

PIANO NAZIONALE DI SVILUPPO

# Mobilità Idrogeno Italia



H2IT

ASSOCIAZIONE ITALIANA IDROGENO E CELLE A COMBUSTIBILE

Novembre 2019



**Coordinatore e Direzione Scientifica:** Fondazione Bruno Kessler



Luigi Crema, [crema@fbk.eu](mailto:crema@fbk.eu)  
Diego Viesi, [viesi@fbk.eu](mailto:viesi@fbk.eu)  
Matteo Testi, [testi@fbk.eu](mailto:testi@fbk.eu)  
Martina Trini, [mtrini@fbk.eu](mailto:mtrini@fbk.eu)

**Coordinamento H2IT:**



Cristina Maggi, [cristina.maggi@fast.mi.it](mailto:cristina.maggi@fast.mi.it) - [segreteria@h2it.it](mailto:segreteria@h2it.it)

**Coordinatori dei tavoli per le specifiche mobilità:**



TRASPORTO FERROVIARIO: Fondazione Bruno Kessler  
Matteo Testi, [testi@fbk.eu](mailto:testi@fbk.eu)



TRASPORTO PESANTE: Politecnico di Milano  
Stefano Campanari, [stefano.campanari@polimi.it](mailto:stefano.campanari@polimi.it)



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI  
DI GENOVA

TRASPORTO MARITTIMO E SU VIE D'ACQUA: Università di Genova  
Massimo Rivarolo, [massimo.rivarolo@unige.it](mailto:massimo.rivarolo@unige.it)



MOVIMENTAZIONE di MATERIALI: Università di Modena e Reggio Emilia  
Marcello Romagnoli, [marcello.romagnoli@unimore.it](mailto:marcello.romagnoli@unimore.it)

**Co-Autori:** AirLiquide, Alstom, Arcese, ATENA, CNH Industrial, Dolomitech, Enapter, ENEA, Environment Park, FAST, FBK, Fincantieri, Genport, H2Boat, Hyundai, Idrogeno Biogas e Cogenerazione, IIT Bolzano, Landi Renzo, Linde, McPhy, Microelettrica, Nuvera, Polimi, San Lorenzo Yacht, Sapienza, Sapiro, Snam, Sol, SolidPower, SpiConsulting, Tenaris, Toyota, Toyota Material Handling, Unige, Unimore, Unito.

**Con il supporto esterno di:** Rete Ferroviaria Italiana SpA per la sezione relativa alle prospettive di utilizzazione del vettore idrogeno nel trasporto ferroviario





# Indice

<b>Lista delle figure</b> .....	<b>6</b>
<b>Lista delle tabelle</b> .....	<b>9</b>
<b>Executive summary</b> .....	<b>11</b>
<b>1 Le politiche dell’Unione Europea per il settore dei trasporti</b> .....	<b>15</b>
1.1 Dipendenza energetica, emissioni e qualità dell’ambiente.....	15
1.2 Verso una mobilità alternativa, competitiva e sostenibile.....	17
1.3 La Direttiva 2014/94/UE sulla realizzazione di un’infrastruttura per i combustibili alternativi .....	19
<b>2 Stato tecnologico e ruolo dell’idrogeno nella transizione energetica</b> .....	<b>21</b>
2.1 Introduzione e motivazioni per lo sviluppo delle tecnologie ad idrogeno .....	21
2.2 Stato tecnologico attuale e prospettive future .....	24
2.2.1 L’idrogeno per la mobilità.....	24
2.2.1.1 Mobilità leggera: auto e veicoli .....	24
2.2.1.2 Mobilità pubblica: autobus .....	26
2.2.1.3 Mobilità pesante: camion e TIR .....	28
2.2.1.4 Mobilità ferroviaria: treni passeggeri.....	31
2.2.1.5 Mobilità marittima: navi, imbarcazioni e natanti.....	34
2.2.1.6 Movimentazione materiale.....	38
2.2.2 Tecnologie per la produzione dell’idrogeno.....	39
2.2.3 Trasporto dell’idrogeno .....	43
2.2.4 Stazioni di rifornimento dell’idrogeno.....	43
2.2.5 Tecnologie per la conversione e lo stoccaggio dell’idrogeno .....	48
<b>3 Scenari europei per la transizione energetica nel settore dei trasporti</b> .....	<b>52</b>
3.1 Scenari europei settore auto e bus.....	52
3.2 Scenari europei settore trasporto pesante .....	58
3.3 Scenari europei settore Ferroviario .....	58
3.4 Scenari europei settore movimentazione materiali .....	59
3.5 Scenari europei settore marittimo.....	61
<b>4 La Strategia Energetica Nazionale e interazione col PNIEC</b> .....	<b>63</b>
<b>5 Scenario di introduzione dell’idrogeno nel settore dei trasporti italiano</b> .....	<b>65</b>
5.1 Dimensionamento e introduzione mezzi idrogeno .....	65
5.1.1 Mobilità leggera su gomma e bus.....	65
5.1.2 Mobilità pesante su gomma.....	68
5.1.3 Mobilità ferroviaria .....	71
5.1.4 Movimentazione materiale.....	74
5.2 Produzione dell’idrogeno per il settore dei trasporti .....	75
5.2.1 Mobilità leggere su gomma e bus.....	78
5.2.2 Mobilità pesante su gomma.....	79



