sup> I dati delle emissioni di gas ad effetto serra sono di fonte UNFCCC così come comunicati per l'Italia da ISPRA secondo il mandato stabilito dal Decreto legislativo 51/2008

<sup>11</sup> Lo scenario di introduzione dell'idrogeno nella mobilità italiana (denominato Scenario MobilitàH2IT), proposto in questo Piano Nazionale di Sviluppo, è stato modellato tenendo conto degli studi di riferimento illustrati nel precedente Capitolo 3, adattandoli al contesto italiano



- aumento della rete di alimentazione (cioè l'implementazione di un'infrastruttura adeguata) per favorire lo sviluppo della mobilità alternativa e, di conseguenza, per soddisfare le future esigenze della domanda.

Nei seguenti capitoli vengono analizzati, in un intervallo temporale esteso fino al 2050, gli effetti sul consumo di energia, le emissioni di CO<sub>2</sub> e di altri inquinanti dannosi alla salute umana, nonché i costi per l'introduzione dell'idrogeno nel settore dei trasporti italiano.

L'intera analisi è stata scomposta nelle seguenti aree:

1. Dimensionamento del parco veicoli FCEV;
2. Produzione dell'idrogeno per il settore dei trasporti;
3. Integrazione delle rinnovabili elettriche;
4. Dimensionamento delle stazioni di rifornimento;
5. La prospettiva del consumatore;
6. Riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> e di altri inquinanti dannosi alla salute umana;
7. Misure di sostegno al Piano Nazionale di Sviluppo.

Un quadro tecnico complessivo dello Scenario MobilitàH2IT è ricomposto in Appendice 6.8:

- Con analisi quinquennale fino al 2050 (Tabella 27);
- Con analisi annuale fino al 2025 (Tabella 28).

**L'applicazione dello Scenario MobilitàH2IT permetterà, a partire da un approccio in captive fleet (2020-2025), la diffusione su vasta scala delle tecnologie dell'idrogeno per il trasporto di massa (a partire dal 2026). Le barriere economiche legate al maggior costo dei veicoli ad idrogeno rispetto ai veicoli convenzionali e alla creazione dell'infrastruttura di produzione e distribuzione, necessitano di un adeguato finanziamento, dove specifici fondi nazionali dovranno accompagnare i fondi europei.**

In questo studio viene dimensionata nel dettaglio la sola mobilità ad idrogeno mediante autovetture e autobus FCEV, identificando il necessario finanziamento per il suo sviluppo. Per quanto riguarda il trasporto merci, ferroviario, marittimo e i carrelli elevatori, date le prospettive di interesse illustrate nel Capitolo 2.2.2, verranno comunque quantificati in maniera proporzionale ulteriori necessari finanziamenti.

**Nello Scenario MobilitàH2IT, l'idrogeno darà il suo contributo al rispetto degli obiettivi energetico/ambientali europei e garantirà una miglior qualità dell'aria nelle città italiane. La partecipazione ai tavoli di lavoro di questa iniziativa e l'interesse manifestato da numerose aziende italiane mette le basi per un forte stimolo all'economia e all'occupazione italiana per i prossimi anni a venire. Numerose e nuove prospettive di sviluppo vanno dalla progettazione e produzione dei veicoli del prossimo futuro alla produzione dell'idrogeno, dall'integrazione delle energie rinnovabili alla realizzazione dell'infrastruttura di distribuzione.**



### 5.1 Dimensionamento del parco veicoli FCEV

La vendita di autovetture FCEV proposta nello Scenario MobilitàH2IT è riportata in Figura 25 per il contesto italiano<sup>12</sup>. Lo scenario di vendita in Italia delle autovetture FCEV pone come punto di partenza un'introduzione di **1,000 autovetture entro il 2020**, per poi raggiungere uno **stock di circa 27,000 al 2025** (0.1 % del parco veicoli italiano), circa **290,000 al 2030** (0.7 % del parco veicoli italiano) e circa **8.5 M (20 % del parco veicoli italiano) al 2050**. In Tabella 13 (Appendice 6.3) i target annuali fino al 31/12/2025.

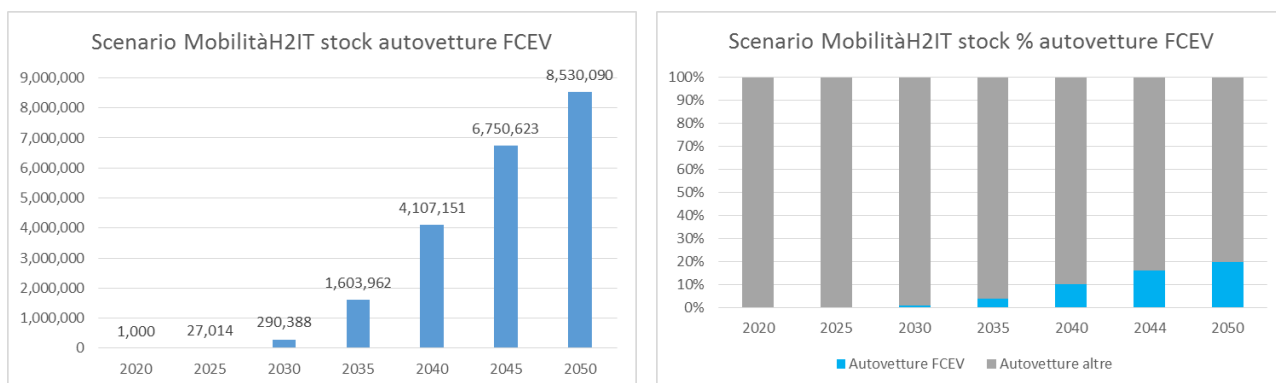


Figura 25: Scenario MobilitàH2IT, stock autovetture FCEV fino al 2050

Passando agli autobus, lo scenario di ramp-up italiano è indicato in Figura 26<sup>13</sup>. Lo scenario di vendita in Italia degli autobus FCEV prevede obiettivi più ambiziosi rispetto alle autovetture. **Gli operatori del trasporto pubblico, attivi in ambito cittadino, dovranno infatti garantire un ruolo guida nella transizione verso una mobilità alternativa, specialmente nelle prime fasi di mercato.** Si prevede inoltre che gli autobus FCEV, a discapito degli autobus BEV, saranno particolarmente apprezzati per la loro lunga autonomia, l'affidabilità nella valutazione dell'autonomia stessa, la velocità di rifornimento. Il punto di partenza è posto nell'introduzione di **100 autobus entro il 2020**, per poi raggiungere uno **stock di circa 1,100 al 2025** (1.1 % dello stock totale), circa **3,700 al 2030** (3.8 % dello stock totale) e circa **23,000 al 2050 (25.0 % dello stock totale)**. In Tabella 14 (Appendice 6.3) i target annuali fino al 31/12/2025.

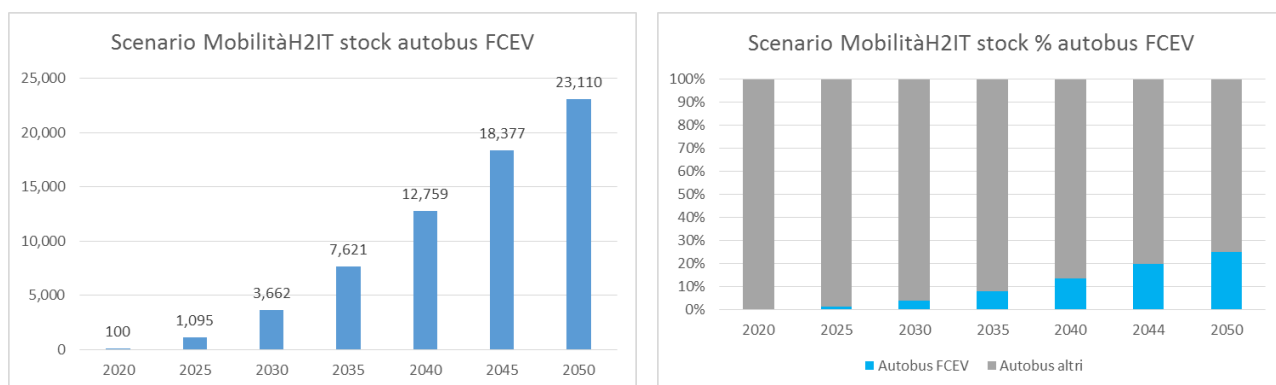


Figura 26: Scenario MobilitàH2IT, stock autobus FCEV fino al 2050

<sup>12</sup> Nel calcolo dello stock autovetture FCEV è stato considerato un life-time di 12 anni

<sup>13</sup> Nel calcolo dello stock autobus FCEV è stato considerato un life-time di 12 anni



Una panoramica dei costi per autovetture e autobus FCEV (conformi alle previsioni di mercato europee illustrate nel Capitolo 2.2.2) applicati nello Scenario MobilitàH2IT è illustrata in Tabella 15 (Appendice 6.3). Il costo dei modelli FCEV è posto a confronto con il costo dei modelli diesel. Per gli autobus FCEV si è utilizzata l'ipotesi "Heavy-duty FC" nel valore minimo per il 2020 e il 2025, l'ipotesi "Automotive FC ~ 100k FC cars" per il 2030; nel periodo 2030-2050 sono stati utilizzati gli stessi trend di evoluzione dei prezzi indicati dal settore automobilistico.

Per quanto riguarda i veicoli FCEV, una forte decrescita dei costi è prevista fino al 2030, quando le autovetture FCEV saranno a prezzi pressoché competitivi con le autovetture convenzionali diesel, mentre gli autobus FCEV avranno colmato gran parte del gap iniziale.

Applicando i costi previsti in Europa per le autovetture FCEV e per gli autobus FCEV (forniti in Tabella 15) è stato calcolato il CAPEX e il costo aggiuntivo degli scenari di vendita per il contesto italiano, comparando il costo dei veicoli FCEV con veicoli diesel (Figura 27). In Tabella 16 (Appendice 6.3) un'analisi annuale fino al 31/12/2025.

Al fine di coprire tali costi aggiuntivi, rendendo competitivo il mercato dei veicoli FCEV, è necessario un **finanziamento per gli acquirenti (eco-bonus), almeno fino al 2030**. La copertura dell'intero costo aggiuntivo implica lo stanziamento di circa **65.8 M euro fino al 2020** (circa 32.1 M€ per le autovetture e circa 33.7 M€ per gli autobus) e circa **758.1 M€ nel successivo periodo 2021-2025** (circa 529.1 M€ per le autovetture e circa 229 M€ per gli autobus).

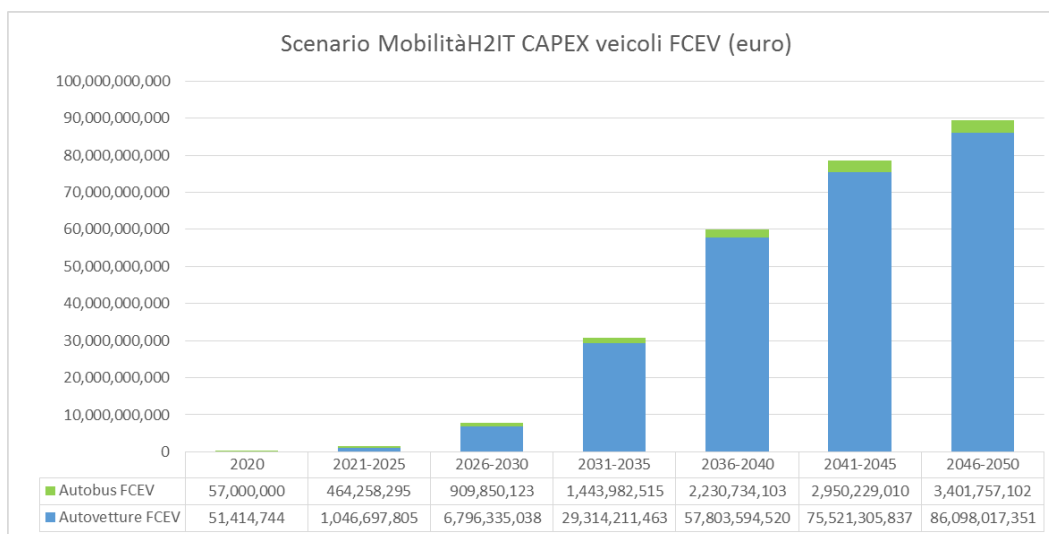


Figura 27: Scenario MobilitàH2IT, CAPEX veicoli FCEV fino al 2050

I parametri tecnici utilizzati per le autovetture FCEV [17], [1] e per gli autobus FCEV [19], riguardanti l'efficienza (fuel economy), la vita (life-time) e la percorrenza annua (km/anno), sono riportati in Tabella 17 (Appendice 6.3). Un notevole miglioramento nella fuel economy delle autovetture e degli autobus FCEV è atteso fino al 2050, incrementando la competitività con i veicoli convenzionali ICE, soggetti anch'essi a miglioramenti ma in maniera meno marcata. Questo fa sì che la percentuale di finanziamento per gli acquirenti (eco-bonus), nella copertura del costo aggiuntivo dei veicoli FCEV, potrà essere ridotta progressivamente.





La domanda di idrogeno alla pompa delle autovetture FCEV e degli autobus FCEV introdotti nello Scenario MobilitàH2IT, applicando i parametri della Tabella 17, è indicata in Figura 28. In Tabella 16 i valori annuali fino al 31/12/2025 (Appendice 6.3). **Al 2020 è prevista una domanda alla pompa di circa 2,000 kg/giorno, portata a circa 25,600 kg/giorno al 2025.**

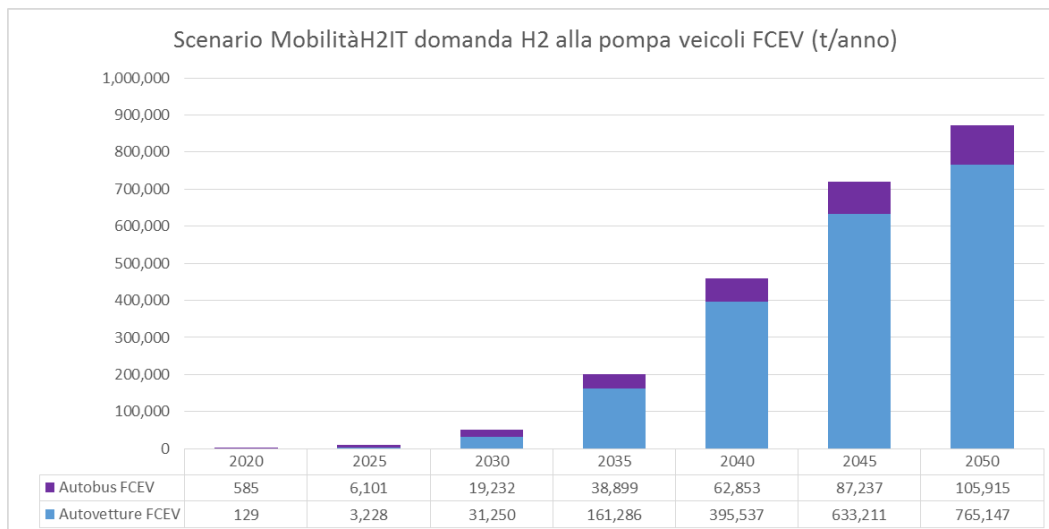


Figura 28: Scenario MobilitàH2IT, domanda H2 alla pompa veicoli FCEV fino al 2050

## 5.2 Produzione dell'idrogeno per il settore dei trasporti

Negli scenari proposti per questo Piano Nazionale di Sviluppo, l'idrogeno può essere prodotto secondo quattro diverse modalità operative:

- 1) **Produzione di idrogeno in impianti centralizzati mediante SMR (H2 da SMR C) e trasporto gassoso su camion fino alla stazione di rifornimento;**
- 2) **Produzione di idrogeno in impianti centralizzati mediante elettrolisi da rinnovabili (H2 da ELR C) e trasporto gassoso su camion fino alla stazione di rifornimento;**
- 3) **Produzione di idrogeno on-site nella stazione di rifornimento mediante elettrolisi con energia elettrica da rete (H2 da ELG OS);**
- 4) **Produzione di idrogeno on-site nella stazione di rifornimento mediante elettrolisi con energia elettrica rinnovabile (H2 da ELR OS).**

L'opzione di trasporto su camion è scelta poiché più realistica, nel breve periodo, rispetto alla realizzazione di un'infrastruttura fissa (rete di pipelines dedicate). Esiste anche la possibilità di trasporto liquido su camion, che nel breve-medio termine viene scartata per gli eccessivi consumi nel processo di liquefazione per piccole taglie. Da notare che tale opzione potrebbe viceversa essere riconsiderata nel lungo termine con impianti di liquefazione di grande scala, grazie anche ai vantaggi in termini di maggiore carico di idrogeno per viaggio e di facilità di pressurizzazione per la consegna finale alle stazioni.

La produzione centralizzata di idrogeno da SMR, a basso costo, permetterà di agevolare il periodo di transizione iniziale 2020-2030. Superata questa fase, è previsto di non incrementare ulteriormente la capacità installata di SMR, tutta la nuova produzione di idrogeno avverrà mediante elettrolisi. In particolare



dovrà essere particolarmente incentivato l'uso di energia rinnovabile prodotta on-site (autoconsumo). Lo **Scenario MobilitàH2IT** permette una rapida transizione verso una produzione di idrogeno "green" da elettrolisi e il raggiungimento di risultati ambiziosi in termini di:

- 1) Maggior contributo dei veicoli FCEV nella riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>;
- 2) Maggior indipendenza energetica nazionale;
- 3) Maggior potenzialità di integrazione delle VRE.

Lo Scenario MobilitàH2IT utilizza le seguenti assunzioni per quanto riguarda la produzione e il trasporto dell'idrogeno:

- un'efficienza complessiva di compressione, trasporto e distribuzione pari all'80 % [17];
- annual loads degli impianti di produzione pari all'85 % [17];
- per l'idrogeno prodotto off-site, costi medi di trasporto in forma gassosa su camion pari a 2 €/kg al 2020 (con incremento annuo di costo dell'1%) [14];
- costi finanziari pari al 7% [19];
- margine di guadagno per la produzione pari al 20%;
- margine di guadagno per il trasporto pari al 20%.

Il costo di produzione e trasporto dell'idrogeno viene quindi calcolato sulla base di parametri economici quali i costi di investimento (CAPEX), costi finanziari, costi dell'energia primaria (gas ed elettricità), costi operativi e di manutenzione (OPEX), costi di trasporto e margini di guadagno, così come sulla base di parametri tecnici quali l'efficienza di conversione e il life-time. In Tabella 19 (Appendice 6.4) le principali assunzioni adottate nello Scenario MobilitàH2IT.

Per quanto riguarda l'energia primaria da rete sono stati presi come riferimento i costi lordi al 2014 in Italia [22]<sup>14</sup>:

- energia elettrica da rete: consumatori industriali con fascia di consumo annua 2,000-20,000 MWh, prezzo lordo 175.5 euro/MWh,
- gas naturale da rete: consumatori industriali con fascia di consumo annua 263-2,627 migliaia di m<sup>3</sup>, prezzo lordo 43.11 euro/migliaia di m<sup>3</sup> (41.06 euro/MWh).

Nel caso di produzione di elettricità rinnovabile (es: eolico, fotovoltaico) e utilizzo on-site per elettrolisi è considerato un valore medio dell'elettricità pari a 63.52 euro/MWh nel periodo 2012-2014 [27]<sup>15</sup>. Tale prezzo medio riflette il PUN di Baseload nel periodo 2012-2014 (Figura 29). Va ricordato che in Italia, oltre al valore acquisito sul mercato elettrico, la produzione di energia rinnovabile è remunerata anche mediante appositi meccanismi di incentivazione. Sia per l'energia elettrica che per il gas è previsto un incremento annuo di costo dell'1%.

---

<sup>14</sup> Le fasce di consumo di interesse sono state identificate considerando la dimensione e la domanda delle future stazioni di rifornimento dell'idrogeno. Per la produzione di idrogeno da SMR centralizzata i costi del gas potrebbero presumibilmente essere inferiori e rientrare nella fascia 2,627-26,268 migliaia di m<sup>3</sup> (35.12 euro/migliaia di m<sup>3</sup>, 33.45 euro/MWh o nella fascia 26,268-105.072 m<sup>3</sup> 33.33 euro/migliaia di m<sup>3</sup>, 31.74 euro/MWh

<sup>15</sup> Prezzo medio di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN) nel periodo 2012-2014

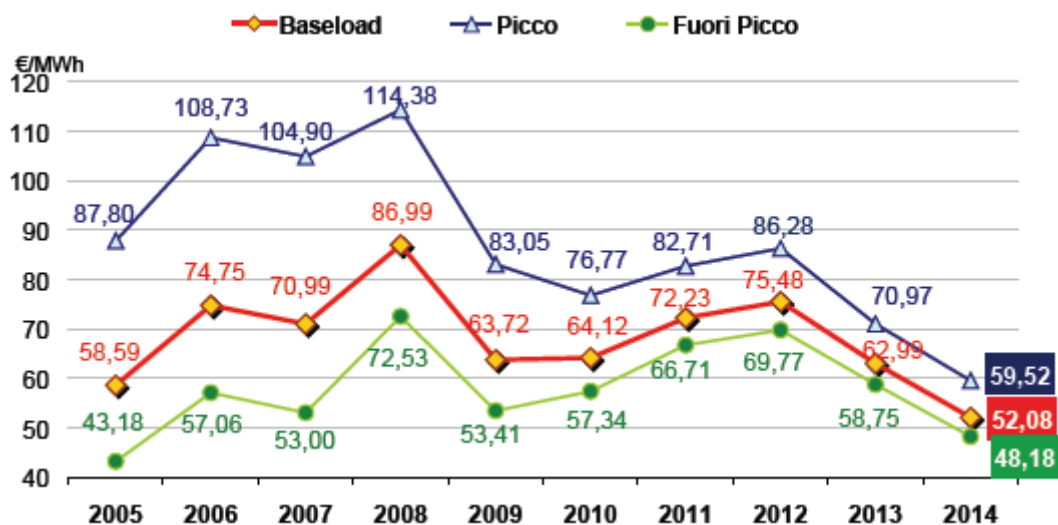


Figura 29: Esisti del mercato elettrico in Italia tra il 2005 e il 2014, Mercato del Giorno Prima (MGP), Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Partendo da un’analisi energetica, la produzione di idrogeno nello Scenario MobilitàH2IT è indicata in Figura 30. In Tabella 20 (Appendice 6.4) i target annuali fino al 31/12/2025, i target energetici sono dettagliati per modalità di produzione (SMR ed elettrolisi), produzione di idrogeno in tonnellate e kg/giorno, capacità degli impianti di produzione (MW) e consumo di energia primaria (gas ed elettricità). **Al 2020 è prevista una domanda di produzione pari a circa 2,500 kg/giorno** (circa 1,500 kg/giorno da SMR e circa 1,000 kg/giorno da elettrolisi), **portata a circa 32,000 kg/giorno al 2025** (circa 12,800 kg/giorno da SMR e circa 19,200 kg/giorno da elettrolisi).