5.2.3	Mobilità ferroviaria .....	81
5.2.4	Movimentazione materiale .....	82
5.3	Dimensionamento delle stazioni di rifornimento .....	86
5.3.1	Mobilità leggera su gomma e bus .....	87
5.3.2	Mobilità pesante su gomma .....	88
5.3.3	Mobilità ferroviaria .....	89
5.3.4	Movimentazione materiali .....	91
5.4	Riduzione delle emissioni inquinanti .....	91
5.4.1	Mobilità leggera su gomma e bus .....	93
5.4.2	Mobilità pesante su gomma .....	94
5.4.3	Mobilità ferroviaria .....	96
5.4.4	Movimentazione materiale .....	97
5.5	Mobilità navale .....	98
5.5.1	Aree di interesse e sviluppi futuri .....	99
5.6	Multi modalità .....	100
5.7	La prospettiva del consumatore .....	101
5.7.1	Costo finale H <sub>2</sub> alla Pompa .....	101
5.7.2	Vantaggi mobilità H <sub>2</sub> .....	102
5.7.3	Impatto sul turismo .....	107
5.8	Integrazione delle rinnovabili elettriche .....	109
5.9	Misure di sostegno al Piano Nazionale di Sviluppo .....	110
5.9.1	Misure giuridiche .....	111
5.9.2	Misure Finanziarie .....	113
5.9.3	Barriere .....	117
<b>6</b>	<b>Piano esecutivo .....</b>	<b>124</b>
6.1	Mobilità leggera e bus su strada .....	124
6.2	Mobilità pesante su strada .....	126
<b>7</b>	<b>Appendici .....</b>	<b>127</b>
7.1	Integrazione delle rinnovabili elettriche .....	127
7.1.1	Ruolo dell'elettrolisi nella produzione di idrogeno .....	127
7.1.2	Fonti elettriche rinnovabili non dispacciabili: la soluzione H <sub>2</sub> .....	131
7.2	Misure di sostegno al Piano Nazionale di Sviluppo .....	134
7.2.1	Misure finanziarie .....	134
7.3	Dimensionamento del parco veicoli FCEV .....	136
7.4	Produzione dell'idrogeno per il settore dei trasporti .....	138
7.5	Dimensionamento delle stazioni di rifornimento .....	140
7.6	Costo alla pompa .....	143
7.7	Riduzione delle emissioni inquinanti dannosi alla salute umana .....	145
7.8	L'approccio captive fleet per le autovetture e gli autobus FCEV fino al 2025 .....	149



Abbreviazioni, acronimi e unità di misura .....	153
<b>8 Bibliografia.....</b>	<b>155</b>



## Lista delle figure

Figura 1: Dipendenza energetica nel 2014 e spesa dei paesi europei in benzina e diesel nel 2012. Fonte: EUROSTAT.....	15
Figura 2: Standard di emissione dei veicoli leggeri nei diversi mercati mondiali .....	18
Figura 3: Applicazioni e tecnologie per lo stoccaggio elettrico. [8] .....	22
Figura 4: Previsione di utilizzo dell'idrogeno nel settore dei trasporti al 2040 e al 2050. [33].....	24
Figura 5: Componenti di un'auto FCEV e previsioni di costo delle autovetture per tecnologia di alimentazione in Europa.....	25
Figura 6: Modelli di auto FCEV attualmente sul mercato: da sinistra, Honda Clarity, Hyundai ix35 Fuel Cell e Toyota Mirai.....	26
Figura 7: Autobus "SORA". .....	27
Figura 8: Autobus FC attualmente in servizio o in procinto di esserlo in Europa .....	27
Figura 9: Prototipo di sistema di propulsione a celle a combustibile a idrogeno sviluppato da FPT Industrial .....	30
Figura 10: ALSTOM Coradia-iLINT.....	32
Figura 11: Breeze. Progetto britannico.....	32
Figura 12: Esempio di stazione di servizio di idrogeno interna e carrello nell'esperienza della Carrefour [62].....	38
Figura 13: Costi attuali e al 2050 per la produzione dell'idrogeno senza T&D (Fonte: IEA) .....	40
Figura 14: Rappresentazione schematica dei due principali processi di produzione dell'idrogeno: SMR ed elettrolisi .....	42
Figura 15: Principali comparazione tra le stazioni di rifornimento per veicoli a batteria ed a Idrogeno. Tempo di rifornimenti, occupazione del terreno, potenza elettrica e costo d'investimento sono confrontati. [69] .....	44
Figura 16: rapporto tra le stazioni di rifornimento di idrogeno e i FCEV leggeri varia considerevolmente da paese a paese, riflettendo le differenze negli approcci alla distribuzione, alle dimensioni della stazione, alla pressione di stoccaggio. ....	45
Figura 17: Flusso di cassa delle stazioni di rifornimento nella prima fase di sviluppo del mercato FCEV.....	45
Figura 18: Mappa delle stazioni di rifornimento H2 presenti (in funzione, verdi o non attive, rosso), in realizzazione al 2020 (blu) e previste per il 2025 (gialla).....	46
Figura 19: La stazione idrogeno di Bolzano .....	47
Figura 20: Rappresentazione schematica del funzionamento di una cella a combustibile PEM (Proton Exchange Membrane fuel cell) .....	48
Figura 21: Evoluzione delle Celle a Combustibile e campo di impiego [70].....	49
Figura 22: La sfida dello stoccaggio energetico per la mobilità .....	49
Figura 23: Densità dell'idrogeno e di altri combustibili, in varie forme. [71] .....	50
Figura 24: Stock delle autovetture per tecnologia negli Stati Uniti, EU4 e Giappone nello scenario IEA 2DS high H <sub>2</sub> fino al 2050.....	53
Figura 25: TCO delle diverse tecnologie automobilistiche (considerando un tasso di sconto del 5 %) .....	54
Figura 26: Central TECH scenario [75]. .....	55
Figura 27: Impatti sulle emissioni dirette di CO <sub>2</sub> e incremento dei posti di lavoro rispetto al Reference Scenario, anno 2050.....	56
Figura 28: Partecipanti alla "Coalizione europea degli autobus FCEV" (Maggio 2015) .....	57
Figura 29: Proiezione del numero di stazioni di rifornimento ad idrogeno previsto in Francia.....	57
Figura 30. Scenari di introduzione dei locomotori FCH nello stock rotabile in circolazione. [7] .....	59
Figura 31: Previsione sul mercato dei mezzi per la movimentazione materiali al 2021 (elaborazione da dati di varie fonti).....	60
Figura 32: Studio della Hydrogen Europe relativamente al material handling [79].....	61
Figura 33: Scenario di previsione per impiego di combustibili in ambito marittimo nel 2050 [83] .....	62