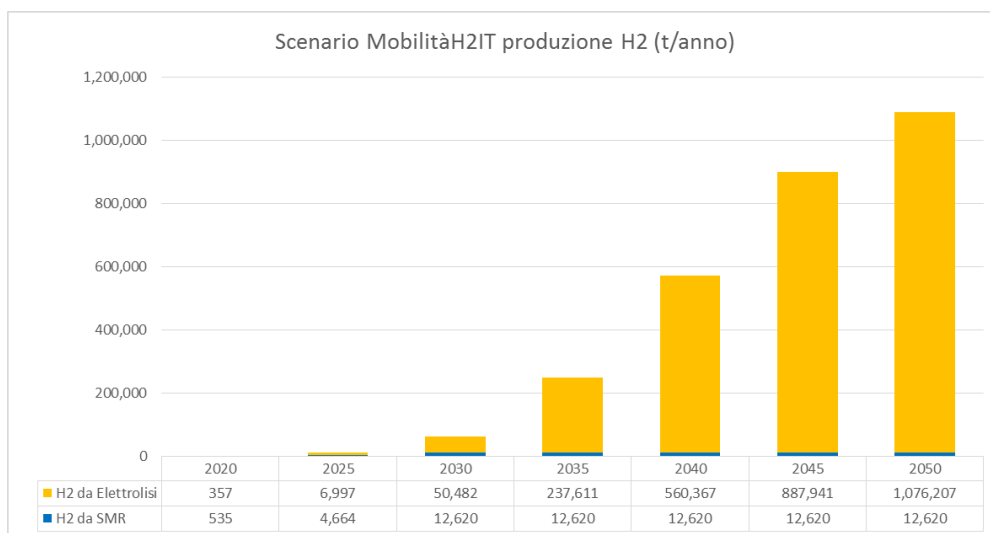


Figura 30: Scenario MobilitàH2IT, produzione H2 fino al 2050

Passando ad un’analisi economica degli scenari proposti, i CAPEX per la produzione di idrogeno nello Scenario MobilitàH2IT sono indicati in Figura 31. In Tabella 21 (Appendice 6.4) i target annuali fino al 31/12/2025. **Fino al 2020 sono previsti CAPEX per la produzione pari a circa 2.7 M€** (di cui circa 1 M€ per SMR e circa 1.7 M€



per elettrolisi). **Nel successivo periodo 2021-2025 questi passano a circa 34.6 M€** (di cui circa 7.3 M€ per SMR e 27.3 M€ per elettrolisi). Per quanto riguarda la produzione di idrogeno mediante SMR, al fine di minimizzare i costi di investimento, essa sarà realizzata presso siti produttivi esistenti e attivi per altri utilizzi industriali dell'idrogeno (raffinerie, industria chimica). **Il sostegno pubblico è necessario per coprire parte dei costi di investimento.**

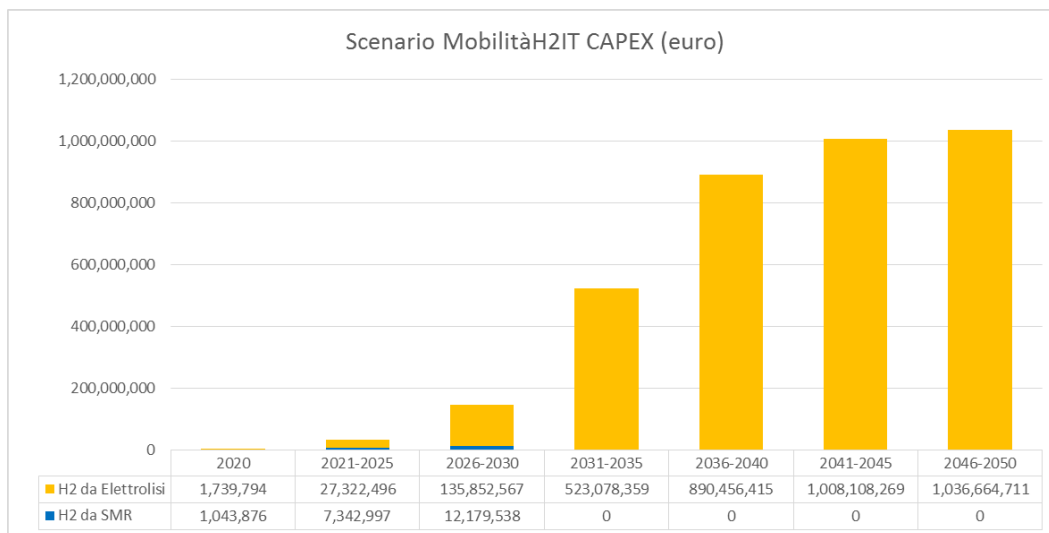


Figura 31: Scenario MobilitàH2IT, CAPEX per produzione H2 fino al 2050

In Figura 32 sono stati analizzati e comparati i costi di produzione e trasporto dell'idrogeno nelle quattro modalità operative precedentemente descritte. Il costo di produzione e trasporto dell'idrogeno è calcolato sulla base di parametri economici quali i costi di investimento (CAPEX), costi finanziari, costi dell'energia primaria (gas ed elettricità), costi operativi e di manutenzione (OPEX), margine di guadagno sulla produzione, costi di trasporto e margine di guadagno sul trasporto, così come sulla base di parametri tecnici quali l'efficienza di conversione e il life-time.

Tra le modalità considerate, **l'idrogeno più economico è quello prodotto mediante elettrolisi on-site con autoconsumo dell'energia elettrica da produzione rinnovabile (H2 da ELR OS)**. Nel caso non sia possibile far coincidere produzione rinnovabile e stazione di rifornimento, **la produzione di idrogeno mediante elettrolisi rinnovabile centralizzata (H2 da ELR C) e il suo trasporto gassoso è comunque interessante** perché, nonostante aggiunga i costi di trasporto, può sfruttare le economie di scala dei grandi parchi RES posizionati in maniera ottimale rispetto alla risorsa rinnovabile. Nel caso di produzione mediante fonti rinnovabili non programmabili (quali il fotovoltaico e l'eolico), occorre un'analisi dettagliata dei profili di produzione e di come questi possano essere immagazzinati al fine di ottimizzare il rapporto tra i costi di storage e i benefici nell'autoconsumo.

**Altrettanto economica appare la produzione centralizzata mediante SMR (H2 da SMR C)**: tale risultato riflette, tra l'altro, i prezzi bassi dei consumi di gas da rete in Italia, vantaggiosi rispetto alla gran parte dei paesi dell'Unione Europea.

Invece, **economicamente svantaggiosa risulta la produzione on site da elettrolisi con elettricità da rete (H2 da ELG OS)**: tale risultato riflette, tra l'altro, i costi molto elevati dei consumi elettrici da rete in Italia, penalizzanti rispetto alla gran parte dei paesi dell'Unione Europea.

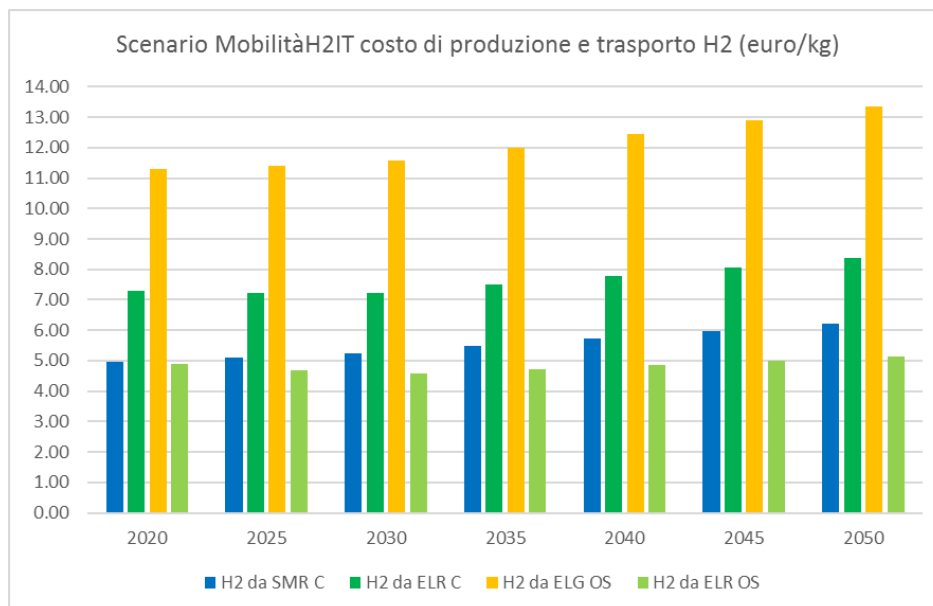


Figura 32: Scenario MobilitàH2IT, costo di produzione e trasporto H2 fino al 2050

### 5.3 Integrazione delle rinnovabili elettriche

Come già descritto nel Capitolo 2.1, la produzione di idrogeno da energia elettrica e lo stoccaggio in forma gassosa o liquefatta potrebbe rappresentare una **valida opzione per aumentare la flessibilità del sistema energetico, consentendo l'integrazione di elevate quote di VRE<sup>16</sup>**. Le **tecnologie basate sull'idrogeno sono adatte per applicazioni di storage di energia elettrica su grande scala**, alla scala dei megawatt, che coprono tempi di stoccaggio da orari a stagionali (Figura 4).

In un recente studio di ENEA [16], è stato analizzato uno scenario tipo di evoluzione delle fonti rinnovabili elettriche in Italia e delle conseguenze tecnico-economiche del futuro sistema di generazione elettrica sulla base degli obiettivi prefissati a livello europeo e nazionale: dall'analisi del "rateo" fra capacità installata e consumo emerge che, **a partire dal 2020 assumerà importanza l'incremento dell'accumulo elettrico, che diverrà essenziale a partire dal 2030 per evitare situazioni generalizzate di sovraccapacità. Le nuove FER che verranno introdotte a partire già dal breve/medio termine ma soprattutto nel lungo termine dovranno possedere sempre maggiori caratteristiche di dispacciabilità, tramite propri sistemi di accumulo; in questo modo diverranno "più programmabili"**.

In questo Piano Nazionale viene proposto l'accumulo mediante **power to fuel**: l'elettricità viene trasformata in idrogeno utilizzato poi come combustibile per FCEV nel settore dei trasporti. **La Figura 33 quantifica il potenziale di integrazione delle rinnovabili elettriche offerto nello Scenario MobilitàH2IT: circa 2.3 TWh/anno al 2030, circa 24.7 TWh/anno al 2040, circa 47 TWh/anno al 2050.**

<sup>16</sup> VRE: Variable Renewable Energy, si tratta di energie rinnovabili non programmabili (come il fotovoltaico e l'eolico)

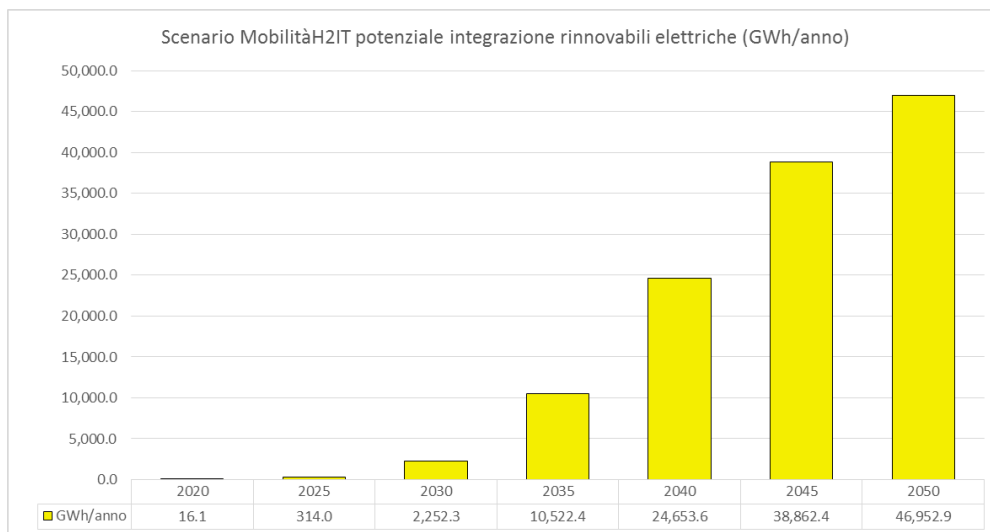


Figura 33: Scenario MobilitàH2IT, potenziale di integrazione delle rinnovabili elettriche fino al 2050

## 5.4 Dimensionamento delle stazioni di rifornimento

La configurazione dell'infrastruttura di rifornimento è determinata da molti parametri, tra cui: la domanda di idrogeno, la densità di popolazione dell'ambiente urbano, ipotesi sulla necessaria prossimità di una stazione rispetto ad un'altra per i consumatori. Per necessità operative, autovetture e autobus saranno serviti da stazioni di rifornimento diverse.

In questo Piano Nazionale di Sviluppo sono state considerate stazioni di rifornimento di diverse dimensioni:

- Autovetture: 50 kg/giorno (2020-2022), 100 kg/giorno (2023-2025), 500 kg/giorno (2026-2050);
- Autobus: 200 kg/giorno (2020-2022), 500 kg/giorno (2023-2025), 1000 kg/giorno (2026-2050).

**L'approccio in captive fleet (2020-2025) sarà necessario nella prima fase per introdurre la tecnologia, mettendo le basi per la sua diffusione su vasta scala nel trasporto di massa (a partire dal 2026).**

Le stazioni più piccole saranno costruite nelle due fasi iniziali di captive fleet (2020-2022 e 2023-2025), a servizio di piccole flotte di veicoli. **Nella prima fase 2020-2022 si prevedono captive fleets fino a 106-109 autovetture e fino a 11 autobus, con stazioni rispettivamente da 50 kg/giorno e 200 kg/giorno. Nella seconda fase 2023-2025 si prevedono captive fleets fino a 222-229 autovetture e fino a 29 autobus, con stazioni rispettivamente da 100 kg/giorno e 500 kg/giorno.** La costruzione di piccole stazioni permette il rapido raggiungimento di una copertura minima delle principali arterie di trasporto (TEN-T) e dei principali centri abitati, garantendo il successivo passaggio alla mass transportation. **Dopo questa fase iniziale è prevista solamente la costruzione di stazioni di grande taglia, 500 kg/giorno per le autovetture (in grado di rifornire fino a 1169 autovetture/giorno al 2026) e 1000 kg/giorno per gli autobus (in grado di rifornire fino a 60 autobus/giorno al 2026), economicamente attrattive per gli operatori del settore.**

Lo Scenario MobilitàH2IT utilizza le seguenti assunzioni per quanto riguarda le stazioni di rifornimento dell'idrogeno:

- annual load (AL) delle stazioni di rifornimento pari al 75 % per le autovetture e 90 % per gli autobus;
- costi finanziari pari al 7 % [19],





- margine di guadagno per le stazioni di rifornimento pari al 20 %.

Numero e tipologia delle stazioni di rifornimento, per autovetture FCEV e autobus FCEV, nello Scenario MobilitàH2IT è indicato in Figura 34. In Tabella 22 e Tabella 23 (Appendice 6.5) i target annuali fino al 31/12/2025.

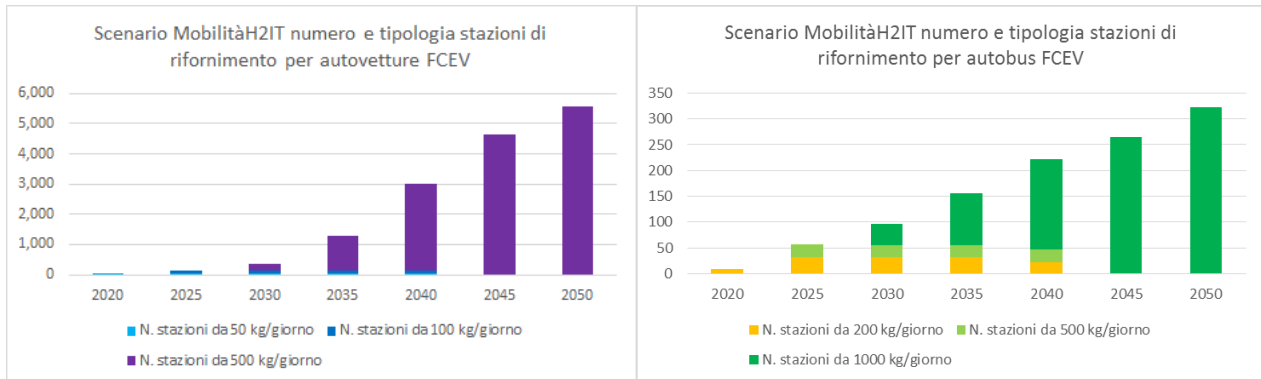


Figura 34: Scenario MobilitàH2IT, numero e tipologia stazioni rifornimento per autovetture FCEV e autobus FCEV fino al 2050

In Figura 35 e in Figura 36 è indicata una possibile ubicazione delle stazioni di rifornimento per autovetture FCEV e autobus FCEV previste al 31/12/2020 e al 31/12/2025. La scelta dell'ubicazione rispetta i seguenti criteri:

- Città già attive o in fase progettuale avanzata per la sperimentazione del trasporto idrogeno, alla data di redazione del seguente Piano Nazionale di Sviluppo;
- Popolazione residente nel comune (priorità ai comuni con maggior popolazione, dati ISTAT 2015).

La Figura 35 e la Figura 36 sono solamente fornite per ipotizzare una possibile distribuzione territoriale delle stazioni di rifornimento dell'idrogeno. **L'effettiva ubicazione dipenderà infatti dall'adesione delle città alle call di finanziamento appositamente promosse a livello europeo e nazionale.**

**Al 31/12/2020 sono previste 9 città dotate di stazioni di rifornimento dell'idrogeno per autovetture FCEV con crescita fino a 96 al 31/12/2025. Passando agli autobus ad idrogeno, al 31/12/2020 sono previste 9 città dotate di stazioni di rifornimento con crescita fino a 32 al 31/12/2025.**

Per quanto riguarda le autovetture, l'infrastruttura disponibile a fine 2020 permette solamente l'attività di un numero limitato di captive fleets in alcune città italiane, **a fine 2025 invece l'infrastruttura appare adeguata per una vera e propria mass transportation. L'ubicazione delle stazioni è ben collocata rispetto alla rete TEN-T (Figura 42) e alla rete autostradale italiana.**

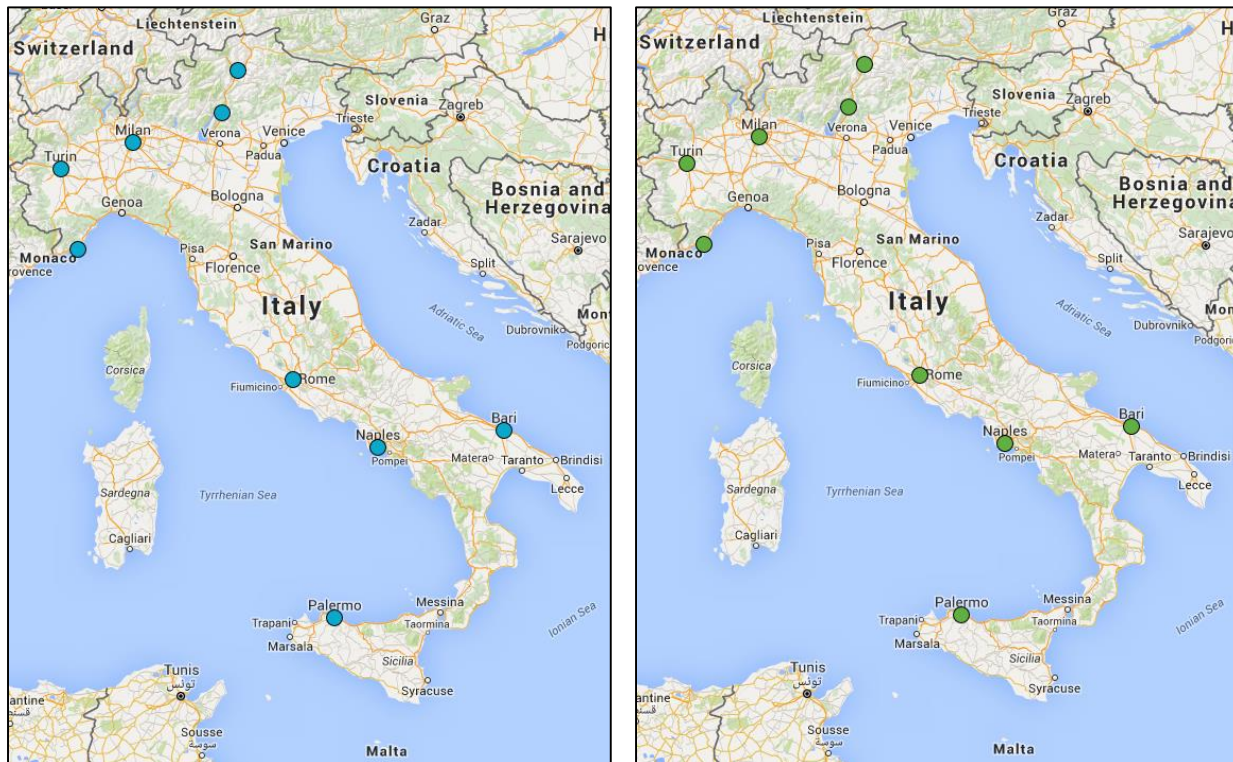


Figura 35: Ubicazione delle stazioni di rifornimento previste al 31/12/2020 per autovetture FCEV (sx) e autobus FCEV (dx)

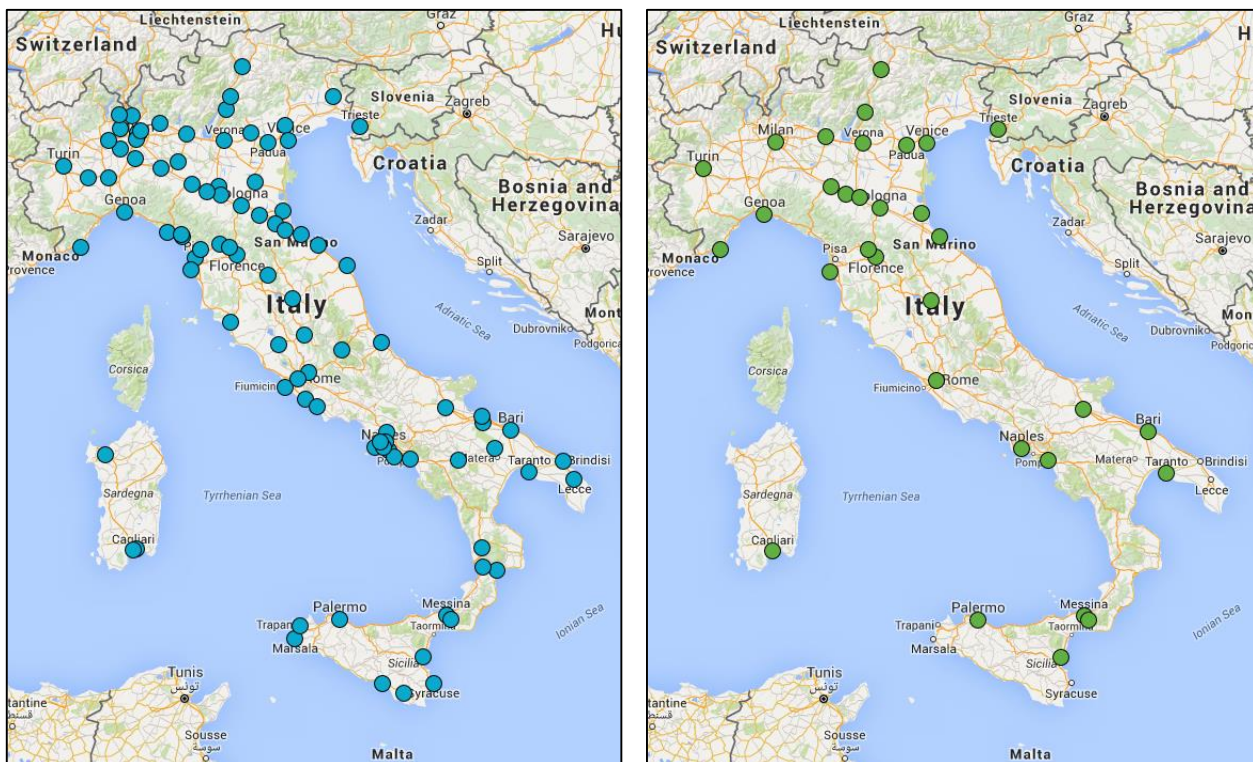


Figura 36: Ubicazione delle stazioni di rifornimento previste al 31/12/2025 per autovetture FCEV (sx) e autobus FCEV (dx)



Passando ad un'analisi economica, in Tabella 24 (Appendice 6.5) vengono riportate le principali assunzioni adottate nello Scenario MobilitàH2IT.