Figura 34: Scenario MobilitàH2IT, stock autovetture FCEV fino al 31/12/2050 .....	66
Figura 35: Scenario MobilitàH2IT, stock autobus FCEV fino al 31/12/2050 .....	67
Figura 36: Scenario MobilitàH2IT, CAPEX veicoli FCEV fino al 31/12/2050 .....	68
Figura 37: Curva di introduzione nel mercato dei veicoli a celle a combustibile a idrogeno (trattori stradali). .....	71
Figura 38: Possibile evoluzione dello stock di materiali rotabili a H2 nel periodo 2020-2050.....	73
<i>Figura 39: Confronto della quota rotabile H2 presente sulla rete italiana nel periodo 2020-2050, secondo il modello prudenziale qui presentato ed i due scenari limite BASE e HIGH, previsti dallo studio Roland Bergen. Va sottolineato che i tassi di sostituzione effettivi siano in realtà leggermente inferiori, in quanto l'insieme di riferimento, 473 (riferimento al 2016), è da considerare in difetto. ....</i>	<i>73</i>
Figura 40: Ipotesi di numero di carrelli a celle a combustibile e idrogeno in servizio fino al 2050 secondo i due scenari ipotizzati.....	75
Figura 41: Esisti del mercato elettrico in Italia tra il 2005 e il 2014, Mercato del Giorno Prima (MGP), Prezzo Unico Nazionale (PUN) .....	77
Figura 42: Scenario MobilitàH2IT, costo di produzione e trasporto H <sub>2</sub> fino al 31/12/2050.....	78
Figura 43: Scenario MobilitàH2IT, domanda H2 alla pompa veicoli FCEV fino al 31/12/2050 .....	78
<i>Figura 44: Scenario MobilitàH2IT, produzione H<sub>2</sub> fino al 31/12/2050 .....</i>	<i>79</i>
Figura 45: Scenario MobilitàH2IT, CAPEX per produzione H <sub>2</sub> fino al 31/12/2050 .....	79
Figura 46: Scenario H2IT, produzione H <sub>2</sub> per trasporto pesante fino al 31/12/2050 .....	80
Figura 47: Scenario H2IT, CAPEX per produzione H <sub>2</sub> per trasporto pesante fino al 31/12/2050.....	80
Figura 48: Scenario Mobilità ferroviaria H2, produzione H2 richiesta fino al 2050 .....	81
Figura 49: Scenario Mobilità ferroviaria, CAPEX per produzione H2 fino al 2050 .....	82
Figura 50: Scenario Movimentazione materiali, produzione H2 fino al 2050.....	85
Figura 51: Scenario Movimentazione materiali, produzione H2 da SMR ed Elettrolisi fino al 2050.....	85
Figura 52: Scenario Movimentazione materiali, produzione H2 da SMR ed Elettrolisi fino al 2050.....	86
Figura 53: Scenario MobilitàH2IT, costo distribuzione fino al 31/12/2050, in stazioni da 50, 100, 200, 500 e 1000 kg/giorno.....	87
Figura 54: Scenario MobilitàH2IT, numero e tipologia stazioni rifornimento per autovetture FCEV e autobus FCEV fino al 31/12/2050 .....	88
Figura 55 Possibile distribuzione e dimensioni delle HRS nel periodo 2020-2050 per la mobilità ferroviaria.....	90
Figura 56: Emissioni di CO <sub>2</sub> derivanti da produzione di idrogeno da SMR, da elettrolisi con elettricità da rete e da rinnovabili on-site in Italia .....	92
Figura 57: Concentrazione di NO <sub>2</sub> nella troposfera (entro circa 15 mila metri) nel 2014 (Nasa/Goddard Space Flight Center). .....	93
Figura 58: Scenario MobilitàH2IT, riduzione delle emissioni di CO <sub>2</sub> rispetto al Reference Scenario fino al 31/12/2050 .....	94
<i>Figura 59: Riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> con impiego di veicoli ad idrogeno nel trasporto pesante, considerando il caso di 'grey hydrogen' (prodotto da gas naturale) o di 'green hydrogen' (prodotto da rinnovabili). Nel secondo caso, le emissioni di CO<sub>2</sub> sono nulle [5]. ....</i>	<i>95</i>
<i>Figura 60: Emissioni di CO<sub>2</sub> annuali legate al trasporto merci (dati ISPRA). ....</i>	<i>96</i>
Figura 61 Riduzione delle emissioni di inquinanti nel settore trasporti pesante con l'introduzione di camion a H <sub>2</sub> .....	96
<i>Figura 62: Riduzione di emissioni nel contesto ferroviario. ....</i>	<i>97</i>
Figura 63: Stima della minore emissione di CO <sub>2</sub> dal settore della movimentazione materiali nelle due ipotesi fatte di sostituzione di carrelli diesel con elettrici a celle a combustibile .....	98
<i>Figura 64: Confronto dei costi totali per il trasporto marittimo per diversi combustibili [6] .....</i>	<i>99</i>





Figura 65: Emissioni dal pozzo alla ruota (well-to-wheel, WTW) vs autonomia per diverse opzioni tecnologiche di mobilità 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. ....	103
Figura 66: Sommario dei vantaggi operativi degli autobus FCEV ad idrogeno futuri costi d'acquisto degli autobus FCEV dipenderanno dalla rapidità nel raggiungere effetti di scala e dal cammino tecnologico seguito. ....	104
Figura 67: Costo d'acquisto e TCO degli autobus per tecnologia di alimentazione in Europa .....	104
Figura 68: Riduzione del carico utile sui veicoli, per diverse classi di veicoli pesanti [5]. ....	105
Figura 69: Comparazione TCO (€/km) treni diesel, idrogeno (FCH) ed elettrici mediante catenaria elettrica. [7] .....	106
Figura 70: Vantaggi del sistema a celle a combustibile rispetto a quelli elettrici a batteria [98] .....	106
Figura 71: Le destinazioni preferite dai turisti in automobile nell'estate del 2017. I primi dieci paesi .....	107
Figura 72: La stazione d'idrogeno di Bolzano è già frequentata sia da turisti (macchina a sinistra) che da utenti locali (macchina a destra). ....	108
Figura 73: la rete europea dei distributori d'idrogeno riportata nell'App della H2-Mobility Srl., la freccia indica la stazione ubicata più al Sud - a Bolzano (fonte: internet <a href="https://h2.live/">https://h2.live/</a> ) .....	109
Figura 74: Scenario MobilitàH2IT, potenziale di integrazione delle rinnovabili elettriche fino al 31/12/2050 ipotizzando per un sito produttivo una flotta di 15 carrelli elevatori standard (2,5 ton, h <sub>montante</sub> =3300 mm) operanti in un contesto industriale che prevede una suddivisione del lavoro su 3 turni giornalieri da 8 ore l'uno, si può prevedere la necessità all'incirca di 60 kg di H <sub>2</sub> al giorno. ....	110
Figura 75: Scenario MobilitàH2IT, finanziamenti pubblici UE&IT necessari fino al 31/12/2025 .....	116
Figura 76: Ubicazione delle stazioni di rifornimento previste al 31/12/2025 per autovetture FCEV (sx) e autobus FCEV (dx) .....	124
Figura 77: Scenario MobilitàH2IT CAPEX stazioni H2 fino al 31/12/2050 .....	125
Figura 78: Corridoi TEN-T europei che interessano il territorio italiano .....	126
Figura 79: Diagramma di produzione (impianto eolico) e funzionamento qualora integrato con impianto P2G al fine di stabilizzare la potenza immessa in rete .....	131
Figura 80: Elaborazione dati GSE su mancata produzione eolica .....	132
Figura 81: Produzione di idrogeno da picchi di produzione delle rinnovabili ed ore equivalenti di funzionamento in funzione della capacità di elettrolisi installata (efficienza 70% <sub>PEL</sub> ). ....	133
Figura 82: 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). ....	133
Figura 83: Scenario MobilitàH2IT, costo H2 alla pompa fino al 31/12/2050, in stazioni da 50, 100, 200, 500 e 1000 kg/giorno .....	143
Figura 84: Scenario MobilitàH2IT, costo per la percorrenza di 100 km per autovetture/autobus FCEV e per autovetture/autobus diesel .....	144
Figura 85: Concentrazione di PM <sub>10</sub> nel 2013 in Unione Europea .....	145
Figura 86: Concentrazione di PM <sub>2,5</sub> nel 2013 in Unione Europea .....	145
Figura 87: Concentrazione di O <sub>3</sub> nel 2013 in Unione Europea .....	146
Figura 88: Concentrazione di NO <sub>2</sub> nel 2013 in Unione Europea .....	146



## Lista delle tabelle

Tabella 1: Domanda annua di idrogeno per settore in Italia (Fonte: Freedonia Group, 2011).....	21
Tabella 2: Scenario ENEA di evoluzione delle fonti rinnovabili elettriche in Italia.....	23
Tabella 3: Contributo FER nel settore dei trasporti fino al 2030. Dati dal report PNIEC.....	24
Tabella 4: Taglie dei componenti del gruppo motopropulsore di veicoli pesanti da 7 t, da studio ANL [42]. .....	28
Tabella 5: Principali modelli di veicoli pesanti a celle a combustibile proposti. ....	29
Tabella 6 Distribuzione linee non elettrificate italiane per regione .....	33
Tabella 7: normative internazionali ed europee attualmente esistenti .....	35
Tabella 8: progetti di ricerca con celle a combustibile in ambito trasporto marittimo [50] .....	36
Tabella 9: Performance attuali delle tecnologie chiave per la produzione dell'idrogeno .....	40
Tabella 10: Prezzi del gas naturale per i consumatori industriali in Italia e in altri paesi europei (c€/m <sup>3</sup> , anno 2014) .....	41
Tabella 11: Prezzi dell'energia elettrica per i consumatori industriali in Italia e in altri paesi europei (c€/kWh, anno 2014).....	42
Tabella 12: Scenari di evoluzione tecnologica riportati nel report "Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs"53	
Tabella 13: consumi di idrogeno ipotizzati in ambito marittimo nel 2050, a livello europeo e italiano .....	62
Tabella 14: Dati storici delle vendite di veicoli pesanti a GNL (trattori stradali) in Italia a partire dalla loro introduzione nel 2015. ...	70
Tabella 15: Stock di veicoli pesanti a celle a combustibile a idrogeno attesi in Italia tra il 2025 e il 2050. ....	71
Tabella 16: Stima della domanda di idrogeno richiesta per l'alimentazione di veicoli pesanti a idrogeno in Italia, tra il 2025 e il 2050. .....	80
Tabella 17: Movimentazione Materiale. Dati di consumo e potenza muletti elettrici .....	82
Tabella 18: Movimentazione Materiale. Dati dimensionamento celle a combustibile .....	83
Tabella 19: Movimentazione Materiale. Dati dimensionamento stazione di ricarica .....	84
Tabella 20: Stima del numero di stazioni di rifornimento idrogeno per veicoli pesanti in Italia, tra il 2025 e il 2050.....	89
Tabella 21 Possibile scenario implementazione di HRS per taglia sul territorio italiano per la mobilità ferroviaria H2.....	90
Tabella 22: Ipotesi del numero di stazioni di servizio aziendali necessarie nel 2050 nell'ipotesi conservativa e in quella ottimistica...91	
Tabella 23: Emissioni di CO <sub>2</sub> derivanti da produzione di idrogeno da SMR e da elettrolisi con elettricità da rete in Italia .....	92
Tabella 24: Scenario MobilitàH2IT, riduzione dei principali inquinanti atmosferici attribuiti al trasporto su strada fino al 31/12/2050 .....	94
Tabella 25 Riduzione emissione CO2 per il settore trasporti pesante a H2.....	96
Tabella 26: Produzione annuale idrogeno per le diverse mobilità analizzate, stimate al 2030.....	110
Tabella 27: Potenziale di produzione di idrogeno da mancata produzione eolica .....	132
Tabella 28: Scenario MobilitàH2IT, analisi finanziaria quinquennale fino al 31/12/2050 (autovetture e autobus FCEV) .....	134
Tabella 29: Scenario MobilitàH2IT, analisi finanziaria quinquennale fino al 31/12/2050 dell'infrastruttura di rifornimento (trasporto merci, ferroviario, navale e carrelli elevatori ad idrogeno).....	135
Tabella 30: Scenario MobilitàH2IT, analisi finanziaria quinquennale fino al 2050 (tutte le tipologie di veicoli FCEV) .....	135
Tabella 31: Scenario MobilitàH2IT, analisi finanziaria annuale fino al 31/12/2025 (autovetture e autobus FCEV) .....	135
Tabella 32: Scenario MobilitàH2IT, vendite e stock delle autovetture FCEV fino al 31/12/2025 .....	136
Tabella 33: Scenario MobilitàH2IT, vendite e stock degli autobus FCEV fino al 31/12/2025 .....	136