I costi di investimento e operativi delle stazioni di rifornimento proposti in questo Piano Nazionale di Sviluppo sono basati sui dati forniti dal report realizzato per l'European Climate Foundation, "En route pour un transport durable", realizzato da Cambridge Econometrics nel Novembre 2015 [18]. Vengono analizzate stazioni di cinque diverse dimensioni, in grado di fornire idrogeno a 700 bar e soddisfare le specifiche tecniche indicate negli standard internazionali SAE J2601 e ISO 2011. Le assunzioni di costo derivano da vari studi europei di H<sub>2</sub>Mobility, UK TINA e quotazioni ricevute direttamente da aziende fornitrici. I costi di investimento includono i seguenti componenti: compressore, stoccaggio idrogeno, equipaggiamento per il pre-raffreddamento/refrigerazione, distributori, costi civili di preparazione dell'area destinata alla stazione, costi progettuali. I costi di investimento delle stazioni di riferimento dell'idrogeno sono previsti decrescere di circa il 50% entro il 2030, riflettendo ottimizzazioni nel design e incrementi nei volumi di mercato e nel numero di operatori del settore. Per il CAPEX delle stazioni di rifornimento è stato adottato un approccio prudentiale per la prima fase di introduzione, adottando fino al 2020 i prezzi attuali di mercato.

Per il costo del Diesel alla pompa è previsto un incremento annuo dell'1% fino al 2050, per la fuel economy delle autovetture diesel e degli autobus diesel è previsto un incremento annuo dell'efficienza pari all'1% fino al 2030 e al 0.05% dal 2030 al 2050.

I CAPEX per le stazioni H2 nello Scenario MobilitàH2IT sono indicati in Figura 37. In Tabella 25 (Appendice 6.5) i target annuali fino al 31/12/2025.

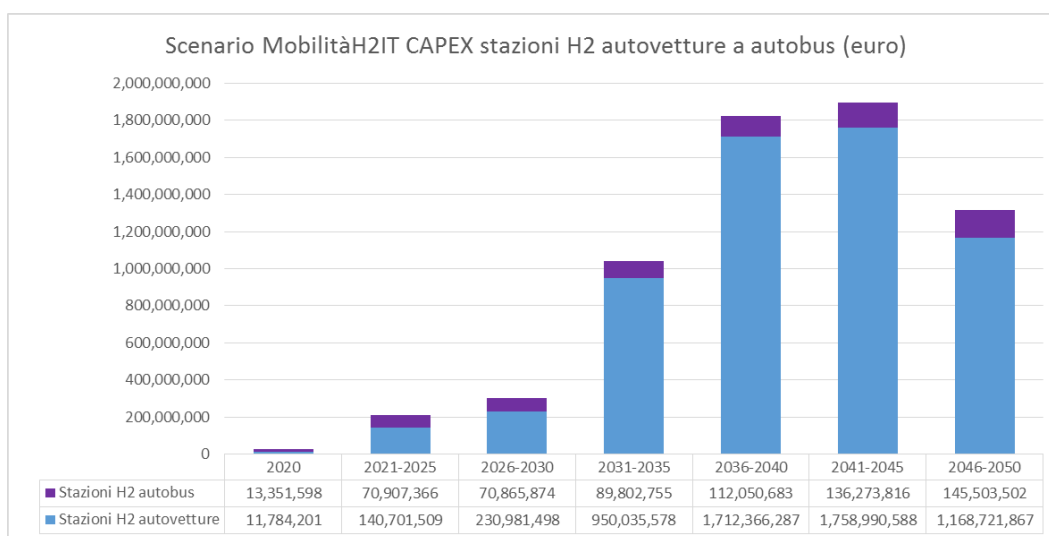


Figura 37: Scenario MobilitàH2IT CAPEX stazioni H2 fino al 2050

**I CAPEX necessari allo sviluppo delle stazioni di rifornimento dell'idrogeno in Italia sono pari a circa 25.1 M€ fino al 2020** (circa 11.8 M€ in stazioni per autovetture e circa 13.4 M€ in stazioni per autobus) **e circa 211.6 M€ nel successivo periodo 2021-2025** (circa 140.7 M€ in stazioni per autovetture e circa 70.9 M€ in stazioni per autobus).

Progettare e realizzare una stazione implica non trascurabili rischi finanziari, principalmente legati al ritmo di diffusione del mercato FCEV e la conseguente domanda di idrogeno. **Il rischio di investimento associato con**



lo sviluppo delle stazioni di rifornimento è dovuto principalmente all'elevato capitale e ai costi operativi, nonché il sottoutilizzo degli impianti durante la prima fase di sviluppo del mercato FCEV, che può portare a un flusso di cassa negativo nei primi 10-15 anni (Figura 17). Questa lunga "valle della morte" può essere minimizzata riducendo i costi di capitale e di esercizio e massimizzando l'utilizzo della risorsa. **Per coprire il periodo di flusso di cassa negativo, il sostegno pubblico è particolarmente necessario durante le prime fasi dello Scenario MobilitàH2IT, sia nell'acquisto dei veicoli (generare domanda di idrogeno) che nella realizzazione delle stazioni di produzione e rifornimento (garantire l'offerta di idrogeno).**

Il costo di distribuzione dell'idrogeno è stato calcolato sulla base di parametri economici quali i costi di investimento (CAPEX), costi finanziari, costi operativi e di manutenzione (OPEX) e margine di guadagno, così come sulla base di parametri tecnici quali il life-time (Figura 38). Appare chiaro che **le stazioni di più piccole dimensioni presentano costi di distribuzione dell'idrogeno maggiori rispetto alle stazioni più grandi.**

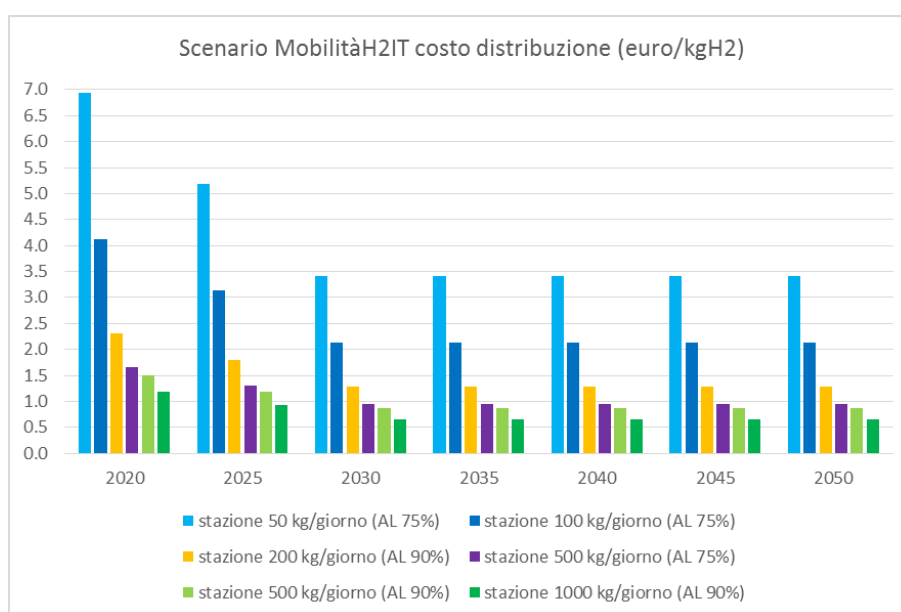


Figura 38: Scenario MobilitàH2IT, costo distribuzione fino al 2050, in stazioni da 50, 100, 200, 500 e 1000 kg/giorno

## 5.5 La prospettiva del consumatore

Il costo finale dell'idrogeno alla pompa è stato valutato come somma dei costi di produzione, trasporto e distribuzione, analizzati in dettaglio nelle sezioni precedenti (Figura 51, Appendice 6.6).

Come facilmente prevedibile, **tra le modalità considerate, l'idrogeno più economico è quello prodotto mediante elettrolisi on-site con autoconsumo da rinnovabili e mediante SMR centralizzato, in stazioni di grandi dimensioni (500 kg/giorno per le autovetture e 1000 kg/giorno per gli autobus).**

Al 2020 (captive fleet di autovetture con stazioni da 50 kg/giorno e autobus con stazioni da 200 kg/giorno):

- in stazioni da 50 kg/giorno (AL 75%): il prezzo finale alla pompa dell'idrogeno varia tra 11.83 euro/kg per produzione da elettrolisi on-site con autoconsumo da rinnovabili, 11.92 euro/kg per produzione





da SMR centralizzato, 14.23 euro/kg per produzione da elettrolisi centralizzata da rinnovabili, 18.26 euro/kg per produzione da elettrolisi on site da rete;

- in stazioni da 200 kg/giorno (AL 90%): il prezzo finale alla pompa dell'idrogeno varia tra 7.19 euro/kg per produzione da elettrolisi on-site con autoconsumo da rinnovabili, 7.29 euro/kg per produzione da SMR centralizzato, 9.59 euro/kg per produzione da elettrolisi centralizzata da rinnovabili, 13.62 euro/kg per produzione da elettrolisi on site da rete.

Al 2025 (captive fleet di autovetture con stazioni da 50 e 100 kg/giorno e autobus con stazioni da 200 e 500 kg/giorno):

- in stazioni da 50 kg/giorno (AL 75%): il prezzo finale alla pompa dell'idrogeno varia tra 9.88 euro/kg per produzione da elettrolisi on-site con autoconsumo da rinnovabili, 10.29 euro/kg per produzione da SMR centralizzato, 12.40 euro/kg per produzione da elettrolisi centralizzata da rinnovabili, 16.60 euro/kg per produzione da elettrolisi on site da rete;
- in stazioni da 100 kg/giorno (AL 75%): il prezzo finale alla pompa dell'idrogeno varia tra 7.83 euro/kg per produzione da elettrolisi on-site con autoconsumo da rinnovabili, 8.24 euro/kg per produzione da SMR centralizzato, 10.35 euro/kg per produzione da elettrolisi centralizzata da rinnovabili, 14.54 euro/kg per produzione da elettrolisi on site da rete;
- in stazioni da 200 kg/giorno (AL 90%): il prezzo finale alla pompa dell'idrogeno varia tra 6.50 euro/kg per produzione da elettrolisi on-site con autoconsumo da rinnovabili, 6.91 euro/kg per produzione da SMR centralizzato, 9.02 euro/kg per produzione da elettrolisi centralizzata da rinnovabili, 13.21 euro/kg per produzione da elettrolisi on site da rete;
- in stazioni da 500 kg/giorno (AL 90%): il prezzo finale alla pompa dell'idrogeno varia tra 5.89 euro/kg per produzione da elettrolisi on-site con autoconsumo da rinnovabili, 6.30 euro/kg per produzione da SMR centralizzato, 8.41 euro/kg per produzione da elettrolisi centralizzata da rinnovabili, 12.60 euro/kg per produzione da elettrolisi on site da rete.

Al fine di valutare la competitività del vettore idrogeno rispetto al concorrenziale diesel, è stato valutato il costo per la percorrenza di 100 km per autovetture e autobus FCEV e per autovetture e autobus diesel. Il costo per la percorrenza di 100 km dipende dal costo del vettore energetico alla pompa e dalla fuel economy del veicolo. I risultati di questa comparazione sono riportati in Figura 52 (Appendice 6.6) e mostrano un quadro di complessivo interesse per l'utente finale.

**Per le autovetture**, nella prima fase 2020-2022, l'utilizzo di stazioni di piccole dimensioni (50 kg/giorno) e gli elevati costi di mercato di tutte le componenti di produzione/distribuzione determina costi superiori del vettore idrogeno rispetto al vettore diesel, tuttavia il differenziale è inferiore ai 2 euro/100 km nella produzione da elettrolisi on-site con autoconsumo da rinnovabili e mediante SMR centralizzato, circa 4 euro/100 km in modalità "H2 da ELR C", circa 8 euro/100 km in modalità "H2 da ELG OS". A partire dalla seconda fase, cioè **dal 2023**, il passaggio a stazioni più grandi, dapprima 200 kg/giorno e poi 500 kg/giorno, nonché la rapida e notevole diminuzione del costo di mercato di tutte le componenti di produzione/distribuzione rende il **vettore idrogeno più conveniente rispetto al vettore diesel**, da subito **nelle modalità "H2 da ELR OS", "H2 da SMR C", "H2 da ELR C", solo verso il 2030-2035 nella modalità "H2 da ELG OS"**.



Per gli autobus, già dal 2020 il vettore idrogeno è più conveniente rispetto al vettore diesel solo nella produzione da elettrolisi on-site con autoconsumo da rinnovabili e mediante SMR centralizzato, mentre è più costoso di circa 15 euro/100 km in modalità “H2 da ELR C”, circa 50 euro/100 km in modalità “H2 da ELG OS”. Dal 2025, il passaggio a stazioni da 1000 kg/giorno, nonché la rapida e notevole diminuzione del costo di mercato di tutte le componenti di produzione/distribuzione rende il vettore idrogeno più conveniente rispetto al vettore diesel anche nella modalità “H2 da ELR C”.

Riassumendo, la competitività del vettore idrogeno si manifesterà in tempi rapidi, nel momento in cui si raggiungerà la maturità commerciale e l'idrogeno sarà distribuito in stazioni di grandi dimensioni, secondo questo Piano Nazionale di Sviluppo già a partire dal 2025 (con stazioni da 500 kg/giorno per le autovetture e 1000 kg/giorno per gli autobus).

## 5.6 Riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> e di altri inquinanti dannosi alla salute umana

Le emissioni di CO<sub>2</sub> dipendono dalle modalità di produzione dell'idrogeno, dall'efficienza del processo produttivo e dalle emissioni delle fonti primarie, definite in questo studio mediante lo Standard Emission Factor (SEF) dell'IPCC 2006. Lo SEF del gas è pari a 0.202 (tCO<sub>2</sub>/MWh), quello delle energie rinnovabili è 0, quello della rete elettrica dipende dal suo mix di generazione. In tal senso sono state considerate le prospettive di mix energetico nei consumi elettrici della rete elettrica italiana fino al 2050 (elaborazione da dati ENEA [16]), comprensive di SEF per la produzione termoelettrica lorda (elaborazione da dati ISPRA) (Tabella 10).

Tabella 10: Emissioni di CO<sub>2</sub> derivanti da produzione di idrogeno da SMR e da elettrolisi con elettricità da rete in Italia

	1990	2005	2013	2020	2030	2050
SEF produzione termoelettrica lorda (solo combustibili fossili) (tCO <sub>2</sub> /MWh)	0.708	0.582	0.555	0.531	0.498	0.464
Consumi elettrici da rinnovabili (%)	16.2	16.29	38.22	44	52	85
SEF consumi elettrici (tCO <sub>2</sub> /MWh)	0.593	0.487	0.343	0.298	0.239	0.070
Efficienza elettrolisi (%)				74	75	78
<b>SEF H2 da elettrolisi (tCO<sub>2</sub>/MWh)</b>				<b>0.402</b>	<b>0.318</b>	<b>0.089</b>
SEF gas (tCO <sub>2</sub> /MWh)	0.202	0.202	0.202	0.202	0.202	0.202
Efficienza SMR (%)				77	82	86
<b>SEF H2 da SMR (tCO<sub>2</sub>/MWh)</b>				<b>0.262</b>	<b>0.246</b>	<b>0.235</b>

Solamente la produzione di idrogeno mediante elettrolisi da fonti energetiche rinnovabili è priva di emissioni di CO<sub>2</sub>. Invece, fino al 2036 è atteso in Italia un maggior impatto per la produzione di idrogeno derivante da elettrolisi con elettricità da rete rispetto allo SMR (Figura 39).



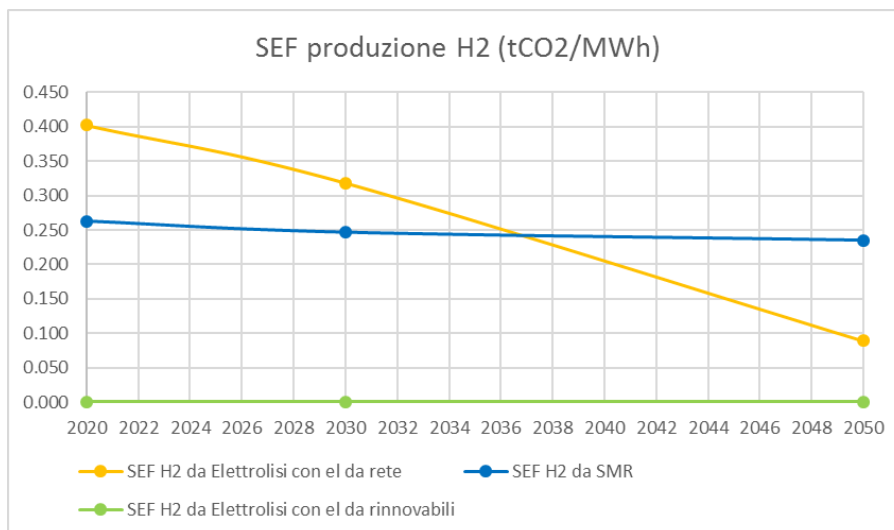


Figura 39: Emissioni di CO<sub>2</sub> derivanti da produzione di idrogeno da SMR, da elettrolisi con el da rete e da rinnovabili on-site in Italia

La potenzialità di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> nello Scenario MobilitàH2IT (Figura 40) è stata calcolata comparando le emissioni per il mix di produzione di idrogeno destinato ai veicoli FCEV rispetto alle emissioni dei veicoli diesel di ultima generazione (Reference Scenario). Per lo Scenario MobilitàH2IT si sono ipotizzate due opzioni: (1) la produzione da elettrolisi avviene con elettricità solo da rete elettrica con mix nazionale, (2) la produzione da elettrolisi avviene con elettricità solo da produzione rinnovabile. Nel Reference Scenario, per le autovetture diesel lo standard di riferimento è quello raggiunto dai nuovi veicoli venduti in Unione Europea nel 2014 (123.4 gCO<sub>2</sub>/km), per gli autobus lo standard EURO VI (1,200 gCO<sub>2</sub>/km).

Al 2020, la **riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>** garantite dalla mobilità idrogeno, rispetto allo stato attuale del Reference Scenario, è in un range **tra 269 e 5,066 t/anno**, per poi raggiungere un range **tra circa 8,000 e 92,000 t/anno al 2025**, **circa 116,000 - 655,000 t/anno al 2030** e **circa 12 - 15 Mt/anno al 2050**.

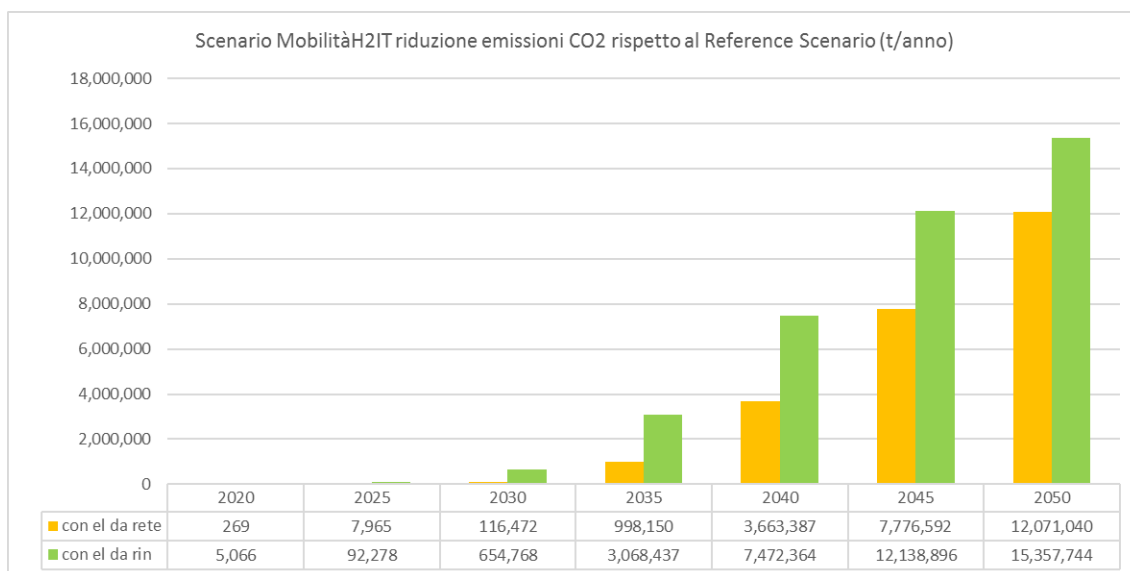


Figura 40: Scenario MobilitàH2IT, riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> rispetto al Reference Scenario fino al 2050



**Il settore dei trasporti è anche responsabile dell'emissioni di inquinanti atmosferici dannosi alla salute umana, specialmente in ambiente cittadino.** E' allarmante l'analisi dagli scienziati Nasa, con dati raccolti tra il 2005 e il 2014 dall'Ozone Monitoring Instrument olandese-finlandese a bordo del satellite Aura. Sono state esaminate 195 città e regioni in tutto il mondo per tracciare le tendenze dell'inquinamento del diossido di azoto (NO<sub>2</sub>) che a livello del suolo genera ozono. L'NO<sub>2</sub> è prodotto soprattutto dagli scarichi delle auto, dall'attività industriale e dalle centrali elettriche ed è tra le principali minacce delle vie respiratorie polmonari in ambiente urbano. **Tra le zone più inquinate c'è la Pianura Padana** (Figura 41, Nasa/Goddard Space Flight Center).

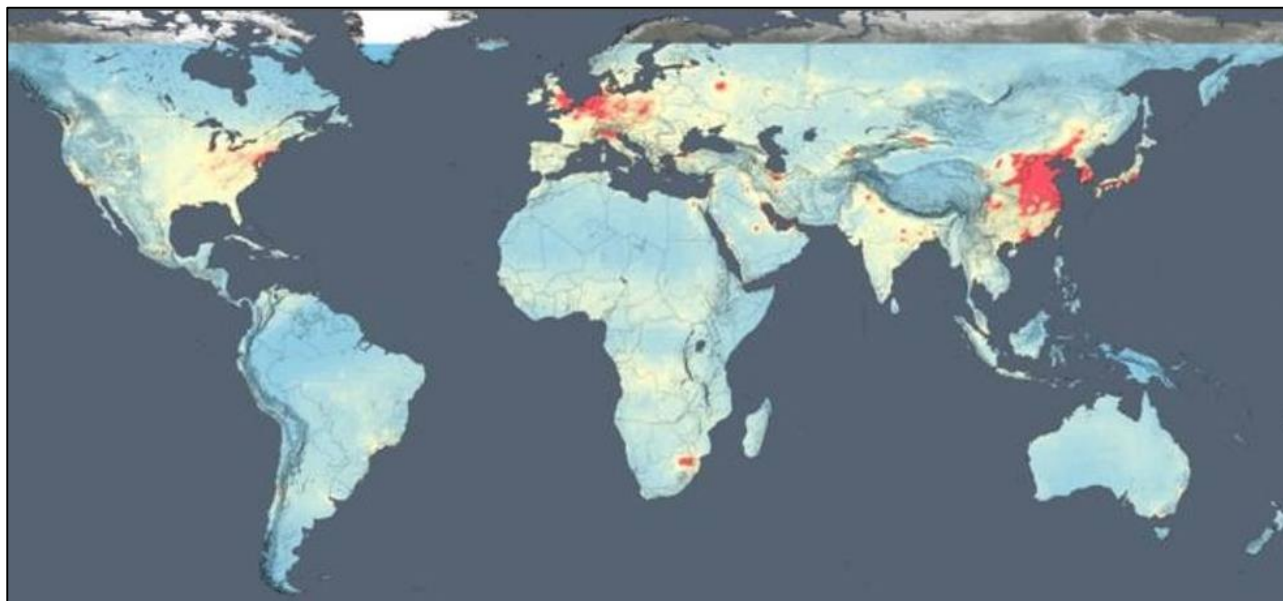


Figura 41: Concentrazione di NO<sub>2</sub> nella troposfera (entro circa 15 mila metri) nel 2014 (Nasa/Goddard Space Flight Center).