Tabella 34: Scenario MobilitàH2IT, analisi comparativa del costo autovetture e autobus in versione diesel e FCEV .....	137
Tabella 35: Scenario MobilitàH2IT, costo addizionale autovetture FCEV e autobus FCEV fino al 31/12/2025 .....	137
Tabella 36: Scenario MobilitàH2IT, parametri tecnici per le autovetture FCEV per gli autobus FCEV .....	137
Tabella 37: Scenario MobilitàH2IT, domanda H2 alla pompa veicoli FCEV fino al 31/12/2025 .....	138
Tabella 38: Parametri economici e tecnici utilizzati per la produzione idrogeno nello Scenario MobilitàH2IT .....	138
Tabella 39: Scenario MobilitàH2IT, produzione H2 fino al 31/12/2025 per la mobilità leggera e bus .....	139
Tabella 40: Scenario MobilitàH2IT, CAPEX per produzione H2 in Italia fino al 31/12/2025 per la mobilità leggera e bus .....	139
Tabella 41: Scenario MobilitàH2IT, numero e tipologia stazioni rifornimento per autovetture FCEV fino al 31/12/2025 .....	140
Tabella 42: Scenario MobilitàH2IT, numero e tipologia stazioni rifornimento per autobus FCEV fino al 31/12/2025 .....	140
Tabella 43: Parametri economici e tecnici utilizzati per il dimensionamento delle stazioni rifornimento nello Scenario MobilitàH2IT .....	141
Tabella 44: Scenario MobilitàH2IT CAPEX stazioni H2 fino al 31/12/2025 per le sole mobilità veicoli e bus .....	142
Tabella 45: Fattori di emissione per tipologia di trasporto .....	147
Tabella 46: Scenario MobilitàH2IT, analisi tecnica/ambientale quinquennale fino al 31/12/2050 compressiva di tutti gli scenari ...	147
Tabella 47: Scenario MobilitàH2IT, analisi tecnica/ambientale annuale per lo scenario autovetture e bus fino al 31/12/2025 .....	149
Tabella 48: 1° fase captive fleets: Piano finanziario progetti mobilità idrogeno (autovetture e autobus FCEV) .....	150
Tabella 49: 2° fase captive fleets: Piano finanziario progetti mobilità idrogeno (autovetture e autobus FCEV) .....	151



## Executive summary

**L'Italia è il Paese dell'Unione europea che registra più morti premature a causa dell'inquinamento dell'aria.** In Italia nel 2015 60,600 decessi prematuri sono attribuibili al particolato fine (PM 2.5), 3,200 all'ozono (O<sub>3</sub>) e 20,500 al biossido di azoto (NO<sub>2</sub>) [1].

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**.

Nella comunicazione della Commissione Europea del 24 gennaio 2013, "Energia pulita per il trasporto, una strategia europea in materia di combustibili alternativi" [2], **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. La **Direttiva 2014/94/UE** [3] stabiliva un quadro comune di misure per la **realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi nell'Unione Europea**, da attuarsi mediante **quadri strategici nazionali** da notificare **entro il 18 novembre 2016**.

L'utilizzo dell'idrogeno come vettore energetico sta cominciando ad emergere a livello mondiale, si tratta di uno dei pochi vettori energetici **potenzialmente a zero emissioni**, insieme all'elettricità e ai biocarburanti avanzati. Inoltre, la produzione di idrogeno da energia elettrica ed il suo stoccaggio rappresenta una **valida opzione per aumentare la flessibilità del sistema energetico**, consentendo l'integrazione di elevate quote di fonti rinnovabili non programmabili (fotovoltaico, eolico).