L'ultimo rapporto sulla qualità dell'aria "Mal'ARIA di città 2016" pubblicato da Legambiente [25] evidenzia come in Italia il problema dell'inquinamento atmosferico sia diffuso e giunto ad un livello ormai cronico. Nel rapporto sono stati analizzati i livelli di inquinamento in 90 città italiane. È emerso che nel corso del 2015 in più della metà (il 53%) il livello di PM<sub>10</sub> ha oltrepassato il limite, fissato per legge a 50 microgrammi per metro cubo da non superare per più di 35 volte in un anno.

**L'Italia è il Paese dell'Unione Europea che registra più morti premature a causa dell'inquinamento dell'aria. In Italia nel 2012 59,500 decessi prematuri sono attribuibili al particolato fine (PM 2.5), 3,300 all'ozono (O<sub>3</sub>) e 21,600 al biossido di azoto (NO<sub>2</sub>).** L'Italia guida la triste classifica europea delle morti da biossido di azoto, anche sull'ozono è prima in Europa, mentre sulle polveri sottili, emesse anche dalla combustione delle biomasse, condivide la prima posizione con la Germania [24]. Per maggiori dettagli vedere anche l'Appendice 6.7.

Applicando i fattori di emissione riportati in Tabella 26 (Appendice 6.7) è stato calcolato il **potenziale di riduzione dei principali inquinanti atmosferici grazie all'applicazione dello Scenario MobilitàH2IT (Tabella 11).**



Tabella 11: Scenario MobilitàH2IT, riduzione dei principali inquinanti atmosferici attribuiti al trasporto su strada

Riduzione emissioni	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
SO2 (kg/anno)	10	265	2,847	15,725	40,267	66,183	83,629
NOx (t/anno)	49	627	3,159	11,886	27,455	43,981	55,525
CO (t/anno)	25	473	4,033	20,644	51,986	85,109	107,530
PM10 (kg/anno)	964	13,543	82,551	358,016	864,228	1,400,315	1,768,572

## 5.7 Misure di sostegno al Piano Nazionale di Sviluppo

Al fine di promuovere i carburanti alternativi e lo sviluppo delle relative infrastrutture, i quadri politici nazionali devono redigere un elenco di azioni/misure da sostenere, classificabili nelle seguenti categorie in base alla loro natura:

### 1. Misure giuridiche

Le informazioni sulle misure giuridiche, che possono consistere in misure legislative, regolamentari o amministrative a sostegno della realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi.

### 2. Misure strategiche

- incentivi diretti per l'acquisto di mezzi di trasporto alimentati con combustibili alternativi, o per la costruzione dell'infrastruttura;
- disponibilità di incentivi fiscali per promuovere i mezzi di trasporto alimentati con combustibili alternativi e l'infrastruttura pertinente;
- uso di appalti pubblici a sostegno dei combustibili alternativi;
- incentivi non finanziari sul versante della domanda: ad esempio, accesso preferenziale ad aree a circolazione limitata, politica dei parcheggi, corsie dedicate;
- procedure tecniche e amministrative e normativa in relazione all'autorizzazione della fornitura di combustibili alternativi al fine di agevolarne il processo autorizzativo.

### 3. Ricerca, sviluppo tecnologico e dimostrazione

Stanzamenti nei bilanci pubblici annuali destinati al sostegno di ricerca, sviluppo tecnologico e dimostrazione sui combustibili alternativi, ripartiti per combustibile e per modo di trasporto.

### 4. Misure di policy

L'idrogeno come combustibile alternativo dovrebbe essere preso in considerazione nella redazione dei piani strategici preparati da tutte le autorità regionali e da quelle locali con un numero di abitanti superiore ad un valore fisso (ad esempio piano di mobilità urbana, PAES, ecc.).

### 5. Misure di comunicazione

Promozione nella consapevolezza delle caratteristiche tecniche e di sicurezza dei combustibili alternativi.



Le informazioni sulle **misure giuridiche**, che possono consistere in misure legislative, regolamentari o amministrative a sostegno della realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi sono illustrate in Appendice

**La riuscita dello Scenario MobilitàH2IT è vincolata alla disponibilità sia di incentivi pubblici (europei, nazionali, locali) che di incentivi privati. Gli incentivi pubblici possono essere concessi sia mediante finanziamenti a fondo perduto, sia mediante partnership pubblico/private (PPP), sia mediante esenzione dalle tasse/detractions fiscali.**

È opportuno che i combustibili ripresi nei **piani strategici nazionali** siano **ammessi a beneficiare delle misure di sostegno europee** destinate all'infrastruttura per i combustibili alternativi, promuovendo uno sviluppo coordinato del mercato interno che consenta di realizzare in tutta l'Unione Europea una mobilità basata su veicoli che utilizzano combustibili alternativi.

In conformità del regolamento (UE) n. 1316/2013 del Parlamento Europeo e del Consiglio [28], lo sviluppo di nuove tecnologie e dell'innovazione, soprattutto a favore della decarbonizzazione dei trasporti, è ammissibile al finanziamento dell'Unione Europea. Detto regolamento prevede inoltre la concessione di un ulteriore finanziamento per le azioni che sfruttano le sinergie tra almeno due dei settori da esso contemplati (trasporti, energia e telecomunicazioni).

Il programma quadro **Horizon 2020**, istituito dal regolamento (UE) n. 1291/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio [29], sosterrà la ricerca e l'innovazione per quanto riguarda i veicoli alimentati con combustibili alternativi e le relative infrastrutture, specialmente attraverso la sfida sociale **«Trasporti intelligenti, ecosostenibili e integrati»**. È opportuno che tale fonte specifica di finanziamento contribuisca anche allo sviluppo di un'infrastruttura per i combustibili alternativi, e che sia presa pienamente in considerazione come un'opportunità supplementare per garantire un mercato della mobilità sostenibile in tutta l'Unione.

Per stimolare gli investimenti nei trasporti sostenibili e per sostenere la realizzazione, nell'Unione Europea, di una rete continua di infrastrutture per i combustibili alternativi, la Commissione e gli Stati membri dovrebbero sostenere le azioni di sviluppo nazionali e regionali in tale settore. Dovrebbero promuovere, a tal fine, il ricorso ai fondi strutturali e di investimento europei, in particolare, il “Fondo europeo di sviluppo regionale e il Fondo di coesione”. Con un budget di **451 miliardi di euro fino al 2020**, i **“Fondi strutturali e di investimento europei”** sono lo strumento principale della politica di investimento dell'Unione Europea. In molti paesi essi forniscono la maggior parte degli investimenti pubblici. Buona parte di questi fondi dovrà essere destinata in ricerca e innovazione, sostenere l'unione energetica europea e la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio. L'efficienza energetica, la produzione di energia pulita, infrastrutture “verdi” e il trasporto sostenibile sono tra le aree prioritarie.

**Gli orientamenti della rete transeuropea di trasporto (TEN-T)** (Figura 42) riconoscono che i combustibili alternativi servono, almeno in parte, da sostituto delle fonti di petrolio fossile nella fornitura di energia per il trasporto, contribuiscono alla sua decarbonizzazione e migliorano le prestazioni ambientali nel settore dei trasporti. Gli orientamenti TEN-T prescrivono, in relazione alle nuove tecnologie e innovazioni, che le TEN-T consentano la decarbonizzazione di tutti i modi di trasporto attraverso l'efficienza energetica e l'introduzione di sistemi di propulsione alternativi e la fornitura dell'infrastruttura corrispondente. Gli orientamenti TEN-T **prescrivono inoltre che i porti interni e marittimi, gli aeroporti e le strade della rete centrale**, stabiliti dal regolamento (UE) n. 1315/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio [30] («rete centrale TEN-T») **prevedano la disponibilità di combustibili alternativi. Lo strumento di finanziamento della TEN-T rende ammissibile alle sovvenzioni la realizzazione nella rete centrale TEN-T di tali nuove tecnologie e**



innovazioni, compresa l'infrastruttura per combustibili puliti alternativi. Questo progetto aiuterà in maniera determinante l'economia europea nella sua crescita e competitività, con un **budget di 24.05 miliardi di euro fino al 2020**.

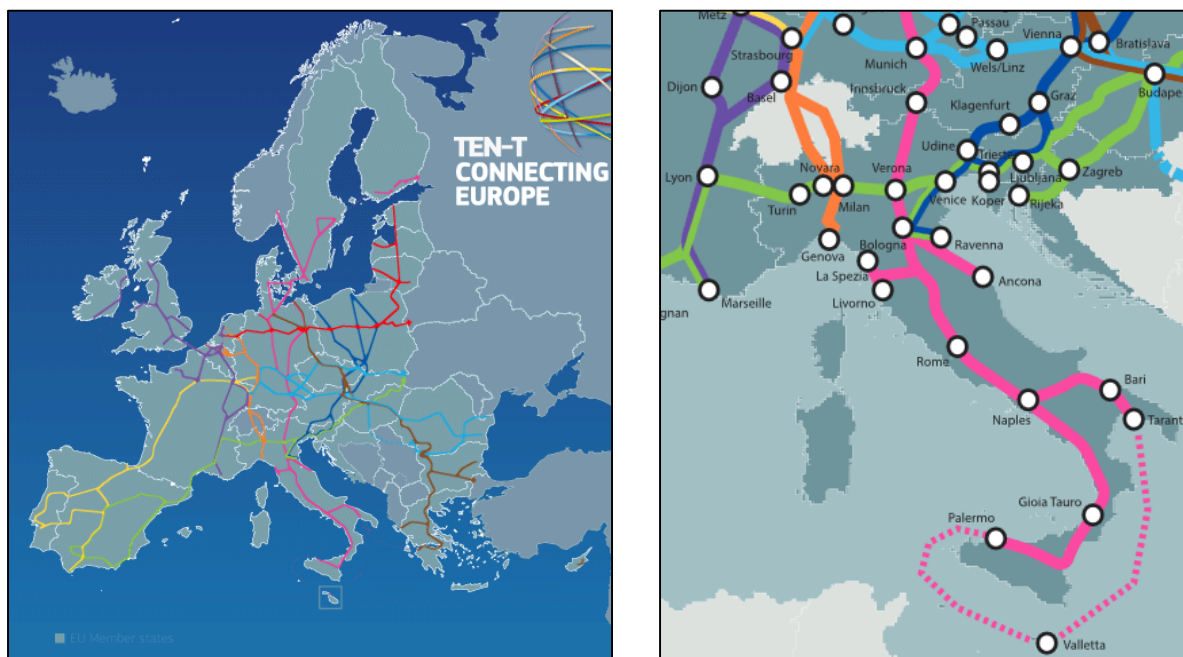


Figura 42: Mappa della rete transeuropea di trasporto TEN-T e zoom sull'Italia

Infine, la **Banca Europea per gli Investimenti (BEI)**, in stretta collaborazione con gli Stati membri e la Commissione Europea, sostiene il finanziamento per l'introduzione sul mercato e lo sviluppo di nuove tecnologie e innovazioni, **promuove la mobilità pulita e sostenibile, così come l'implementazione delle infrastrutture di supporto per i carburanti alternativi**. I potenziali beneficiari dei finanziamenti della BEI possono essere soggetti giuridici pubblici, privati o PPP. Il **Fondo ELENA** ("European Local ENergy Assistance", <http://www.eib.org/products/advising/elena/index.htm>) fa parte del più ampio sforzo della BEI per sostenere gli obiettivi di politica climatica ed energetica dell'UE. Questa iniziativa congiunta BEI-Commissione Europea **aiuta le autorità locali e regionali nel promuovere l'efficienza energetica o progetti di energia rinnovabile**. E' sulla buona strada per mobilitare **più di 1,6 miliardi di euro di investimenti nei prossimi anni**. ELENA **copre fino al 90% dei costi di supporto tecnico necessario per preparare, attuare e finanziare il programma di investimenti**. Questo potrebbe includere fattibilità e ricerche di mercato, programma di strutturazione, diagnosi energetiche e preparazione della procedura di gara.

Lo **Scenario MobilitàH2IT** indica una **compartecipazione nella quota di finanziamenti pubblici al 50% tra fondi comunitari europei e fondi nazionali italiani**.

Considerando le prospettive tecnologiche e di mercato, almeno fino al 2030, appaiono non trascurabili **due barriere finanziarie**:

- 1) **L'investimento nell'acquisto dei costosi veicoli FCEV;**
- 2) **L'investimento nella realizzazione degli impianti di produzione e nelle stazioni di distribuzione dell'idrogeno.**



**Il successo di questo Piano Nazionale di Sviluppo potrà essere raggiunto solamente se saranno efficacemente superate entrambe le barriere finanziarie.** Non è infatti possibile sviluppare un mercato per i veicoli FCEV senza un'adeguata infrastruttura di produzione e distribuzione dell'idrogeno e viceversa, non è sostenibile sviluppare un'infrastruttura di produzione e distribuzione dell'idrogeno senza una domanda da parte di veicoli FCEV in circolazione.

Riguardo al primo punto, lo Scenario MobilitàH2IT individua come necessaria la copertura pubblica di parte del costo addizionale (differenza tra costo del veicolo FCEV e costo del veicolo diesel). Tale copertura (% del costo addizionale) è modellata in funzione delle aspettative di miglioramento della fuel efficiency dei veicoli e della riduzione dei costi dell'idrogeno alla pompa, già ampiamente descritte in precedenza. In particolare:

- **% copertura pubblica costo addizionale autovetture FCEV: 80% fino al 2020, 70% dal 2021 al 2025, 50% dal 2026 al 2030, 20% dal 2031 al 2035, nulla a partire dal 2036;**
- **% copertura pubblica costo addizionale autobus FCEV: 80% fino al 2020, 70% dal 2021 al 2025, 60% dal 2026 al 2030, 50% dal 2031 al 2035, 40% dal 2036 al 2040, 30% dal 2041 al 2050.**

Passando al secondo punto, al fine di agevolare il rischio di investimento associato allo sviluppo degli impianti di produzione e delle stazioni rifornimento dell'idrogeno, è stato individuato un **sostegno pubblico**:

- per le **stazioni di rifornimento: 40% fino 2025, 30% dal 2026 al 2030, 20% dal 2031 al 2040, 10% dal 2041 al 2050.**
- per gli **impianti di produzione da SMR: 20% fino al 2025, 15% nel periodo 2026-2030;**
- per gli **impianti di produzione da elettrolisi: 50% fino 2025, 35% dal 2026 al 2030, 20% dal 2031 al 2040, 15% dal 2041 al 2050.**

Per le altre tipologie di mobilità lo Scenario MobilitàH2IT propone il seguente schema di finanziamento pubblico:

- trasporto merci ad idrogeno: 10% dei finanziamenti per mobilità autovetture + autobus;
- trasporto ferroviario ad idrogeno: 5% dei finanziamenti per mobilità autovetture + autobus;
- trasporto navale ad idrogeno: 5% dei finanziamenti per mobilità autovetture + autobus;
- carrelli elevatori ad idrogeno: 5% dei finanziamenti per mobilità autovetture + autobus.

In Appendice 6.9 viene dettagliata sia l'analisi finanziaria quinquennale fino al 2050 che l'analisi finanziaria annuale fino al 31/12/2025.



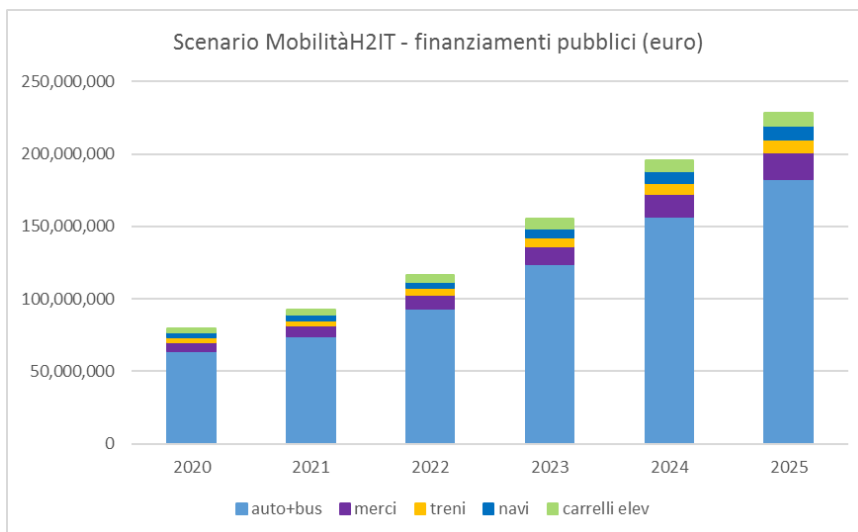


Figura 43: Scenario MobilitàH2IT, finanziamenti pubblici necessari fino al 31/12/2025

**Per la riuscita dello Scenario MobilitàH2IT sono previsti come necessari finanziamenti pubblici pari a circa 80 M€ fino al 2020 e circa 788 M€ nel successivo periodo 2021-2025, di cui 50% da fondi comunitari europei e 50 % da fondi nazionali italiani (Figura 43).**

In Appendice 6.10 viene illustrato il piano finanziario per una città candidata all'introduzione della mobilità idrogeno (autovetture e autobus), comprensivo di investimenti per veicoli, produzione e stazione di rifornimento, divisi tra pubblico e privato, in quattro opzioni progettuali nelle due fasi a captive fleets 2020-2022 e 2023-2025 (Tabella 35 e Tabella 36).



## 6 Appendici

### 6.1 Integrazione delle rinnovabili elettriche

#### 6.1.1 Ruolo dell'elettrolisi nella produzione di idrogeno per la mobilità e suoi effetti per il bilanciamento e la stabilizzazione della rete elettrica italiana

##### CONTESTO E STATO ATTUALE DEL MERCATO ELETTRICO ITALIANO

La creazione e la liberalizzazione del mercato elettrico in Italia nasce per effetto del decreto legislativo n.79 del 1999 (in recepimento della direttiva comunitaria 96/92/CE) [31]. L'obiettivo di una tale costituzione è legato alla volontà di creare le condizioni per la partecipazione di più operatori (per la produzione e vendita dell'energia elettrica) al fine di determinare il prezzo dell'energia sulla base di un regime concorrenziale (promuovere condizioni di trasparenza ed obiettività per la competizione nelle attività di produzione e di compravendita di energia elettrica) [32].

Negli anni che sono seguiti al processo di liberalizzazione del mercato elettrico si sono evidenziati, sostanzialmente, due trend differenti relativamente alla domanda di energia elettrica e al mix generativo che compete a fornire la quantità di energia richiesta. Nel primo decennio successivo (fino al 2009) la domanda elettrica in Italia ha seguito un trend di costante crescita; durante il periodo successivo (fino ad oggi), anche a causa della crisi finanziaria, si è assistito ad una flessione della domanda [31], [32].

Dal 2000 al 2009 il processo di liberalizzazione ha comportato nuovi investimenti per l'aumento della capacità di generazione (impianti di produzione): tali investimenti si sono indirizzati dapprima verso una tecnologia consolidata, quella dei cicli combinati a gas (CCGT). L'obiettivo di tali investimenti era quello, oltre che del soddisfacimento di una sempre crescente domanda elettrica (che ha caratterizzato quegli anni), di rispondere all'esigenza di sicurezza ed equilibrio del sistema elettrico nazionale, con effetti significativi anche sui margini di riserva. Nel periodo successivo (dal 2009 ad oggi) il focus dei nuovi investimenti si è spostato verso gli impianti di produzione di energia rinnovabile [33]. Ciò si è verificato in quanto la costituzione di incentivi finalizzata al premio della produzione di energia prodotta da tali impianti ha creato delle evidenti opportunità di business e, conseguentemente, portato ad un significativo sviluppo della cosiddetta "generazione distribuita" (la percentuale di energia prodotta da impianti ad energia rinnovabile su quella totale è passata da 18-23% nel periodo 2000-2008 al 37.9% nel 2014, con un incremento soprattutto degli impianti fotovoltaici ed eolici).

L'aumento dell'energia prodotta da impianti di produzione ad energia rinnovabile, insieme al calo della domanda, ha contribuito a determinare, da una parte, una situazione di overcapacity e, dall'altra parte, nuove problematiche per la gestione in sicurezza del sistema elettrico (ciò è dovuto al fatto che il trend di crescita degli impianti di produzione è stato molto più significativo del trend di potenziamento infrastrutturale della rete).

##### EFFETTO DELLA DIFFUSIONE DELLE VRE SUL MERCATO ELETTRICO

Il Mercato a Pronti per la contrattazione di energia elettrica si suddivide in [32]:

- Mercato del Giorno Prima (MGP), dove è possibile vendere/acquistare energia elettrica per il giorno successivo;



- Mercato Infra-giornaliero (MI), dove è possibile rinegoziare le posizioni precedentemente assunte nell'MGP;
- Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), strutturato in una fase di programmazione (MSD ex-ante) ed una fase di Bilanciamento (MB), dove il TSO si approvvigiona delle risorse necessarie per il bilanciamento e la gestione in sicurezza del sistema elettrico.

L'eccesso di capacità di produzione contestuale alla crescita degli impianti ad energia rinnovabile di tipo non programmabile, comporta un duplice effetto:

- Influenzare gli esiti dei mercati elettrici: la sempre crescente percentuale di energia rinnovabile proposta su MGP con priorità di dispacciamento e offerta a prezzo nullo (GSE offre sul mercato energia rinnovabile con tali condizioni di vendita) esclude dal mercato, di fatto, una quota sempre maggiore di energia offerta da impianti con energia di tipo programmabile (impianti termoelettrici);
- Determinare una situazione sempre più critica dal punto di vista della gestione del sistema elettrico per l'approvvigionamento delle risorse atte a garantire il sistema in termini di stabilità.

Il TSO, che ha la responsabilità di mantenere il sistema elettrico in condizioni di stabilità, deve prevedere da un lato una riserva adeguata (in potenza immettibile nel sistema) al fine di poter fronteggiare condizioni impreviste di crescita della domanda e/o condizioni per cui vi sia minor energia immessa (rispetto la previsione, come stabilito da MGP e MI) per cause improvvise (guasti, malfunzionamenti ad impianti e/o sulle linee di trasmissione e distribuzione); d'altra parte deve, eventualmente, dare ordine di fermo a determinanti impianti qualora in alcune ore, trovandosi in determinati punti della rete, gli stessi stiano comportando delle situazioni critiche per la rete stessa. Allo stato attuale, Terna (TSO) prende atto degli esiti dei mercati (dati trasmessi da GME) e, in considerazione di questi, si approvvigiona delle riserve necessarie per mantenere "sicuro" il sistema elettrico nazionale.

Il problema fondamentale è che gli esiti del mercato, in questo contesto di overcapacity e di forte presenza di VRE, sfavoriscono sempre più quegli impianti che assicurano programmabilità delle immissioni e sicurezza per il sistema (gli impianti su cui si ripercuotono maggiormente le conseguenze della sovraccapacità sono gli stessi impianti che offrono flessibilità al sistema, e che garantiscono, istante per istante, l'equilibrio tra domanda e offerta).

Durante i primi anni di funzionamento dell'MGP gli esiti economici del mercato coincidevano in gran parte con il reale funzionamento degli impianti (quando gli impianti VRE risultavano essere una quota meno evidente sul totale); la funzione dei mercati successivi era quella di ottimizzare l'esito dell'MGP e di consentire la gestione degli eventi che intercorrevano tra la chiusura del mercato e l'effettiva chiamata in esercizio degli impianti; una sempre maggiore quota di energia prodotta da impianti a fonte rinnovabile non programmabile comporta sempre più spesso che l'esito dell'MGP non sia effettivamente eseguibile perché gli impianti selezionati in base al merito economico non garantiscono un livello sufficiente di riserve (primaria, secondaria e terziaria) che non possono essere fornite dagli impianti fotovoltaici o eolici; dunque, i mercati successivi adesso, di fatto, operano una funzione correttiva rispetto ai profili di immissione stabiliti da MGP al fine di fornire sufficienti garanzie per la sicurezza del sistema.

Queste azioni correttive, tuttavia, comportano un onere aggiuntivo per il TSO non affatto trascurabile, tanto più quanto l'intervento di correzione è prossimo al momento in cui si richiede all'impianto di svolgere tale azione. In questo modo, inoltre, si aumenta la complessità di gestione del sistema elettrico. L'azione del TSO può espletarsi, non solo, nell'abilitare alla produzione ed immissione impianti con maggiore capacità



regolante, ma anche, eventualmente nel fermare (attraverso l'ordine di dispacciamento) una parte di impianti VRE potenzialmente dannosi per la stabilità della rete.

#### EFFETTI DELLA RIDUZIONE DELLA PREVEDIBILITÀ DELLE RISORSE E DELLA CAPACITÀ REGOLANTE DEL SISTEMA SUL PREZZO DELL'ENERGIA

La previsione sulla producibilità di energia elettrica da fonte rinnovabile (eolico, fotovoltaico), proposta dall'MGP, viene effettuata tramite dei modelli predittivi, che in dipendenza dell'ora, del luogo e della potenza d'impianto forniscono dei dati sulla presunta energia producibile dal particolare impianto per il giorno successivo [34]. Naturalmente, tali modelli forniscono un valore di energia producibile che raramente coincide con quella realmente prodotta. La scarsa precisione dei sistemi di previsione comporta una stima poco attendibile sull'energia proposta dall'MGP, e tale scarsa attendibilità di produzione costringe TERNA ad approvvigionarsi di maggiori margini di regolazione di frequenza (potenza) e di regolazione di tensione opportunamente distribuiti sulla RTN rispetto a quelli che servirebbero per gestire una rete senza VRE. Ciò, dunque, implica un inevitabile incremento dei costi per il dispacciamento a causa dei maggiori margini di riserva necessari.

L'aleatorietà delle VRE comporta criticità circa l'approvvigionamento di risorse su MSD e MB, legate principalmente a due fenomeni:

- *I profili di produzione degli impianti alimentati da VRE modificano significativamente l'andamento dei carichi orari zionali da soddisfare tramite generazione da impianti tradizionali;*
- *La mancanza di informazioni aggiornate circa la produzione oraria zonale degli impianti VRE non consente né di prevedere adeguatamente la quota da offrire sul Mercato del Giorno Prima (MGP) né di prevedere adeguatamente i fabbisogni orari zionali residui ai fini dell'approvvigionamento di risorse nella fase di programmazione dell'MSD.*

La percentuale sempre più importante di fonti rinnovabili proposte su MGP a prezzo nullo ha naturalmente comportato un abbassamento significativo del prezzo dell'energia (la componente energia, equiparabile al PUN, si è ridotta rispettivamente di circa il 16% tra il 2012 ed il 2013 e del 17% tra il 2013 ed il 2014) [35].

Tuttavia, la diminuzione del PUN è stata di fatto controbilanciata dall'aumento del costo dei servizi di dispacciamento. Infatti, si è subito l'effetto dell'up-lift, che risulta legato alla necessità per il TSO di acquistare maggiori risorse per bilanciare in tempo reale la rete in presenza di una maggiore quota di produzione da fonti rinnovabili intermittenti [34].

Dunque, in conclusione, l'effetto positivo sul prezzo dell'energia determinato nel MGP dalla presenza dell'energia elettrica prodotta da impianti rinnovabili risulta, di fatto, controbilanciata dal costo degli oneri che il TSO deve sostenere per mantenere sicuro e bilanciato il sistema elettrico (in MB).

#### POTENZIALE EFFETTO DELLA TECNOLOGIA DEL POWER TO GAS SUL MERCATO DI BILANCIAMENTO

Nell'attuale contesto (presentato in dettaglio nei paragrafi precedenti) la tecnologia del Power to Gas (P2G, sfruttamento dell'energia elettrica per la produzione di idrogeno e/o metano sintetico tramite l'elettrolisi dell'acqua ed eventuale processo di metanazione) può determinare effetti positivi qualora connesso ad impianti VRE, producendo, contestualmente, un altro importante vettore energetico quale l'idrogeno (o metano) [36], [37], [38].



Due sono i principali effetti benefici per le reti elettriche derivati dall'utilizzo della tecnologia P2G [36], [37], [38]:

- Si è evidenziato quanto sia importante, per l'adeguata costituzione delle riserve e per l'equilibrio del sistema elettrico, rispettare i profili e le quantità di energia (da immettere in rete) determinate negli esiti di MGP. L'utilizzo dell'energia prodotta dall'impianto che si discosta da quella prevista e venduta in rete in MGP, per la produzione di idrogeno tramite Power to gas, consentirebbe di ridurre l'attuale errore (sulla reale energia immessa in rete) con l'effetto di rendere molto più veritiero ed eseguibile l'esito di MGP; ciò consentirebbe di conseguire un ovvio beneficio per il TSO, che potrebbe ottimizzare i profili in immissione nei mercati successivi, operando su una base più affidabile e reale. In altre parole si utilizzerebbe una quota parte di potenza disponibile (Figura 44) per avere un effetto di bilanciamento delle oscillazioni sulle caratteristiche di produzione di impianti a fonte rinnovabile.
- D'altra parte, può essere sfruttata l'energia di quegli impianti che, per ordini di dispacciamento provenienti dal TSO, devono essere forzatamente disconnessi poiché, in caso contrario, determinerebbero fenomeni di instabilità per la rete elettrica (MPE: Mancata produzione elettrica); attualmente tale energia che viene, di fatto, persa, viene comunque remunerata dal GSE (attraverso un complicato meccanismo di quantificazione) e ciò comporta comunque un costo per la gestione del sistema. Questa energia non immessa in rete può essere sfruttata per la produzione di idrogeno tramite il Power to Gas. In taluni casi, la modulazione del carico (elettrolizzatore dell'impianto) potrebbe anche determinare la non necessità di distacco del generatore, altrimenti necessario.

I principali ostacoli allo sviluppo del Power to gas (anche se in alcune nazioni il processo di sviluppo e installazione di tali impianti è già ben avviato, come in Germania) risultano allo stato dell'arte della tecnologia [39], [40]:

- Costi di investimento;
- Se non stoccato/sfruttato in loco (dipendentemente dalla posizione impianti VRE e da volumi di idrogeno producibili), manca una rete di distribuzione in grado di accogliere grandi quantità di idrogeno (limiti infrastrutturali delle reti del gas naturale per l'immissione di grandi volumi di idrogeno);
- Il grado di aleatorietà e variabilità della potenza prodotta dalle VRE comporta un utilizzo altrettanto variabile, in termine di potenza, disponibile all'elettrolizzatore (se utilizzato con un effetto "smoothing" sulla produzione totale); le tecnologie per l'elettrolisi presenti sul mercato non presentano tutte la stessa risposta al transitorio e alla variazione rapida di potenza, ed in generale, hanno comunque un comportamento migliore quando viene mantenuto un punto di lavoro costante.

Riguardo i costi della tecnologia (e quindi il ritorno dell'investimento), essi rappresentano, allo stato attuale, un limite per la loro diffusione: ma se, d'altra parte, la diffusione e l'utilizzo della tecnologia Power to gas permettesse di alleviare gli oneri sostenuti dal TSO per il mantenimento stabile della rete, si potrebbe immaginare di incentivare lo sviluppo della tecnologia attraverso lo sfruttamento del risparmio conseguito dalla loro installazione e, nondimeno, si sfrutterebbe l'energia prodotta da quegli impianti il cui distacco viene determinato per ordini di dispacciamento: in questo caso il margine di risparmio si conseguirebbe per il Gestore dei Servizi Energetici [41].

Occorre comunque considerare un ulteriore margine di risparmio ottenibile con l'utilizzo del power to gas: le attuali politiche economiche stanno cercando di introdurre, nella maggior parte dei Paesi UE, dei corrispettivi di sbilanciamento per le VRE [42], [43]. Essi hanno come fine quello di migliorare le previsioni



effettuate dai gestori di impianti a VRE sulla potenza che immetteranno in rete, nel corso del MGP e, di fatto, incentivano i produttori a rispettare i profili di immissione dichiarati.

Infine, una situazione del tipo illustrata in Figura 44 può essere presunta per gli impianti VRE con Power to Gas per la stabilizzazione della potenza immessa in rete.

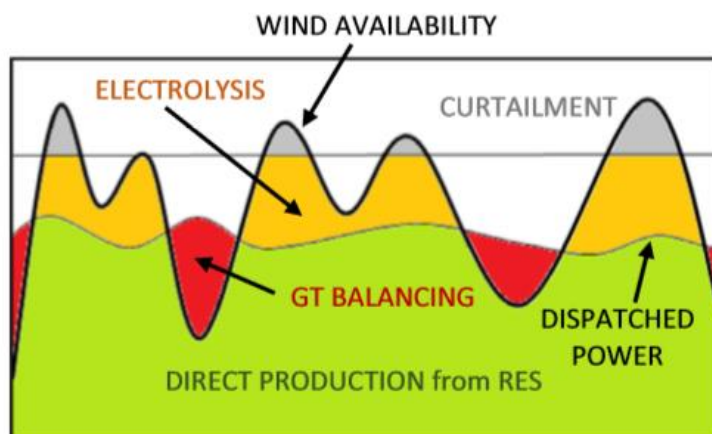


Figura 44: Diagramma di produzione (impianto eolico) e funzionamento qualora integrato con impianto P2G al fine di stabilizzare la potenza immessa in rete

Viene rappresentato un diagramma di produzione (in questo caso di un impianto eolico) nel quale si prevede, al fine di stabilizzare la produzione e “filtrare” il trend di immissione in rete, lo sfruttamento, nei periodi di “sovrapproduzione”, dell’eccesso di potenza per effettuare l’elettrolisi dell’acqua; viceversa nei periodi di “sottoproduzione” si sfrutta il processo inverso (tramite turbine a gas o fuel cell).

Nelle zone restanti (picchi elevati di produzione) si opera un taglio sulla potenza generabile poiché, anche sfruttando al massimo la potenza del sistema di elettrolisi, non si riesce comunque ad utilizzare e convertire tutta la potenza disponibile.

Nelle zone rosse, negli stadi di immissione in rete, deve essere tenuto in considerazione il valore di efficienza; qualora si utilizzasse un sistema “auto-sufficiente”, cioè un doppio stadio di conversione “energia elettrica-idrogeno-energia elettrica”, si avrebbe un valore di efficienza totale tra il 30% e il 44%.

### 6.1.2 Stima del potenziale di produzione idrogeno da fonti elettriche rinnovabili non dispacciabili

In questa sezione si riporta una valutazione di massima che considera le possibilità di produzione di idrogeno da energia eolica non dispacciabile per limiti di rete (“mancata produzione eolica”) nello scenario italiano attuale, caratterizzato da concentrazione prevalente di potenziale eolico (e solare) nelle regioni del centro-sud, contrapposta a un carico prevalentemente situato nelle regioni a nord.

Una prima stima può considerare esclusivamente la mancata produzione eolica, cioè gli ordini di limitare la produzione imposti da TERNA ai singoli produttori, pur in presenza di disponibilità di vento, per evitare sovraccarichi su alcune zone di rete. Negli ultimi anni infatti, l’elevata crescita della potenza installata non supportata da uno sviluppo sufficiente e tempestivo dell’infrastruttura di rete elettrica ha portato a congestioni locali e conseguenti limitazioni della produzione, evidenti soprattutto nel 2008-2009 (Figura 45). D’altra parte, il conseguente sviluppo della rete di trasmissione locale ha ridotto drasticamente tali





problematiche, sia in termini assoluti che relativi, con una decrescita fino al 2012. La concentrazione della risorsa eolica in alcune regioni però non esclude il ripresentarsi di tale problematica in futuro, soprattutto al crescere tendenziale delle installazioni verso obiettivi di medio-lungo termine molto maggiori dei livelli attuali; gli ultimi dati disponibili (2013) mostrano peraltro un lieve incremento dell'energia persa.

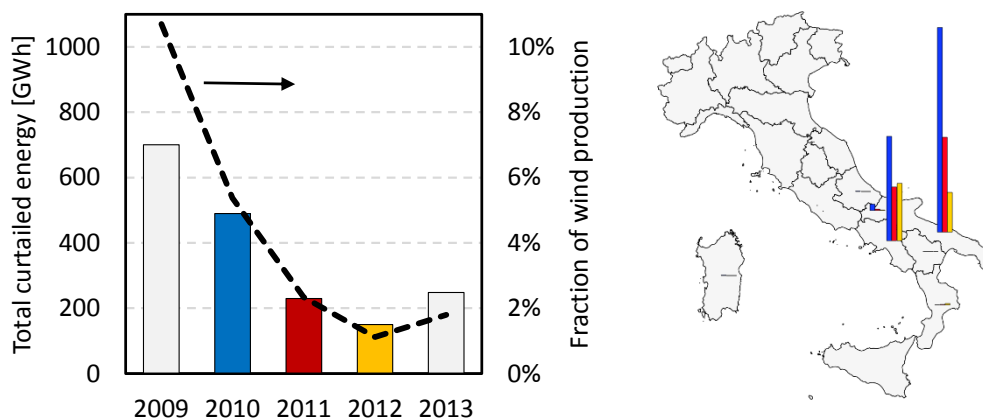


Figura 45: Elaborazione dati GSE su mancata produzione eolica

Dal punto di vista dello sfruttamento delle congestioni per produzione idrogeno, i dati portano a stimare un potenziale riassunto nella tabella seguente (Tabella 12).

Tabella 12: Potenziale di produzione di idrogeno da mancata produzione eolica

		2009	2010	2011	2012	2013
<b>Mancata produzione eolica</b>	<i>GWh</i>	700	490	230	150	248
<b>Frazione del vento disponibile</b>	<i>%</i>	9.7	5.1	2.3	1.1	1.8
<b>Produzione idrogeno (<math>\eta = 70\%_{\text{PCI}}</math>)</b>	<i>kton</i>	14.70	10.29	4.83	3.15	5.21

Le stime di potenzialità risultano quantitativamente diverse su un'ottica di lungo periodo, in cui l'eccesso di energia da fonti rinnovabili sia legata ad un eccesso sempre maggiore e sempre più frequente di produzione rispetto alla domanda istantanea reale, piuttosto che a limiti nell'espansione e nella capacità di trasporto della rete elettrica, rendendo sempre più utile l'impiego di sistemi di accumulo (e/o conversione) di grandi quantità di energia.

Un possibile approccio al problema di valutare tali potenzialità future di RES consiste nell'assumere dei valori obiettivo di capacità totale installata, incrementando in proporzione i profili di produzione storici. Tale stima si basa sull'assunto che le prerogative del tempo atmosferico (es. picchi di vento serali nel caso dell'eolico) e il comportamento dei consumatori non si alterino in modo significativo. Diverse assunzioni sono inoltre possibili riguardo l'evoluzione nel tempo dei carichi. Come prima approssimazione si considera qui che l'incremento di consumi in termini assoluti (maggiori consumi domestici, ripresa economica e consumi industriali) siano compensati da misure di efficienza energetica, con un saldo netto nullo. Inoltre non si considerano eventuali limitazioni dovute alla capacità di trasporto della rete elettrica.

Considerando di installare circa 50 GW di potenza eolica e 100 GW di potenza solare (corrispondente a possibili stime del massimo potenziale tecnico del territorio italiano [44], [45], [46], [47]), con elettrolizzatori di efficienza pari a  $70\%_{\text{PCI}}$  si ottiene un risultato pari a quello presentato in Figura 46 [48].

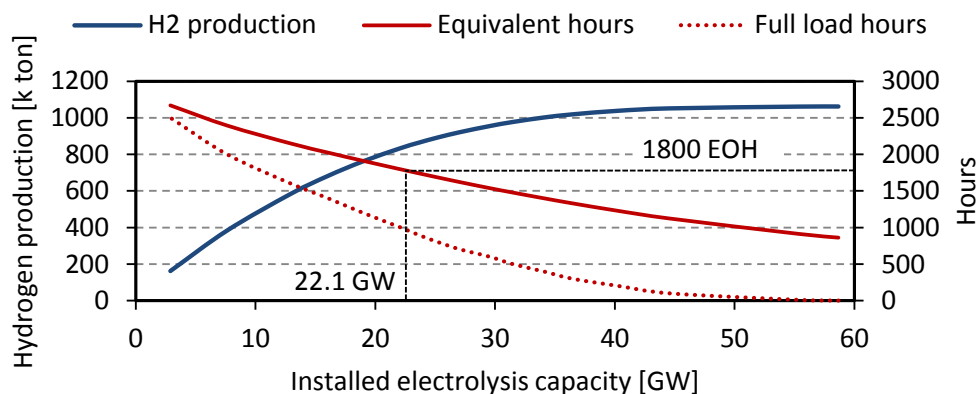


Figura 46: Produzione di idrogeno da picchi di produzione delle rinnovabili ed ore equivalenti di funzionamento in funzione della capacità di elettrolisi installata (efficienza 70%<sub>PCI</sub>).

Considerando la soluzione che garantisce almeno 1000 ore di funzionamento a pieno carico, (valore soglia oltre il quale gli effetti a livello di competitività economica crescono in modo ridotto [49]), corrispondenti qui a 1800 ore equivalenti, si installerebbero in una proiezione di lungo termine circa 22 GW di elettrolisi a fronte di 150 GW di fonti rinnovabili per una produzione annua di circa 780 kton<sub>H<sub>2</sub></sub>.

Questo quantitativo corrisponderebbe sostanzialmente al fabbisogno idrogeno previsto dallo scenario MobilitàH2IT per il 2050.

Data l'incertezza sullo sviluppo al 2050 della capacità globale di produzione da rinnovabili non dispacciabili (eolico e fotovoltaico), possono essere valutati gli esiti che derivano da diverse assunzioni sul loro sviluppo. Ad esempio, si riporta nel seguito (Figura 47) la variazione della produzione di idrogeno in funzione della capacità RES installata, suddivisa tra solare fotovoltaico ed eolico [48]. Il punto in rosso corrisponde alla condizione con circa 50 GW di potenza eolica e 100 GW di potenza solare considerata sopra.

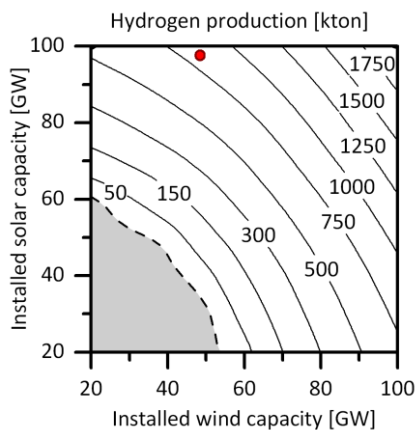


Figura 47: Produzione di idrogeno da picchi di produzione delle rinnovabili in funzione della capacità installata (carico 290 TWh/anno, profili 2013, 1000 ore a pieno carico garantite per l'elettrolizzatore; in verticale la capacità installata di solare fotovoltaico, in orizzontale la capacità di eolico).

La zona grigia individua i punti in cui non è garantita la quantità minima di ore operative a pieno carico ipotizzata (1000 ore).



Da notare infine che il calcolo fin qui presentato è prudenziale rispetto all'eventuale presenza di limitazioni al transito dell'energia elettrica sulla rete. Una seconda analisi potrebbe invece essere svolta considerando di mantenere l'attuale distribuzione geografica dei carichi e della produzione in termini relativi, sbilanciata in particolare sull'asse Nord-Sud (con un attuale limite di transito di circa 3 GW). In questo caso, valutando nuovamente l'eccesso di produzione rispetto al carico zonale, si concluderebbe che la quantità di idrogeno producibile aumenta in modo sensibile (+40%) rispetto al caso senza congestioni.

## 6.2 Scenari di evoluzione tecnologica riportati nel report “Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs”

- *Reference Scenario - non ci sono ulteriori miglioramenti (REF)*: Lo scenario presuppone che le emissioni di CO<sub>2</sub> delle nuove vendite di autoveicoli in Europa rimangano agli attuali livelli di 135 g/km, che la corrente suddivisione tra veicoli diesel e benzina rimanga invariata e che nessun ulteriore tecnologia venga introdotta per migliorare l'efficienza. In questo scenario si verificano alcuni piccoli miglioramenti di efficienza, i veicoli più anziani vengono sostituiti da nuovi veicoli dalle emissioni pari a 135 g/km. I costi dei veicoli aumentano nel breve termine a causa dell'applicazione di misure per ridurre ulteriormente le emissioni di inquinanti atmosferici.
- *Current Policy Initiatives (CPI)*: Questo scenario presuppone il raggiungimento dell'obiettivo proposto alle autovetture di 95 g/km nel 2020 e ai furgoni di 147 g/km nel 2020. Si presume che nessun ulteriore obiettivo politico sia fissato dopo il 2020, ma ci saranno comunque alcuni ulteriori progressi nella riduzione del consumo di carburante, guidati dalla preoccupazione dei consumatori per le emissioni di CO<sub>2</sub>, dall'incremento nel prezzo del carburante e dal proseguimento nell'esistente sviluppo tecnologico (tasso di miglioramento inferiore all'1% all'anno dopo il 2020). L'introduzione di veicoli HEV nel nuovo parco auto raggiunge il 5% nel 2020, il 12 % nel 2030 e il 22 % entro il 2050. In questo scenario, le emissioni dirette di CO<sub>2</sub> dalle automobili sono pari a 95 g/km nel 2020, 85 g/km nel 2030 e 74 g/km nel 2050. I furgoni raggiungono una performance di 147 g/km nel 2020, 129 g/km nel 2030, e 102 g/km nel 2050. La quota relativa dei veicoli diesel, benzina e di tutti i propulsori alternativi si basa sulle assunzioni dello scenario di riferimento utilizzato nell'analisi per il Libro bianco della Commissione Europea sui trasporti [9] e anche per l'analisi di scenario effettuata nel progetto della Commissione Europea “EU Transport GHG: Routes to 2050 II” [50].
- *Scenario Tech1*: Questo scenario è stato adattato e ulteriormente sviluppato da uno degli scenari utilizzati nel progetto europeo “EU Transport GHG: Routes to 2050 II” [50], in grado di raggiungere l'obiettivo di ridurre le emissioni globali del settore trasporti del 60 % entro il 2050. Lo scenario si propone di esplorare l'impatto di un'introduzione ambiziosa di veicoli HEV. Si presuppone una penetrazione di mercato per gli HEV del 10 % sulle nuove vendite di veicoli nel 2020, del 50 % nel 2030 e del 96 % nel 2050 (Figura 48). Le emissioni dirette di CO<sub>2</sub> delle automobili sono pari a 90 g/km nel 2020, 60 g/km nel 2030 e 37 g/km nel 2050. I furgoni raggiungono una performance di 141 g/km nel 2020, 99 g/km nel 2030, e 59 g/km nel 2050.