Nel settore dei **trasporti leggeri**, i **veicoli FCEV** possono fornire un **servizio di trasporto paragonabile ai veicoli di oggi**, in termini di tempi di rifornimento e autonomia<sup>1</sup>. Nonostante i costi ad oggi elevati, è previsto che questi, grazie ad economie di scala, convergano entro il 2030 con quello delle altre tecnologie di alimentazione. A conferma dell'interesse, **le maggiori case automobilistiche mondiali hanno già integrato la tecnologia delle celle a combustibile ad idrogeno nei loro piani strategici**. Anche nel **trasporto pubblico** di massa si prospettano interessanti applicazioni con un più di 300 autobus FCEV già operativi e con forte potenziale di sviluppo (Cina, USA, e Europa)<sup>2</sup>. Un consorzio europeo ha recentemente annunciato la costruzione di 600 autobus ad idrogeno entro il 2023, inoltre a Parigi circoleranno, a partire dal 2020, 600 taxi ad idrogeno e nello stesso anno in Giappone verranno utilizzati solo autobus ad idrogeno durante le Olimpiadi. [4]

Nell'ambito del **trasporto pesante**, i veicoli saranno responsabili di una fetta sempre maggiore delle emissioni di gas serra. In questo quadro, le piattaforme pesanti alimentate a idrogeno, come risulta anche da studi condotti da FCH2JU [5], possono costituire una valida alternativa per sostituire gli attuali a gasolio, in particolare per le lunghe percorrenze. Unitamente al bio-GNL, l'idrogeno rappresenta infatti l'alternativa più promettente per il processo di decarbonizzazione, considerando le difficoltà di ottenere mezzi a trazione elettrici con carico utile (*payload*) sufficiente e autonomia confrontabile con quella dei veicoli attuali. I veicoli pesanti ad idrogeno condividono i vantaggi dei vettori più leggeri e autobus come i tempi di rifornimento

---

<sup>1</sup> Attualmente, per le autovetture, l'efficienza su strada è di circa 1 kg di idrogeno ogni 100 km percorsi, con autonomie da circa 500 km a 750 km e tempi di rifornimento inferiori ai 5 minuti. Per gli autobus 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.

<sup>2</sup> Dati provenienti da presentazione Ballard:

<https://static1.squarespace.com/static/5b02e08a506fbe726e4dbbd2/t/5d1ac7a3768fab00013e22f9/1562036135768/Ballard+Ohio+Fuel+Cell+Symposium+2019-+2019-06-27.pdf>



estremamente rapidi se paragonati ai mezzi puramente elettrici. Esistono sperimentazioni di flotte significative per il trasporto pesante in vari Paesi e con soluzioni fino alle massime dimensioni dei veicoli da 44 t.

Anche nel **settore ferroviario**, locomotori con powertrain a celle a combustibile sono già concorrenziali agli attuali a trazione diesel, in termini di prestazione e garanzia del servizio. In alcuni casi sono addirittura economicamente competitivi, come riportato e dimostrato da diversi studi europei [6] [7], in particolare sulle linee non elettrificate, ove il costo di elettrificazione può in certi casi non giustificare le percorrenze e la frequenza del servizio. Ad oggi in Germania sono in regolare servizio passeggeri due treni a idrogeno; con ordini firmati per 41 ulteriori rotabili si prevede la sostituzione di una considerevole parte del suo parco locomotori diesel con mezzi ad Idrogeno in un prossimo futuro, seguita dal Regno Unito, Francia e altri paesi del Nord Europa.

Nell'ambito del **settore marittimo**, le celle a combustibile cominciano a mostrare una considerevole potenzialità nell'ambito della produzione elettrica, sia a fini propulsivi che come APU (Auxiliary Power Units), nonostante ci sono serie barriere da superare in termini di: requisiti di densità di potenza e ridotti spazi d'installazione a bordo. I sistemi a celle a combustibile mostrano potenziale anche per impieghi in ambito cogenerativo, con produzione in parallelo di calore. La caratteristica modulare delle celle a combustibile permette loro di adattarsi potenzialmente a diverse tipologie di imbarcazioni, ad esempio quando queste si trovano in porto per coprire i servizi hotel di bordo, garantendo così una riduzione dell'impatto ambientale. La possibilità di effettivo successo nella mobilità navale sarà legata alla disponibilità di una capillare rete di rifornimento e all'affidabilità e costo dei sistemi, a confronto con soluzioni di accumulo elettrico tradizionali.