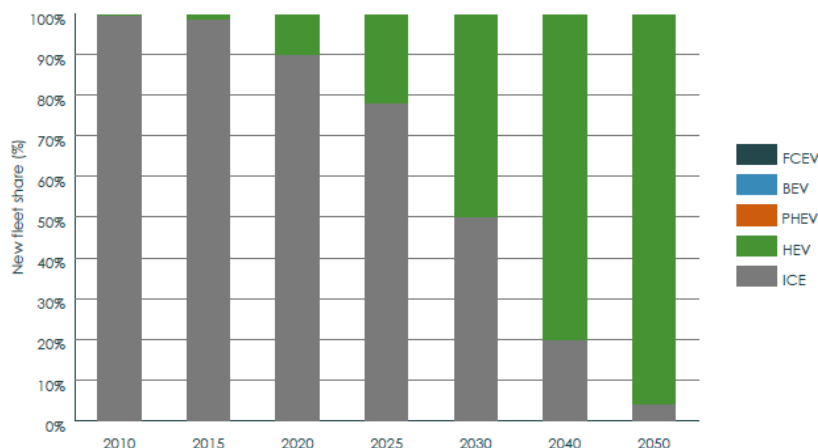


Figura 48: Tasso di sviluppo tecnologico nello Scenario Tech 1, come percentuale nelle vendite di nuovi veicoli

• **Scenario Tech2:** Questo scenario è stato adattato e ulteriormente sviluppato da uno degli scenari utilizzati nel progetto europeo “EU Transport GHG: Routes to 2050 II” [50]. Lo scenario originale era basato su di un’analisi di sensitività per esplorare quanto rapidamente i nuovi veicoli alternativi debbano essere introdotti al fine di ottenere le necessarie riduzioni di CO<sub>2</sub>, senza l’uso a lungo termine dei biocarburanti a livelli significativamente maggiori di quelli previsti nel 2020 (cioè circa il 10 % nella sostituzione dei combustibili fossili convenzionali). E’ ora comunemente accettato che le bioenergie disponibili per il trasporto sarebbero più efficacemente utilizzate in veicoli pesanti per il trasporto su lunghe distanze e per l’aviazione. Questo scenario presuppone una penetrazione di mercato dei veicoli HEV del 20 % nelle vendite di nuovi veicoli nel 2020, 42% nel 2030, 10 % nel 2050. I veicoli elettrici avanzati (PHEV, BEV, FCEV) vengono introdotti al 2.5 % nel 2020, 37 % nel 2030, 90 % nel 2050 (Figura 49). Le emissioni dirette di CO<sub>2</sub> delle automobili sono pari a 88 g/km nel 2020, 41 g/km nel 2030 e 8 g/km nel 2050. I furgoni raggiungono una performance di 139 g/km nel 2020, 78 g/km nel 2030 e 19 g/km nel 2050.

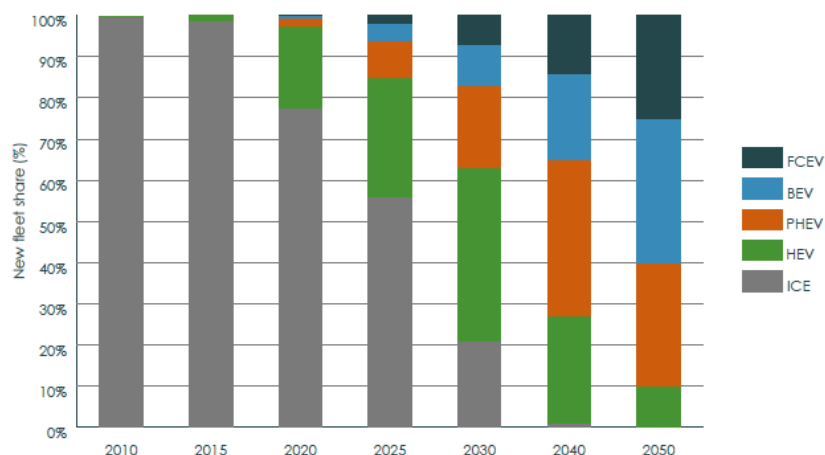


Figura 49: Tasso di sviluppo tecnologico nello Scenario Tech 2, come percentuale nelle vendite di nuovi veicoli

• **Scenario Tech3:** Questo scenario presuppone un ritmo più rapido di introduzione dei veicoli elettrici avanzati (PHEV, BEV, FCEV), possibile con apposite misure di sostegno. Questo scenario presuppone una penetrazione di mercato dei veicoli elettrici avanzati del 9.5 % nel 2020, 80 % nel 2030 e 100 % nel 2050. I veicoli HEV raggiungono, nelle vendite di nuovi veicoli, il 20 % nel 2020, il 15 % nel 2030, il 0 % nel 2050 (Figura 50). Le emissioni dirette di CO<sub>2</sub> delle automobili sono pari a 83 g/km nel 2020, 23 g/km nel 2030 e 0



g/km nel 2050. I furgoni raggiungono una performance di 129 g/km nel 2020, 40 g/km nel 2030 e 0 g/km nel 2050.

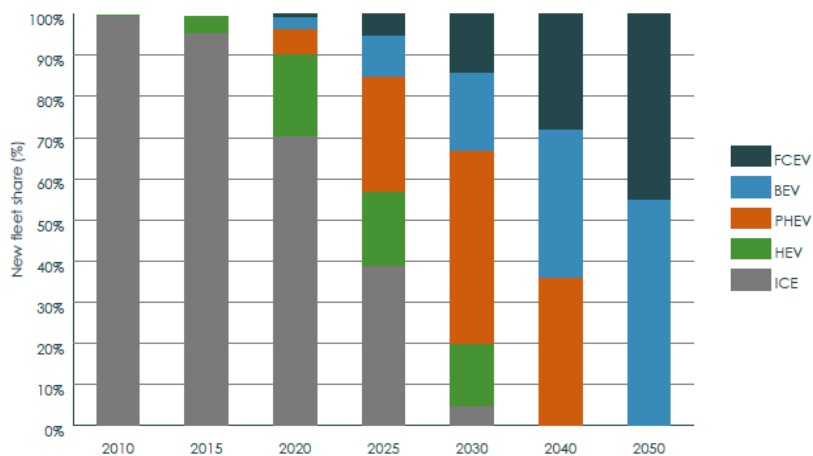


Figura 50: Tasso di sviluppo tecnologico nello Scenario Tech 3, come percentuale nelle vendite di nuovi veicoli

### 6.3 Dimensionamento del parco veicoli FCEV

Tabella 13: Scenario MobilitàH2IT, vendite e stock delle autovetture FCEV fino al 31/12/2025

FCEV	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Vendita autovetture	1,000	1,657	2,500	4,676	7,180	10,000
Stock autovetture	1,000	2,657	5,157	9,833	17,013	27,014

Tabella 14: Scenario MobilitàH2IT, vendite e stock degli autobus FCEV fino al 31/12/2025

FCEV	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Vendita autobus	100	120	150	190	235	300
Stock autobus	100	220	370	560	795	1,095



Tabella 15: Scenario MobilitàH2IT, analisi comparativa del costo autovetture e autobus in versione diesel e FCEV

Costo in euro	Fonte	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Autovettura diesel	[17]	19,288	20,086	20,883	21,119	21,355	21,590	21,826
Autovettura FCEV	[17]	51,400	36,794	22,188	22,134	22,080	22,025	21,971
Autobus diesel	[19]	233,000	238,000	244,000	246,755	249,509	252,264	255,018
Autobus FCEV	[19]	570,000	420,000	320,000	319,218	318,435	317,653	316,870

Tabella 16: Scenario MobilitàH2IT, costo aggiuntivo autovetture FCEV e autobus FCEV fino al 31/12/2025

FCEV (euro)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
CAPEX autovetture FCEV	51,414,744	80,328,965	113,893,366	199,369,099	285,156,905	367,949,470
Addizionale autovetture FCEV	32,121,211	48,104,620	64,876,139	106,940,346	142,087,338	167,089,300
% Addizionale	62	60	57	54	50	45
CAPEX autobus FCEV	57,000,000	64,800,000	76,500,000	91,080,000	105,880,500	125,997,795
Addizionale autobus FCEV	33,700,000	36,720,000	41,250,000	46,299,000	50,116,770	54,599,045
% Addizionale	59	57	54	51	47	43
<b>CAPEX TOTALE</b>	<b>108,414,744</b>	<b>145,128,965</b>	<b>190,393,366</b>	<b>290,449,099</b>	<b>391,037,405</b>	<b>493,947,265</b>
<b>Addizionale TOTALE</b>	<b>65,821,211</b>	<b>84,824,620</b>	<b>106,126,139</b>	<b>153,239,346</b>	<b>192,204,108</b>	<b>221,688,345</b>
<b>% Addizionale</b>	<b>61</b>	<b>58</b>	<b>56</b>	<b>53</b>	<b>49</b>	<b>45</b>





Tabella 17: Scenario MobilitàH2IT, parametri tecnici per le autovetture FCEV per gli autobus FCEV

FCEV	Fonte	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Fuel economy autovettura FCEV (kgH <sub>2</sub> /100 km)	[17]	1.00	0.90	0.80	0.75	0.70	0.65	0.6
Life-time autovettura FCEV (anni)	[17]	12	12	12	12	12	12	12
Percorrenza annua (km/anno) autovettura FCEV	[1]	12,900	12,900	12,900	12,900	12,900	12,900	12,900
Fuel economy autobus FCEV (kgH <sub>2</sub> /100 km)	[19]	8.6	7.95	7.3	6.98	6.65	6.32	6.00
Life-time autobus FCEV (anni)	[19]	12	12	12	12	12	12	12
Percorrenza annua (km/anno) autobus FCEV	[19]	68,000	68,000	68,000	68,000	68,000	68,000	68,000

Tabella 18: Scenario MobilitàH2IT, domanda H2 alla pompa veicoli FCEV fino al 31/12/2025

Domanda H2 alla pompa FCEV	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Autovetture FCEV (t/anno)	129	339	648	1,215	2,067	3,228
Autobus FCEV (t/anno)	585	1,276	2,127	3,186	4,479	6,101
<b>TOTALE (t/anno)</b>	<b>714</b>	<b>1,614</b>	<b>2,775</b>	<b>4,401</b>	<b>6,546</b>	<b>9,329</b>



## 6.4 Produzione dell'idrogeno per il settore dei trasporti

Tabella 19: Parametri economici e tecnici utilizzati per la produzione idrogeno nello Scenario MobilitàH2IT

Parametro	Unità	Fonte	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gas da rete	€/MWh	[20]	45.76	48.09	50.55	53.13	55.84	58.68	61.68
Elettricità da rete	€/MWh	[20]	186.30	195.80	205.79	216.28	227.32	238.91	251.10
Elettricità on-site	€/MWh	[21]	67.43	70.87	74.48	78.28	82.27	86.47	90.88
Costo di trasporto H2 (camion gas)	€/kg	[19]	2	2.10	2.21	2.32	2.44	2.56	2.70
Costi di finanziamento	%	[19]	7	7	7	7	7	7	7
Margine di guadagno produzione	%		20	20	20	20	20	20	20
Margine di guadagno trasporto	%		20	20	20	20	20	20	20
SMR efficienza	%	[17]	77	80	82	83	84	85	86
SMR life-time	anni	[17]	30	30	30	30	30	30	30
SMR CAPEX	€/kW	[17]	435	377	319	315	312	308	305
SMR OPEX	% CAPEX	[17]	3	3	3	3	3	3	3
Elettrolizzatore efficienza	%	[17]	74	75	75	76	77	77	78
Elettrolizzatore life-time	anni	[17]	10	11	13	13	13	13	13
Elettrolizzatore CAPEX	€/kW	[17]	1,088	859	631	600	569	538	508
Elettrolizzatore OPEX	% CAPEX	[17]	5	5	5	5	5	5	5



Tabella 20: Scenario MobilitàH2IT, produzione H2 fino al 31/12/2025

Produzione H2		2020	2021	2022	2023	2024	2025
H2 da SMR	%	60.0	56.0	52.0	48.0	44.0	40.0
	t/anno	535	1,130	1,804	2,641	3,600	4,664
	kg/giorno	1,467	3,096	4,941	7,235	9,864	12,779
	MW	2.4	5.1	8.1	11.8	16.1	20.9
	consumo gas (GWh/anno)	23.2	48.8	77.6	113.2	153.7	198.4
H2 da Elettrolisi	%	40.0	44.0	48.0	52.0	56.0	60.0
	t/anno	357	888	1,665	2,861	4,582	6,997
	kg/giorno	978	2,433	4,561	7,838	12,554	19,169
	MW	1.6	4.0	7.5	12.8	20.5	31.4
	consumo elettricità (GWh/anno)	16.1	40.0	74.9	128.7	205.9	314.0
TOTALE	t/anno	892	2,018	3,468	5,501	8,183	11,661
	kg/giorno	2,445	5,529	9,503	15,072	22,418	31,948
	MW	4.0	9.0	15.5	24.7	36.7	52.3

Tabella 21: Scenario MobilitàH2IT, CAPEX per produzione H2 in Italia fino al 31/12/2025

Produzione H2		2020	2021	2022	2023	2024	2025
H2 da SMR	CAPEX (euro)	1,043,876	1,128,713	1,243,071	1,501,552	1,671,521	1,798,140
H2 da Elettrolisi	CAPEX (euro)	1,739,794	2,479,817	3,468,836	5,094,746	6,981,618	9,297,479
TOTALE	CAPEX (euro)	2,783,670	3,608,530	4,711,908	6,596,298	8,653,139	11,095,619



## 6.5 Dimensionamento delle stazioni di rifornimento

Tabella 22: Scenario MobilitàH2IT, numero e tipologia stazioni rifornimento per autovetture FCEV fino al 31/12/2025

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Autovetture FCEV</b>						
Stock	1,000	2,657	5,157	9,833	17,013	27,014
Domanda H2 alla pompa (kg/giorno)	354	927	1,776	3,329	5,664	8,845
Dimensione cumulata stazioni H2 (kg/giorno)	471	1,237	2,368	4,439	7,552	11,793
N. stazioni da 50 kg/giorno	9	25	47	47	47	47
N. stazioni da 100 kg/giorno	0	0	0	21	52	94
N. tot. stazioni	9	25	47	68	99	141
Max FCEV per stazione da 50 kg/giorno	106	107	109	111	113	115
Max FCEV per stazione da 100 kg/giorno				222	225	229

Tabella 23: Scenario MobilitàH2IT, numero e tipologia stazioni rifornimento per autobus FCEV fino al 31/12/2025

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Autobus FCEV</b>						
Stock	100	220	370	560	795	1,095
Domanda H2 alla pompa (kg/giorno)	1,602	3,496	5,826	8,729	12,271	16,714
Dimensione cumulata stazioni H2 (kg/giorno)	1,780	3,884	6,474	9,699	13,634	18,571
N. stazioni da 200 kg/giorno	9	19	32	32	32	32
N. stazioni da 500 kg/giorno	0	0	0	7	14	24
N. tot. stazioni	9	19	32	39	46	56
Max FCEV per stazione da 200 kg/giorno	11	11	11	12	12	12
Max FCEV per stazione da 500 kg/giorno				29	29	29



Tabella 24: Parametri economici e tecnici utilizzati per il dimensionamento delle stazioni rifornimento nello Scenario MobilitàH2IT

Parametro	Unità	Fonte	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Stazione 50 kg/giorno CAPEX	€	[18]	1,250,000	900,000	550,000	550,000	550,000	550,000	550,000
Stazione 100 kg/giorno CAPEX	€	[18]	1,350,000	975,000	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000
Stazione 200 kg/giorno CAPEX	€	[18]	1,500,000	1,100,000	700,000	700,000	700,000	700,000	700,000
Stazione 500 kg/giorno CAPEX	€	[18]	2,000,000	1,500,000	1,000,000	1,000,000	1,000,000	1,000,000	1,000,000
Stazione 1000 kg/giorno CAPEX	€	[18]	3,000,000	2,250,000	1,500,000	1,500,000	1,500,000	1,500,000	1,500,000
Stazione 50 kg/giorno CAPEX	€/kgH2	[18]	0.9	0.8	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Stazione 100 kg/giorno OPEX	€/kgH2	[18]	0.8	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Stazione 200 kg/giorno OPEX	€/kgH2	[18]	0.7	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Stazione 500 kg/giorno OPEX	€/kgH2	[18]	0.6	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Stazione 1000 kg/giorno OPEX	€/kgH2	[18]	0.5	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Life-time	anni	[18]	20	20	20	20	20	20	20
Costi di finanziamento	%	[19]	7	7	7	7	7	7	7
Margine di guadagno distribuzione	%		20	20	20	20	20	20	20
Diesel	€/l	[51]	1.74	1.83	1.92	2.02	2.12	2.23	2.35
Fuel economy autovettura diesel	(l/100 km)	[14]	6.00	5.71	5.43	5.29	5.16	5.03	4.91
Fuel economy autobus diesel	(l/100 km)	[19]	38.04	36.18	34.40	33.55	32.72	31.91	31.12



Tabella 25: Scenario Mobilità H2 IT CAPEX stazioni H2 fino al 31/12/2025

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
CAPEX stazioni H2 autovetture (euro)	11,784,201	18,059,011	25,107,148	23,499,250	32,684,350	41,351,749
CAPEX stazioni H2 autobus (euro)	13,351,598	14,938,141	17,350,247	11,215,014	12,593,265	14,810,700
<b>TOTALE CAPEX (euro)</b>	<b>25,135,799</b>	<b>32,997,152</b>	<b>42,457,395</b>	<b>34,714,265</b>	<b>45,277,615</b>	<b>56,162,449</b>





## 6.6 La prospettiva del consumatore



Figura 51: Scenario MobilitàH2IT, costo H2 alla pompa fino al 2050, in stazioni da 50, 100, 200, 500 e 1000 kg/giorno



Figura 52: Scenario MobilitàH2IT, costo per la percorrenza di 100 km per autovetture/autobus FCEV e per autovetture/autobus Diesel



## 6.7 Riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> e di altri inquinanti dannosi alla salute umana

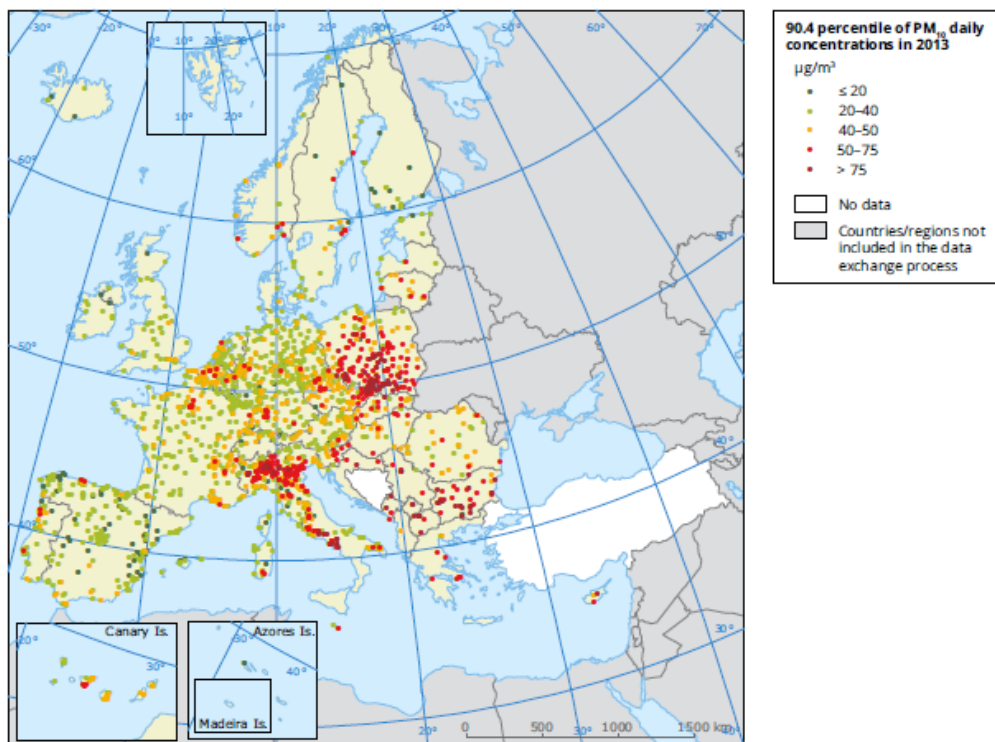


Figura 53: Concentrazione di PM<sub>10</sub> nel 2013 in Unione Europea

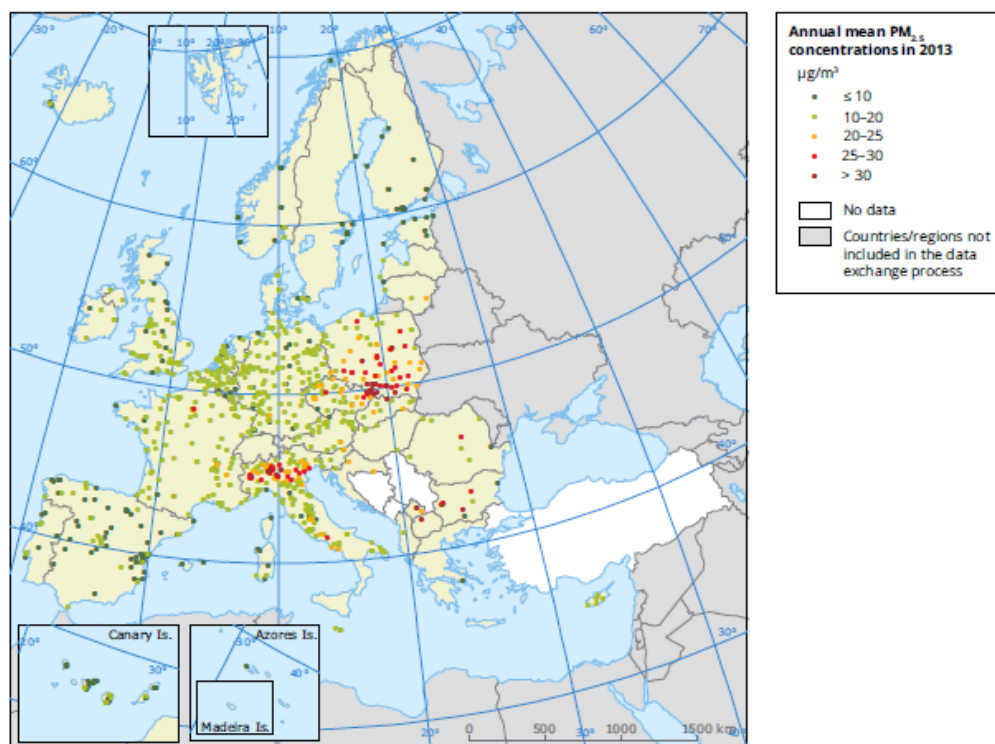


Figura 54: Concentrazione di PM<sub>2,5</sub> nel 2013 in Unione Europea

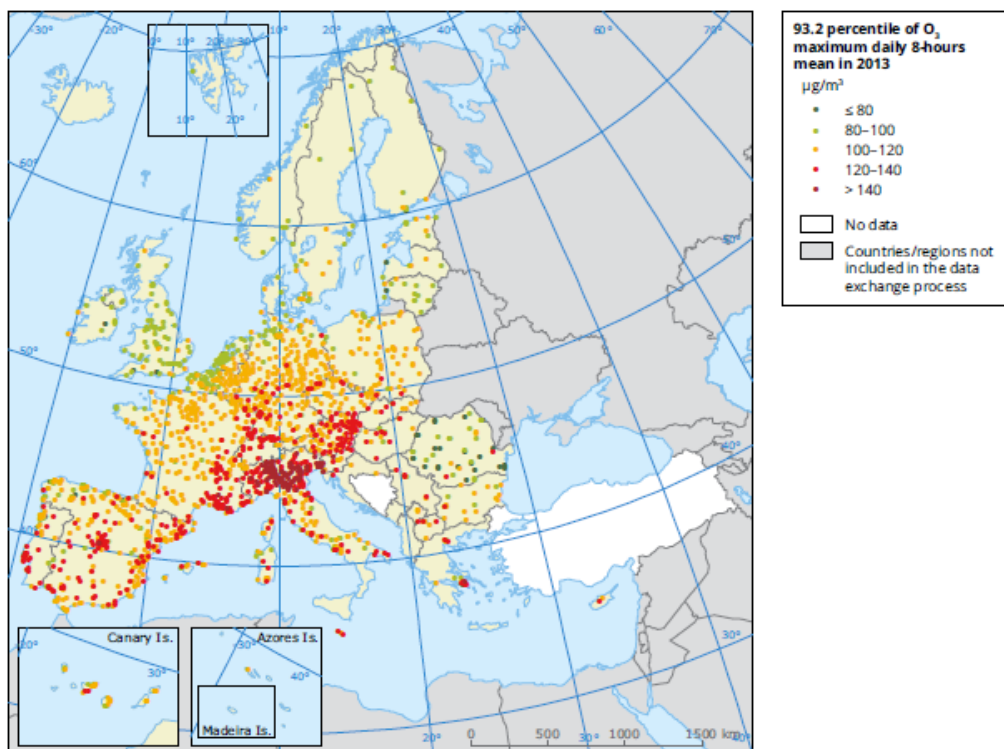


Figura 55: Concentrazione di O<sub>3</sub> nel 2013 in Unione Europea

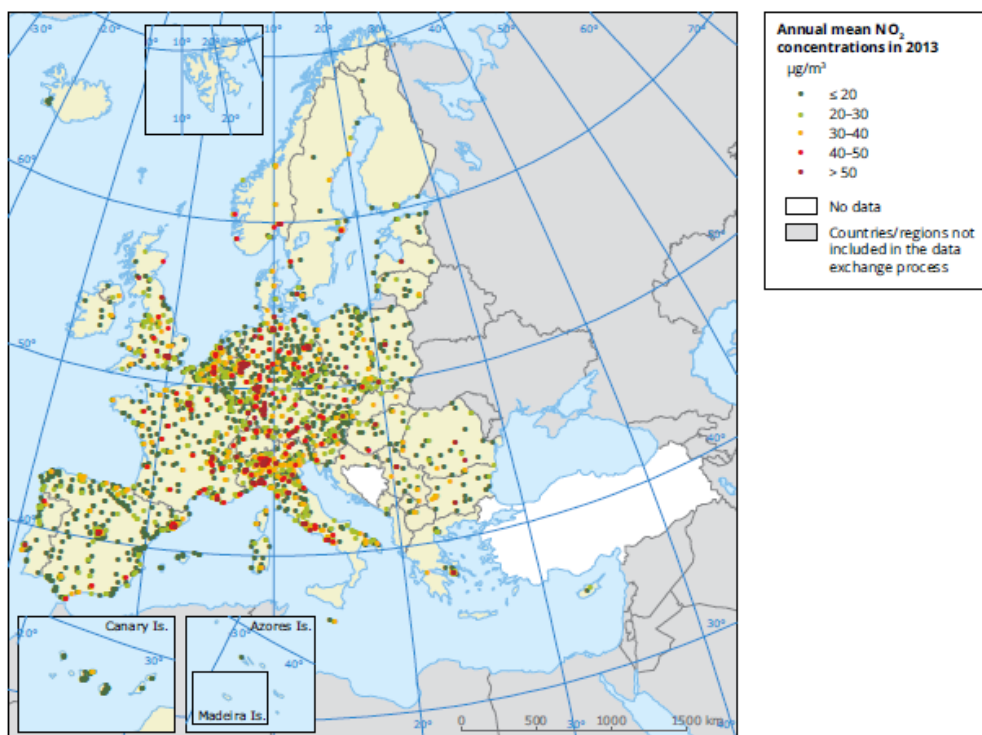


Figura 56: Concentrazione di NO<sub>2</sub> nel 2013 in Unione Europea



Tabella 26: Fattori di emissione per tipologia di trasporto

Vehicle	CH <sub>4</sub> (g/pkm)	CO (g/pkm)	CO <sub>2</sub> (g/pkm)	N <sub>2</sub> O (g/pkm)	NMVOG (g/pkm)	NO <sub>x</sub> (g/pkm)	PM <sub>10</sub> (g/pkm)	SO <sub>2</sub> (g/pkm)	VOC (g/pkm)
Small petrol car	0.017	1.73	42–103	0.002	0.229	0.120	0.001	0.000	0.247
Medium petrol car	0.015	1.18	49–123	0.002	0.152	0.084	0.001	0.000	0.167
Large petrol car	0.017	1.28	62–158	0.002	0.173	0.119	0.001	0.000	0.190
Small diesel car	0.001	0.07	42–104	0.005	0.013	0.459	0.018	0.000	0.013
Large diesel car	0.001	0.07	55–138	0.005	0.019	0.458	0.018	0.001	0.019
Bus	0.003	0.15	68	0.001	0.019	0.511	0.009	0.000	0.022
Two-wheeler	0.074	5.27	72	0.001	1.701	0.147	0.026	0.000	1.775
Aircraft	0.000	0.32	285	---	0.026	0.109	0.000	---	0.026
Passenger train	0.001	0.02	14	0.001	0.005	0.058	0.002	0.004	0.006
Inland ship	0.023	2.07	245	0.009	0.686	5.87	0.305	3.102	0.709

**Note:** The above figures have been estimated with an average number of passengers per vehicle, which is 1.52 for cars, 12.7 for buses and 1.16 for two-wheelers, 88 for aircrafts and 156 for rail (no data for ships). The addition of more passengers results in fuel consumption — and hence also CO<sub>2</sub> emissions — penalties as the vehicle becomes heavier, but the final figure in grams of CO<sub>2</sub> per passenger is obviously lower. This effect has been estimated for CO<sub>2</sub> emissions from passenger cars, and a range of values is provided above (the higher value corresponds to the average number of passengers, and the lower value to a car with the driver, three passengers and luggage). For other vehicles (except two-wheelers), which are generally much heavier than passenger cars, this effect is insignificant.

**Source:** TRACCS database, 2013.



## 6.8 Considerazioni tecniche ed ambientali riassuntive

Tabella 27: Scenario MobilitàH2IT, analisi tecnica/ambientale quinquennale fino al 2050

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Stock autovetture FCEV	1,000	27,014	290,388	1,603,962	4,107,151	6,750,623	8,530,090
Stock autobus FCEV	100	1,095	3,662	7,621	12,759	18,377	23,110
Domanda H2 alla pompa autovetture (t/anno)	129	3,228	31,250	161,286	395,537	633,211	765,147
Domanda H2 alla pompa autobus (t/anno)	585	6,101	19,232	38,899	62,853	87,237	105,915
Domanda H2 alla pompa tot (t/anno)	714	9,329	50,482	200,185	458,390	720,449	871,062
Dimensione cumulata stazioni H2 autovetture (kg/giorno)	471	11,793	114,155	589,173	1,444,884	2,313,101	2,795,057
Dimensione cumulata stazioni H2 autobus (kg/giorno)	1,780	18,571	58,545	118,413	191,334	265,563	322,421
Dimensione cumulata stazioni H2 tot (kg/giorno)	2,252	30,364	172,700	707,586	1,636,218	2,578,664	3,117,478
N. stazioni H2 autovetture	9	141	346	1,296	2,999	4,626	5,590
N. stazioni H2 autobus	9	56	96	156	222	266	322
N. stazioni H2 tot	18	198	442	1,452	3,221	4,892	5,913
Produzione H2 da SMR (t/anno)	535	4,664	12,620	12,620	12,620	12,620	12,620
Produzione H2 da Elettrolisi (t/anno)	357	6,997	50,482	237,611	560,367	887,941	1,076,207
Consumo gas (GWh/anno)	23	198	526	526	526	526	526
Consumo elettricità (GWh/anno)	16	314	2,252	10,522	24,654	38,862	46,953
Riduzione CO2 con el da rete (t/anno)	269	7,965	116,472	998,150	3,663,387	7,776,592	12,071,040
Riduzione CO2 con el da rin (t/anno)	5,066	92,278	654,768	3,068,437	7,472,364	12,138,896	15,357,744
Riduzione PM10 (kg/anno)	964	13,543	82,551	358,016	864,228	1,400,315	1,768,572
Riduzione NOX (t/anno)	49	627	3,159	11,886	27,455	43,981	55,525





Tabella 28: Scenario MobilitàH2IT, analisi tecnica/ambientale annuale fino al 31/12/2025

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Stock autovetture FCEV	1,000	2,657	5,157	9,833	17,013	27,014
Stock autobus FCEV	100	220	370	560	795	1,095
Domanda H2 alla pompa autovetture (t/anno)	129	339	648	1,215	2,067	3,228
Domanda H2 alla pompa autobus (t/anno)	585	1,276	2,127	3,186	4,479	6,101
Domanda H2 alla pompa tot (t/anno)	714	1,614	2,775	4,401	6,546	9,329
Dimensione cumulata stazioni H2 autovetture (kg/giorno)	471	1,237	2,368	4,439	7,552	11,793
Dimensione cumulata stazioni H2 autobus (kg/giorno)	1,780	3,884	6,474	9,699	13,634	18,571
Dimensione cumulata stazioni H2 tot (kg/giorno)	2,252	5,121	8,841	14,137	21,186	30,364
N. stazioni H2 autovetture	9	25	47	68	99	141
N. stazioni H2 autobus	9	19	32	39	46	56
N. stazioni H2 tot	18	44	80	106	145	198
Produzione H2 da SMR (t/anno)	535	1,130	1,804	2,641	3,600	4,664
Produzione H2 da Elettrolisi (t/anno)	357	888	1,665	2,861	4,582	6,997
Consumo gas (GWh/anno)	23	49	78	113	154	198
Consumo elettricità (GWh/anno)	16	40	75	129	206	314
Riduzione CO2 con el da rete (t/anno)	269	635	1,272	2,398	4,411	7,965
Riduzione CO2 con el da rin (t/anno)	5,066	12,322	22,722	38,461	60,902	92,278
Riduzione PM10 (kg/anno)	964	2,205	3,836	6,182	9,349	13,543
Riduzione NOX (t/anno)	49	111	191	299	441	627



## 6.9 Misure di sostegno al Piano Nazionale di Sviluppo

### 6.9.1 Misure giuridiche

Lo sviluppo della mobilità terrestre a idrogeno e fuel-cell è oggetto di un intenso lavoro di standardizzazione a livello internazionale, giunto oramai nella fase terminale.

Proprio per evitare una frammentazione delle competenze, ISO ha deciso di sviluppare in parallelo un intero pacchetto di standard che coprano tutti gli aspetti tecnici e di sicurezza riguardanti il rifornimento dei veicoli a idrogeno e fuel-cell. Questo approccio è stato seguito proprio per assicurare il massimo livello di sicurezza in tutto il sistema.

In particolare, la *ISO 19880-1: Gaseous hydrogen fueling stations - General requirements* raccomanderà le caratteristiche progettuali minime per garantire la sicurezza e, ove appropriato, le prestazioni delle stazioni di rifornimento pubbliche e “non pubbliche” (cioè per esempio quelle riservate al rifornimento di mezzi di trasporto pubblici) che forniscono idrogeno gassoso per veicoli di trasporto leggero (veicoli elettrici a fuel cell). Gli impegni iniziali sono proprio dedicati al rifornimento dei veicoli leggeri, ma una versione successiva sarà focalizzata anche sull’impiego per gli autobus e i carrelli elevatori. Lo standard (inizialmente diffuso come Technical Report, approvato in data 5 ottobre 2015, per raccogliere eventuali osservazioni dagli utilizzatori) sintetizza l’attuale esperienza e conoscenza nell’ambito del rifornimento con idrogeno, incluse le distanze di sicurezza suggerite e le alternative per i protocolli di rifornimento.

La *ISO 19880-2: Gaseous hydrogen - Fueling stations – Dispensers* fornisce le prescrizioni e i metodi di test della sicurezza per stazioni di rifornimento complete con idrogeno gassoso sia alla pressione di 35 MPa (350 bar) sia alla pressione di 70 MPa (700 bar).

La *ISO 19880-3: Gaseous hydrogen - Fueling stations – Valves* fornisce le prescrizioni e i metodi di test delle prestazioni di sicurezza delle valvole per gas idrogeno ad alta pressione (1 MPa e oltre) installate presso le stazioni di rifornimento per idrogeno gassoso.

La *ISO 19880-4: Gaseous hydrogen - Fueling stations – Compressors* contiene le prescrizioni di sicurezza relative ai materiali, alla progettazione, alla costruzione e alla verifica di sistemi di compressione di idrogeno gassoso utilizzati nelle stazioni di rifornimento per idrogeno gassoso.

La *ISO 19880-5: Gaseous hydrogen - Fueling stations – Hoses* considera le prescrizioni relative alle manichette per idrogeno gassoso e le giunzioni di manichette impiegate per collegare il distributore alla pistola di rifornimento, ma anche a quelle utilizzate per le linee di spurgo del gas in zona sicura e quelle flessibili da poter utilizzare in altri punti dove è richiesta la flessibilità del collegamento.

La *ISO 19880-6: Gaseous hydrogen - Fueling stations – Fittings* specifica metodi uniformi per la valutazione e la verifica delle prestazioni dei raccordi, inclusi connettori e chiusure terminali utilizzati nelle stazioni di rifornimento per idrogeno gassoso.

Recentemente, sono anche partiti i lavori per lo sviluppo di altri due standard: *ISO 19880-7: Gaseous hydrogen - Fueling stations - Fueling protocols* e *ISO 19880-8: Gaseous hydrogen - Fueling stations - Hydrogen quality control*.

In Europa, oltre alla ISO 19880-1 in fase di pubblicazione, lo stato dell’arte dell’esperienza di settore può essere individuato nel documento EIGA (European Industrial Gases Association) IGC DOC 15/06/E “Gaseous



*Hydrogen Stations*". Il settore dei gas industriali ha un'esperienza secolare nel trasporto e stoccaggio dell'idrogeno, vantando livelli di sicurezza fra i migliori in campo industriale (con un indice di frequenza infortuni medio europeo dell'intero settore gas industriali e medicinali inferiore a 2 eventi per milione di ore lavorate). Sebbene il documento sia orientato alle installazioni di idrogeno per impiego industriale, esso riassume le migliori tecniche e pratiche disponibili atte a garantire la massima sicurezza nelle operazioni di compressione, purificazione, riempimento e stoccaggio di idrogeno gassoso.

Riguardo ai recipienti per gas a 700 bar collocati sui veicoli esiste la specifica tecnica *ISO/TS 15869* del 2009 intitolata "*Gaseous hydrogen and hydrogen blends - Land vehicle fuel tanks*". Un altro standard di riferimento è il "*SAE J 2579 Compressed Hydrogen Vehicle Fuel Containers*". In Europa le prescrizioni di sicurezza sono coperte dal "*REGOLAMENTO (CE) N. 79/2009 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 14 gennaio 2009 relativo all'omologazione di veicoli a motore alimentati a idrogeno e che modifica la direttiva 2007/46/CE*". La pressione di scoppio ammessa per questi recipienti è superiore al doppio della pressione normale di esercizio.

Maggiori dettagli sugli aspetti omologativi dei veicoli a idrogeno sono contenuti nel "*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*".

Come già detto, l'Italia ha cominciato a occuparsi di mobilità a idrogeno fin dal 2002 e degno di nota è il lavoro di collaborazione portato avanti dall'Università di Pisa con i settori industriali e i Vigili del Fuoco. Ciò ha portato nel 2006 alla pubblicazione del *Decreto del Ministero dell'Interno 31 agosto 2006 "Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione di idrogeno per autotrazione"*.

A livello italiano esistono allo stato attuale delle condizioni di legge più restrittive di quelle applicate negli altri Paesi e questo ha fatto sì che, in una prima fase, le case automobilistiche abbiano scartato l'Italia come mercato di sbocco iniziale delle auto a fuel-cell che saranno distribuite nei prossimi anni.

**In particolare, la pubblicazione del Decreto 31 agosto 2006 avveniva prima dei più recenti e concreti sviluppi tecnologici a livello internazionale e prevedeva una limitazione a 350 bar della pressione di compressione ed erogazione di idrogeno presso le stazioni di servizio e sui veicoli.**

**Tale limitazione dovrà necessariamente essere superata alla luce dei nuovi criteri di costruzione dei recipienti e di omologazione dei veicoli previsti dalle normative europee.**

Riguardo alla mobilità nautica a idrogeno e fuel-cell non esiste ancora una trattazione sistematica della normativa.

A oggi, il Det Norske Veritas (DNV) è l'unico organismo notificato internazionale ad aver emanato un regolamento sull'utilizzo delle fuel cell a bordo ("*DNV Fuel Cell Rules 2013*"), mentre per l'idrogeno si fa riferimento alla più generale normativa per i gas ("*DNV-Gas Fuelled Ship Installations*"). DNV, per quanto riguarda la sicurezza dei moduli di potenza a celle a combustibile, fa riferimento alla norma IEC (International Electrotechnical Committee) 62282-3-1, recentemente aggiornata dal TC105 – Fuel cells del IEC. Infatti, per i mezzi mobili diversi dai mezzi di trasporto passeggeri e merci terrestri è la IEC (e non l'ISO) ad emettere la normativa relativa ai moduli di potenza. In particolare la IEC 62282-3-1, emanata di concerto con il CENELEC, si riferisce ai sistemi di potenza basati su celle a combustibile per applicazioni stazionarie. Probabilmente il riferimento a questa norma, piuttosto che alle norme ISO riguardanti l'installazione su veicoli per



l'autotrasporto, è motivata anche dal fatto che la norma IEC-62282-3-1 prende in considerazione anche l'installazione al chiuso (indoor) dei sistemi di potenza, situazione tipica in ambito navale.

Esistono inoltre delle linee guida per l'installazione delle celle a combustibile dell'organismo notificato francese BV (Bureau Veritas) e del tedesco GL (Germanischer Lloyd Aktiengesellschaft). Ancora una volta per la parte Idrogeno si fa riferimento alle norme per l'utilizzo di gas come combustibili.

A livello nazionale, l'ente preposto è il R.I.Na. (Registro Italiano Navale) che nel 2013 ha emanato le norme per l'utilizzo di gas come combustibili, ma non ha attualmente pubblicato né linee guida né norme tecniche specifiche sulle celle a combustibile. La norma RINA ha parzialmente anticipato le indicazioni della norma IMO (International Maritime Organization) approvata a Giugno 2015 che prevede dei cambiamenti alle direttive SOLAS chapter II-1 (Construction – Structure, subdivision and stability, machinery and electrical installations) a partire dal 1/1/2017. La norma IMO include tutti i gas e i combustibili a basso punto di ignizione (Low Flashpoint) quindi anche l'idrogeno, che invece non è ancora specificamente considerato nella norma RINA.

Pur non esistendo ancora una normativa estesa e completa, è prevedibile che in pochi anni si giunga ad avere un quadro normativo completo anche in tema di utilizzo navale dell'idrogeno, vista la sempre maggiore produzione di prototipi nautici ad idrogeno e fuel-cell.

Per altri aspetti relativi alla sicurezza antincendio è sempre stata consuetudine in Italia fare riferimento alla corrispondente normativa per il metano. In particolare il Decreto 24 novembre 1984 "Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l'accumulo e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8" e il Decreto 16 aprile 2008 "Regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e dei sistemi di distribuzione e di linee dirette del gas naturale con densità non superiore a 0,8". Nel caso di impianti collocati all'aperto si chiedono distanze di sicurezza minima di 10 m ridotte a 2 m in presenza di schermi protettivi (costruzioni in muratura, in terra o materiale idonei); per le parti d'impianto sotto pressione (escluse tubature) una distanza minima 2 m dalla recinzione.

Anche in questo caso sarebbe opportuno recepire gli standard internazionali sui criteri costruttivi delle stazioni di rifornimento di idrogeno gassoso, superando il solo criterio delle protezioni in muratura. L'idrogeno è un gas estremamente leggero, che si disperde molto rapidamente, e tali proprietà vanno considerate nella scelta degli apprestamenti di sicurezza più idonei in caso di fuoriuscita accidentale.

La già citata norma ISO 19880-1, in fase di pubblicazione, riporta in Annesso A una tabella riassuntiva delle prescrizioni nazionali vigenti nei diversi Paesi del mondo in termini di distanze di sicurezza. Riportiamo in particolare il confronto con i valori stabiliti a livello italiano.



## 6.9.2 Misure finanziarie

Tabella 29: Scenario MobilitàH2IT, analisi finanziaria quinquennale fino al 2050 (autovetture e autobus FCEV)

CAPEX (euro)	2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050
<b>Autovetture FCEV</b>							
TOTALE	51,414,744	1,046,697,805	6,796,335,038	29,314,211,463	57,803,594,520	75,521,305,837	86,098,017,351
pubblico Unione Europea	12,848,484	185,184,210	337,073,167	146,216,149	0	0	0
pubblico Italia	12,848,484	185,184,210	337,073,167	146,216,149	0	0	0
privato	25,717,775	676,329,385	6,122,188,704	29,021,779,164	57,803,594,520	75,521,305,837	86,098,017,351
<b>Autobus FCEV</b>							
TOTALE	57,000,000	464,258,295	909,850,123	1,443,982,515	2,230,734,103	2,950,229,010	3,401,757,102
pubblico Unione Europea	13,480,000	80,144,685	86,683,159	83,304,286	98,319,044	92,893,101	101,742,972
pubblico Italia	13,480,000	80,144,685	86,683,159	83,304,286	98,319,044	92,893,101	101,742,972
privato	30,040,000	303,968,925	736,483,805	1,277,373,943	2,034,096,016	2,764,442,808	3,198,271,158
<b>Stazioni H2 autovetture</b>							
TOTALE	11,784,201	140,701,509	230,981,498	950,035,578	1,712,366,287	1,758,990,588	1,168,721,867
pubblico Unione Europea	2,356,840	28,140,302	34,647,225	95,003,558	171,236,629	87,949,529	58,436,093
pubblico Italia	2,356,840	28,140,302	34,647,225	95,003,558	171,236,629	87,949,529	58,436,093
privato	7,070,521	84,420,905	161,687,049	760,028,462	1,369,893,030	1,583,091,530	1,051,849,680
<b>Stazioni H2 autobus</b>							
TOTALE	13,351,598	70,907,366	70,865,874	89,802,755	112,050,683	136,273,816	145,503,502
pubblico Unione Europea	2,670,320	14,181,473	10,629,881	8,980,276	11,205,068	6,813,691	7,275,175
pubblico Italia	2,670,320	14,181,473	10,629,881	8,980,276	11,205,068	6,813,691	7,275,175
privato	8,010,959	42,544,420	49,606,112	71,842,204	89,640,547	122,646,434	130,953,152
<b>Produzione H2 da SMR</b>							
TOTALE	1,043,876	7,342,997	12,179,538	0	0	0	0
pubblico Unione Europea	104,388	734,300	913,465	0	0	0	0
pubblico Italia	104,388	734,300	913,465	0	0	0	0
privato	835,101	5,874,398	10,352,608	0	0	0	0
<b>Produzione H2 da Elettrolisi</b>							
TOTALE	1,739,794	27,322,496	135,852,567	523,078,359	890,456,415	1,008,108,269	1,036,664,711
pubblico Unione Europea	434,948	6,830,624	23,774,199	52,307,836	89,045,642	75,608,120	77,749,853
pubblico Italia	434,948	6,830,624	23,774,199	52,307,836	89,045,642	75,608,120	77,749,853
privato	869,897	13,661,248	88,304,168	418,462,687	712,365,132	856,892,028	881,165,004
<b>TOTALE</b>	<b>136,334,213</b>	<b>1,757,230,468</b>	<b>8,156,064,639</b>	<b>32,321,110,670</b>	<b>62,749,202,009</b>	<b>81,374,907,520</b>	<b>91,850,664,532</b>
<b>pubblico Unione Europea</b>	<b>31,894,980</b>	<b>315,215,594</b>	<b>493,721,096</b>	<b>385,812,104</b>	<b>369,806,382</b>	<b>263,264,442</b>	<b>245,204,093</b>
<b>pubblico Italia</b>	<b>31,894,980</b>	<b>315,215,594</b>	<b>493,721,096</b>	<b>385,812,104</b>	<b>369,806,382</b>	<b>263,264,442</b>	<b>245,204,093</b>
<b>privato</b>	<b>72,544,252</b>	<b>1,126,799,280</b>	<b>7,168,622,447</b>	<b>31,549,486,461</b>	<b>62,009,589,245</b>	<b>80,848,378,637</b>	<b>91,360,256,345</b>



Tabella 30: Scenario MobilitàH2IT, analisi finanziaria quinquennale fino al 2050 (trasporto merci, ferroviario, navale e carrelli elevatori ad idrogeno)

CAPEX (euro)	2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050
<b>Trasporto merci ad idrogeno</b>							
TOT pubblico	6,378,996	63,043,119	98,744,219	77,162,421	73,961,276	52,652,888	49,040,819
pubblico Unione Europea	3,189,498	31,521,559	49,372,110	38,581,210	36,980,638	26,326,444	24,520,409
pubblico Italia	3,189,498	31,521,559	49,372,110	38,581,210	36,980,638	26,326,444	24,520,409
<b>Trasporto ferroviario ad idrogeno</b>							
TOT pubblico	3,189,498	31,521,559	49,372,110	38,581,210	36,980,638	26,326,444	24,520,409
pubblico Unione Europea	1,594,749	15,760,780	24,686,055	19,290,605	18,490,319	13,163,222	12,260,205
pubblico Italia	1,594,749	15,760,780	24,686,055	19,290,605	18,490,319	13,163,222	12,260,205
<b>Trasporto navale ad idrogeno</b>							
TOT pubblico	3,189,498	31,521,559	49,372,110	38,581,210	36,980,638	26,326,444	24,520,409
pubblico Unione Europea	1,594,749	15,760,780	24,686,055	19,290,605	18,490,319	13,163,222	12,260,205
pubblico Italia	1,594,749	15,760,780	24,686,055	19,290,605	18,490,319	13,163,222	12,260,205
<b>Carrelli elevatori ad idrogeno</b>							
TOT pubblico	3,189,498	31,521,559	49,372,110	38,581,210	36,980,638	26,326,444	24,520,409
pubblico Unione Europea	1,594,749	15,760,780	24,686,055	19,290,605	18,490,319	13,163,222	12,260,205
pubblico Italia	1,594,749	15,760,780	24,686,055	19,290,605	18,490,319	13,163,222	12,260,205
<b>TOT pubblico</b>	<b>15,947,490</b>	<b>157,607,797</b>	<b>246,860,548</b>	<b>192,906,052</b>	<b>184,903,191</b>	<b>131,632,221</b>	<b>122,602,047</b>
<b>pubblico Unione Europea</b>	<b>7,973,745</b>	<b>78,803,898</b>	<b>123,430,274</b>	<b>96,453,026</b>	<b>92,451,596</b>	<b>65,816,110</b>	<b>61,301,023</b>
<b>pubblico Italia</b>	<b>7,973,745</b>	<b>78,803,898</b>	<b>123,430,274</b>	<b>96,453,026</b>	<b>92,451,596</b>	<b>65,816,110</b>	<b>61,301,023</b>

Tabella 31: Scenario MobilitàH2IT, analisi finanziaria quinquennale fino al 2050 (tutte le tipologie di veicoli FCEV)

CAPEX (euro)	2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050
TOT pubblico	79,737,451	788,038,985	1,234,302,740	964,530,261	924,515,956	658,161,104	613,010,234
pubblico Unione Europea	39,868,725	394,019,492	617,151,370	482,265,131	462,257,978	329,080,552	306,505,117
pubblico Italia	39,868,725	394,019,492	617,151,370	482,265,131	462,257,978	329,080,552	306,505,117





Tabella 32: Scenario MobilitàH2IT, analisi finanziaria annuale fino al 31/12/2025 (autovetture e autobus FCEV)

CAPEX (euro)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Autovetture FCEV</b>						
TOTALE	51,414,744	80,328,965	113,893,366	199,369,099	285,156,905	367,949,470
pubblico Unione Europea	12,848,484	16,836,617	22,706,649	37,429,121	49,730,568	58,481,255
pubblico Italia	12,848,484	16,836,617	22,706,649	37,429,121	49,730,568	58,481,255
privato	25,717,775	46,655,730	68,480,069	124,510,857	185,695,769	250,986,960
<b>Autobus FCEV</b>						
TOTALE	57,000,000	64,800,000	76,500,000	91,080,000	105,880,500	125,997,795
pubblico Unione Europea	13,480,000	12,852,000	14,437,500	16,204,650	17,540,870	19,109,666
pubblico Italia	13,480,000	12,852,000	14,437,500	16,204,650	17,540,870	19,109,666
privato	30,040,000	39,096,000	47,625,000	58,670,700	70,798,761	87,778,464
<b>Stazioni H2 autovetture</b>						
TOTALE	11,784,201	18,059,011	25,107,148	23,499,250	32,684,350	41,351,749
pubblico Unione Europea	2,356,840	3,611,802	5,021,430	4,699,850	6,536,870	8,270,350
pubblico Italia	2,356,840	3,611,802	5,021,430	4,699,850	6,536,870	8,270,350
privato	7,070,521	10,835,407	15,064,289	14,099,550	19,610,610	24,811,050
<b>Stazioni H2 autobus</b>						
TOTALE	13,351,598	14,938,141	17,350,247	11,215,014	12,593,265	14,810,700
pubblico Unione Europea	2,670,320	2,987,628	3,470,049	2,243,003	2,518,653	2,962,140
pubblico Italia	2,670,320	2,987,628	3,470,049	2,243,003	2,518,653	2,962,140
privato	8,010,959	8,962,884	10,410,148	6,729,009	7,555,959	8,886,420
<b>Produzione H2 da SMR</b>						
TOTALE	1,043,876	1,128,713	1,243,071	1,501,552	1,671,521	1,798,140
pubblico Unione Europea	104,388	112,871	124,307	150,155	167,152	179,814
pubblico Italia	104,388	112,871	124,307	150,155	167,152	179,814
privato	835,101	902,970	994,457	1,201,241	1,337,217	1,438,512
<b>Produzione H2 da Elettrolisi</b>						
TOTALE	1,739,794	2,479,817	3,468,836	5,094,746	6,981,618	9,297,479
pubblico Unione Europea	434,948	619,954	867,209	1,273,687	1,745,405	2,324,370
pubblico Italia	434,948	619,954	867,209	1,273,687	1,745,405	2,324,370
privato	869,897	1,239,908	1,734,418	2,547,373	3,490,809	4,648,739
<b>TOTALE</b>	<b>136,334,213</b>	<b>181,734,646</b>	<b>237,562,668</b>	<b>331,759,662</b>	<b>444,968,159</b>	<b>561,205,333</b>
<b>pubblico Unione Europea</b>	<b>31,894,980</b>	<b>37,020,873</b>	<b>46,627,144</b>	<b>62,000,466</b>	<b>78,239,517</b>	<b>91,327,594</b>
<b>pubblico Italia</b>	<b>31,894,980</b>	<b>37,020,873</b>	<b>46,627,144</b>	<b>62,000,466</b>	<b>78,239,517</b>	<b>91,327,594</b>
<b>privato</b>	<b>72,544,252</b>	<b>107,692,900</b>	<b>144,308,381</b>	<b>207,758,730</b>	<b>288,489,125</b>	<b>378,550,144</b>



Tabella 33: Scenario MobilitàH2IT, analisi finanziaria annuale fino al 31/12/2025 (trasporto merci, ferroviario, navale e carrelli elevatori ad idrogeno)

CAPEX (euro)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Trasporto merci ad idrogeno</b>						
TOT pubblico	6,378,996	7,404,175	9,325,429	12,400,093	15,647,903	18,265,519
pubblico Unione Europea	3,189,498	3,702,087	4,662,714	6,200,047	7,823,952	9,132,759
pubblico Italia	3,189,498	3,702,087	4,662,714	6,200,047	7,823,952	9,132,759
<b>Trasporto ferroviario ad idrogeno</b>						
TOT pubblico	3,189,498	3,702,087	4,662,714	6,200,047	7,823,952	9,132,759
pubblico Unione Europea	1,594,749	1,851,044	2,331,357	3,100,023	3,911,976	4,566,380
pubblico Italia	1,594,749	1,851,044	2,331,357	3,100,023	3,911,976	4,566,380
<b>Trasporto navale ad idrogeno</b>						
TOT pubblico	3,189,498	3,702,087	4,662,714	6,200,047	7,823,952	9,132,759
pubblico Unione Europea	1,594,749	1,851,044	2,331,357	3,100,023	3,911,976	4,566,380
pubblico Italia	1,594,749	1,851,044	2,331,357	3,100,023	3,911,976	4,566,380
<b>Carrelli elevatori ad idrogeno</b>						
TOT pubblico	3,189,498	3,702,087	4,662,714	6,200,047	7,823,952	9,132,759
pubblico Unione Europea	1,594,749	1,851,044	2,331,357	3,100,023	3,911,976	4,566,380
pubblico Italia	1,594,749	1,851,044	2,331,357	3,100,023	3,911,976	4,566,380
<b>TOT pubblico</b>	<b>15,947,490</b>	<b>18,510,436</b>	<b>23,313,572</b>	<b>31,000,233</b>	<b>39,119,759</b>	<b>45,663,797</b>
<b>pubblico Unione Europea</b>	<b>7,973,745</b>	<b>9,255,218</b>	<b>11,656,786</b>	<b>15,500,116</b>	<b>19,559,879</b>	<b>22,831,899</b>
<b>pubblico Italia</b>	<b>7,973,745</b>	<b>9,255,218</b>	<b>11,656,786</b>	<b>15,500,116</b>	<b>19,559,879</b>	<b>22,831,899</b>

Tabella 34: Scenario MobilitàH2IT, analisi finanziaria annuale fino al 31/12/2025 (tutte le tipologie di veicoli FCEV)

CAPEX (euro)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
TOT pubblico	79,737,451	92,552,182	116,567,859	155,001,164	195,598,793	228,318,985
pubblico Unione Europea	39,868,725	46,276,091	58,283,930	77,500,582	97,799,397	114,159,493
pubblico Italia	39,868,725	46,276,091	58,283,930	77,500,582	97,799,397	114,159,493



## 6.10 L'approccio captive fleet per le autovetture e gli autobus FCEV fino al 2025

Al fine di **minimizzare i rischi finanziari e introdurre la tecnologia nei primi anni di mercato**, lo Scenario MobilitàH2IT sostiene un **approccio in captive fleet per le autovetture e gli autobus FCEV (2020-2025)**. Il successo di questa prima fase potrà mettere le basi per la diffusione su vasta scala della mobilità ad idrogeno nel trasporto di massa (a partire dal 2026).

L'approccio captive fleet permette i seguenti benefici:

- I mezzi di trasporto e le stazioni di rifornimento dell'idrogeno saranno sviluppati una volta identificato un numero sufficiente di clienti locali;
- Un **adeguato fattore di carico (annual load) per le stazioni di rifornimento** già dai primi anni, evitando rischi di sottoutilizzo;
- Notevole **riduzione della necessità di investimento**.

Le captive fleet sono flotte di veicoli con modelli di guida e di rifornimento prevedibili. Ogni flotta fa riferimento ad una specifica stazione di rifornimento. Esempi di captive fleet sono le flotte di taxi, veicoli per la consegna della merce, veicoli della posta, flotte di veicoli aziendali. Tali utenze devono essere coinvolte per il successo di questa prima fase di mercato.

Sono proposte due fasi iniziali di captive fleet:

- **1^ FASE CAPTIVE FLEETS H2 (2020-2022): saranno finanziate captive fleets fino a 106-109 autovetture e fino a 11 autobus, con stazioni rispettivamente da 50 kg/giorno e 200 kg/giorno. La produzione dell'idrogeno (SMR ed Elettrolisi) rispetta il mix nazionale identificato nel Capitolo 5.2.**
- **2^ FASE CAPTIVE FLEETS H2 (2023-2025): saranno finanziate captive fleets fino a 222-229 autovetture e fino a 29 autobus, con stazioni rispettivamente da 100 kg/giorno e 500 kg/giorno. La produzione dell'idrogeno (SMR ed Elettrolisi) rispetta il mix nazionale identificato nel Capitolo 5.2.**

Per ognuna di queste due fasi viene illustrato il piano finanziario per una città candidata all'introduzione della mobilità idrogeno, comprensivo di investimenti per veicoli, produzione e stazione di rifornimento, divisi tra pubblico e privato, in quattro opzioni progettuali (Tabella 35 e Tabella 36).



Tabella 35: 1^ fase captive fleets: Piano finanziario progetti mobilità idrogeno (autovetture e autobus FCEV)

1^ FASE CAPTIVE FLEETS H2 (2020-2022), anno 2020		costo TOTALE (euro)	finanziamento pubblico (euro)	finanziamento pubblico (%)	finanziamento privato (euro)	finanziamento privato(%)
<b>Autovetture , SMR</b>						
Autovetture FCEV (numero)	106	5,448,400	2,724,200	50	2,724,200	50
Capacità stazione H2 autovetture (kg/giorno)	50	1,250,000	500,000	40	750,000	60
Capacità produzione SMR (KW)	77	33,355	6,671	20	26,684	80
<b>TOTALE</b>		<b>6,731,755</b>	<b>3,230,871</b>	<b>48</b>	<b>3,500,884</b>	<b>52</b>
<b>Autovetture, Elettrolisi</b>						
Autovetture FCEV (numero)	106	5,448,400	2,724,200	50	2,724,200	50
Capacità stazione H2 autovetture (kg/giorno)	50	1,250,000	500,000	40	750,000	60
Capacità produzione Elettrolisi (KW)	77	83,425	41,713	50	41,713	50
<b>TOTALE</b>		<b>6,781,825</b>	<b>3,265,913</b>	<b>48</b>	<b>3,515,913</b>	<b>52</b>
<b>Autobus, SMR</b>						
Autobus FCEV (numero)	11	6,270,000	2,946,900	47	3,323,100	53
Capacità stazione H2 autobus (kg/giorno)	200	1,500,000	600,000	40	900,000	60
Capacità produzione SMR (KW)	368	160,102	32,020	20	128,082	80
<b>TOTALE</b>		<b>7,930,102</b>	<b>3,578,920</b>	<b>45</b>	<b>4,351,182</b>	<b>55</b>
<b>Autobus, Elettrolisi</b>						
Autobus FCEV (numero)	11	6,270,000	2,946,900	47	3,323,100	53
Capacità stazione H2 autobus (kg/giorno)	200	1,500,000	600,000	40	900,000	60
Capacità produzione Elettrolisi (KW)	368	400,440	200,220	50	200,220	50
<b>TOTALE</b>		<b>8,170,440</b>	<b>3,747,120</b>	<b>46</b>	<b>4,423,320</b>	<b>54</b>



Tabella 36: 2^ fase captive fleets: Piano finanziario progetti mobilità idrogeno (autovetture e autobus FCEV)

2^ FASE CAPTIVE FLEETS H2 (2023-2025), anno 2023		costo TOTALE (euro)	finanziamento pubblico (euro)	finanziamento pubblico (%)	finanziamento privato (euro)	finanziamento privato(%)
<b>Autovetture , SMR</b>						
Autovetture FCEV (numero)	222	9,465,192	3,596,773	38	5,868,419	62
Capacità stazione H2 autovetture (kg/giorno)	100	1,125,000	450,000	40	675,000	60
Capacità produzione SMR (KW)	153	61,342	12,268	20	49,074	80
<b>TOTALE</b>		<b>10,651,534</b>	<b>4,059,041</b>	<b>38</b>	<b>6,592,493</b>	<b>62</b>
<b>Autovetture, Elettrolisi</b>						
Autovetture FCEV (numero)	222	9,465,192	3,596,773	38	5,868,419	62
Capacità stazione H2 autovetture (kg/giorno)	100	1,125,000	450,000	40	675,000	60
Capacità produzione Elettrolisi (KW)	153	145,840	72,920	50	72,920	50
<b>TOTALE</b>		<b>10,736,032</b>	<b>4,119,693</b>	<b>38</b>	<b>6,616,339</b>	<b>62</b>
<b>Autobus, SMR</b>						
Autobus FCEV (numero)	29	13,920,000	5,011,200	36	8,908,800	64
Capacità stazione H2 autobus (kg/giorno)	500	1,700,000	680,000	40	1,020,000	60
Capacità produzione SMR (KW)	920	368,051	73,610	20	294,441	80
<b>TOTALE</b>		<b>15,988,051</b>	<b>5,764,810</b>	<b>36</b>	<b>10,223,241</b>	<b>64</b>
<b>Autobus, Elettrolisi</b>						
Autobus FCEV (numero)	29	13,920,000	5,011,200	36	8,908,800	64
Capacità stazione H2 autobus (kg/giorno)	500	1,700,000	680,000	40	1,020,000	60
Capacità produzione Elettrolisi (KW)	920	875,042	437,521	50	437,521	50
<b>TOTALE</b>		<b>16,495,042</b>	<b>6,128,721</b>	<b>37</b>	<b>10,366,321</b>	<b>63</b>



## 7 Bibliografia

- [1] *Le politiche dell'Unione europea: Trasporti. Commissione Europea. Novembre 2014.*
- [2] *Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs. Cambridge Econometrics (CE), in collaboration with Ricardo-AEA, Element Energy. 2013.*
- [3] *Le politiche dell'Unione europea: Azione per il clima. Commissione europea. Novembre 2014.*
- [4] *EUROPA 2020 Una strategia per una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva. Commissione europea. Marzo 2010.*
- [5] *Quadro per le politiche dell'energia e del clima per il periodo dal 2020 al 2030. Commissione Europea. Gennaio 2014.*
- [6] *Tabella di marcia per l'energia 2050. Commissione Europea. Dicembre 2011.*
- [7] *Direttiva 2008/50/CE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa. Commissione Europea. Maggio 2008..*
- [8] *Direttiva 2009/33/CE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa alla promozione di veicoli puliti e a basso consumo energetico nel trasporto su strada. Commissione Europea. Aprile 2009..*
- [9] *LIBRO BIANCO, Tabella di marcia verso uno spazio unico europeo dei trasporti - Per una politica dei trasporti competitiva e sostenibile. Commissione Europea. Marzo 2011.*
- [10] *Energia pulita per i trasporti: una strategia europea in materia di combustibili alternativi. Commissione europea. Gennaio 2013.*
- [11] *Relazione finale del gruppo ad alto livello CARS 21. Commissione europea. 6 giugno 2012.*
- [12] *CARS 2020: piano d'azione per un'industria automobilistica competitiva e sostenibile in Europa. Commissione Europea. Novembre 2012.*
- [13] *Direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi.*
- [14] *Hydro-gen: the energy transition in the making! Pierre-Etienne Franc, Pascal Mateo. Manifesto. 2015..*
- [15] *Technology Roadmap on Energy Storage. IEA. 2014..*
- [16] *Fonti rinnovabili e rete elettrica in Italia. Considerazioni di base e scenari di evoluzione delle fonti rinnovabili elettriche in Italia. Falchetta Massimo. ENEA. 2014.*
- [17] *Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells. IEA. Giugno 2015.*



- [18] *En route pour un transport durable. Cambridge Econometrics. Novembre 2015.*
- [19] *Fuel Cell Electric Buses, Potential for Sustainable Public Transport in Europe. A Study for the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. Settembre 2015.*
- [20] *Outlook of Global Medium-Heavy Duty Truck Market – Frost & Sullivan. S. Kar. Automotive world 2015.*
- [21] *Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context. Edwards, R., Larivé, J.F., Mahieu, V., Rouveïrolles, P. Eucar Concawe Report, European Commission JRC, Ver. 2c., 2007..*
- [22] *Indagine conoscitiva sui prezzi finali dell'energia elettrica e del gas naturale. Memoria per l'audizione presso la 10° Commissione Industria, Commercio e Turismo del Senato della Repubblica. AEEG. Aprile 2015.*
- [23] *Decreto Interministeriale. Strategia Energetica Nazionale. Marzo 2013.*
- [24] *Air quality in Europe. European Environmental Agency. 2015 Report..*
- [25] *Mal'ARIA di città 2016. Legambiente. Gennaio 2016.*
- [26] *Annuario Statistico ACI 2015.*
- [27] *Newsletter del GME n.78 Gennaio 2015.*
- [28] *Regolamento (UE) n. 1316/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio che istituisce il meccanismo per collegare l'Europa. Commissione Europea. Dicembre 2013.*
- [29] *Regolamento (UE) N. 1291/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio che istituisce il programma quadro di ricerca e innovazione (2014-2020) - Orizzonte 2020. Commissione europea. Dicembre 2013.*
- [30] *Regolamento (UE) n. 1315/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio sugli orientamenti dell'Unione per lo sviluppo della rete transeuropea dei trasporti. Commissione Europea. Dicembre 2013.*
- [31] *Il mercato elettrico italiano: stato dell'arte e prospettive. Virginia Canazza. Pavia, 19 Maggio 2014.*
- [32] *Il mercato dell'energia elettrica in Italia. Pianificazione ed esercizio dei sistemi elettrici. Maria Dicatoro..*
- [33] *La riforma del Mercato Elettrico. Tullio Fanelli, Alessandro Ortis, Stefano Saglia, Federico Testa. ENEA.*
- [34] *Proposte di riforma del mercato elettrico. POYRY.*
- [35] *CABLEWAY STORAGE SYSTEM: UN'OPZIONE DI ACCUMULO DI ENERGIA PER IL BILANCIAMENTO E IL CONTROLLO DI RETI ELETTRICHE ATTIVE. FILIPPO GREGOLIN, UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA..*





- [36] *Valutazione tecnico-economica dell'applicazione della tecnologia del Power to Gas ad un particolare parco eolico siciliano.* Andrea Bartesaghi, POLITECNICO DI MILANO..
- [37] *Optimal Use of Power-to-Gas Energy Storage Systems in an 85% Renewable Energy Scenario.* Mareike Jentscha, Tobias Trosta, Michael Sterner. *Energy Procedia.*
- [38] *Power-to-Gas technology – the missing link in renewable energy systems.* SolarFuel GmbH, Stephan Rieke, Ecosummit, Berlin 23.03.2012.
- [39] *Power-to-Gas (PtG) in transport Status quo and perspectives for development.* Dr. U.Bünger, H. Landinger, E. Pschorr-Schoberer, P. Schmidt, W. Weindorf (LBST); J. Jöhrens, U. Lambrecht (ifeu); K. Naumann (dbfz); A. Lischke (DLR);.
- [40] *Power to Gas - state of the art and perspectives.* Frank Graf, MARCOGAZ General Assembly Workshop “new developments”, Prague 04.06.2014.
- [41] *Power to Gas: Technology and Business Models.* Lehner, M.; Tichler, R.; Steinmuller, H.Koppe, M..
- [42] *Renewable Power to Gas: A technological and economic review.* Manuel Gotz, Jonathan Lefebvre, Friedemann Mors, Amy McDaniel Koch, Frank Graf, Siegfried Bajohr, Rainer Reimert, Thomas Kolb.
- [43] *Power-to-gas plants and gas turbines for improved wind energy dispatchability: Energy and economic assessment.* Giulio Guandalini, Stefano Campanari, Matteo C. Romano. *APPLIED ENERGY.*
- [44] *Italian wind potential.* Associazione Nazionale Energia del Vento (ANEV). 2007.
- [45] *RE-Shaping Project - Long Term Potentials and Costs of RES - Part I : Potentials , Diffusion and Technological learning.* R. Hoefnagels, M. Junginger, C. Panzer, et al. 2011.
- [46] *Potential for Building Integrated Photovoltaics.* IEA (International Energy Agency), PVPS T7-4. 2002.
- [47] *Piano di sviluppo della rete elettrica (Development plan - Electric system).* TERNA. 2013..
- [48] *Estimation of Power-to-gas potential for Italy based on historical time-series.* G. Guandalini, S. Campanari, and T. Grube. *World Hydrogen Energy Conference WHEC 2016, Zaragoza. 2016.*
- [49] *Power to Gas - eine Systemanalyse [German].* JKU Energie Institut, TU Wien, and Montan Universitat. 2014.
- [50] *EU Transport GHG: Routes to 2050 II.* Luglio 2012..
- [51] *Mercato dei carburanti in Italia.* Ministero dello Sviluppo Economico..