La mobilità alternativa ad idrogeno include tipologie di mezzi anche lontani dall'uso comune, quali per esempio la **movimentazione materiali** (Material Handling), anche definita come logistica industriale. Questa, rappresenta una considerevole fetta dei mezzi ad uso industriale impiegati tutt'oggi in cui l'idrogeno può assumere un ruolo rilevante. Si includono in questa categoria, i mezzi per: movimentazione, protezione e stoccaggio delle materie prime o semilavorati dal loro sito di produzione al punto di utilizzo, la loro successiva manipolazione nei processi di produzione, la distribuzione dei prodotti finiti dalle fabbriche agli utenti o ai punti vendita, la movimentazione merci e bagagli negli aeroporti<sup>3</sup> e nei porti. Si tratta di mezzi che possono essere dotati di celle a combustibile, con una previsione prudenziale di mercato pari a un 5% circa nel periodo 2019- 2024. La diffusione di mezzi a idrogeno nel settore della movimentazione materiali in Europa e in Italia è meno sviluppata rispetto a quello di altri paesi come gli USA o il Giappone. Dal 2017, i carrelli elevatori ad idrogeno, prodotti da Toyota Industries Corporation, sono utilizzati nell'impianto di Motomachi di Toyota City, in Giappone. La richiesta però sta aumentando e può essere rafforzata con opportuni programmi pluriennali di incentivazione al cambio di veicoli obsoleti ed inquinanti.

A monte di tutto ciò, l'incentivazione per la creazione di generatori/distributori di idrogeno che utilizzino energie rinnovabili è fondamentale per lo sviluppo della mobilità alternativa a celle a combustibile, oltre che a fondi che permettano di stimolare l'innovazione tecnologica del settore. Ciò permetterebbe la creazione non solo di un mercato, ma anche di un sistema produttivo competitivo in grado di rispondere alla domanda interna ed estera con un conseguente miglioramento della bilancia commerciale italiana e la creazione di posti di lavoro qualificati. Uno sviluppo in questa direzione permetterebbe di ridurre le importazioni di energia elettrica e combustibili fossili assicurando minor costi di integrazione e un'ottimizzazione del sistema energetico in grado di contribuire al raggiungimento in maniera ordinata e sostenibile degli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas climalteranti dichiarati dall'Italia a livello internazionale e delle emissioni

---

<sup>3</sup> Disposizioni per la sostituzione di automezzi e attrezzature azionati da motori endotermici con automezzi e attrezzature ad alimentazione elettrica, ibrida o ad idrogeno negli aeroporti individuati dall'articolo 1, comma 3, del regolamento di cui al decreto del Presidente della Repubblica 17 settembre 2015, n. 201.C. 2116, approvato dal Senato.



inquinanti (dove invece, un'elettrificazione pesante degli usi finali, mobilità compresa, potrebbero generare alti costi di integrazione e dis-ottimizzazioni del sistema energetico). Occorre inoltre far conoscere la tecnologia sia alla popolazione, sia al settore produttivo al fine di facilitarne la diffusione.

La definizione degli obiettivi nazionali per lo sviluppo della Mobilità Idrogeno in Italia, elaborati in questo "Piano Nazionale di Sviluppo", è basata su criteri specifici e su una modellazione analitica di dettaglio estesa fino al 31/12/2050, prendendo in considerazione i seguenti aspetti:

- obiettivi ambientali per la riduzione dei gas serra e delle emissioni inquinanti;
- futura flotta di mezzi a propulsione alternativa attesi per diversi orizzonti temporali e stima della domanda futura di idrogeno (secondo i principali scenari europei e internazionali di riferimento [8], [9], [10]);
- produzione dell'idrogeno e aumento della rete di alimentazione (cioè l'implementazione di un'infrastruttura adeguata) per favorire lo sviluppo della mobilità alternativa.

Riassumendo le principali conclusioni del piano, si prevede che lo scenario di vendita in Italia delle autovetture FCEV possa raggiungere uno **stock pari a circa 27.000 unità entro il 2025**. Per gli autobus, si vuole raggiungere uno **stock di circa 1.100 unità al 2025**. **Per la mobilità pesante si prevede di raggiungere uno stock veicoli di poco meno di 2000 unità per il 2030 e una sostituzione del 29 % del parco circolante per il 2050 (circa 50.000 unità)**. Lo scenario del trasporto passeggeri nel settore ferroviario prevede un'implementazione del vettore idrogeno in circa 20 unità al 2025, per arrivare ad una sostituzione di 100 locomotori diesel su tratte non elettrificate entro il 2050. Si può prevedere la sostituzione di ulteriori 200-250 locomotori, abilitando alcune condizioni incentivanti nel prossimo futuro, come un maggior supporto pubblico e la riduzione del costo del rotabile mediante soluzione di retrofitting o compatibili col servizio bimodale. Per quanto riguarda il mercato dei mezzi atti alla movimentazione di materiali, si prevede un inserimento graduale dei sistemi a celle a combustibile nel mercato, con uno stock mezzi di 2.750 unità al 2030 nello scenario più conservativo. Infine, all'interno della mobilità marittima, non si è voluto sviluppare alcuno scenario, data l'enorme varietà e tipologia di mezzi oltre che la bassa maturità in questo settore. Tuttavia, vengono proposte alcune azioni per identificare scenari applicativi reali anche in campo marittimo.

L'idrogeno può essere prodotto in maniera economicamente attrattiva mediante steam reforming da gas naturale (SMR) in impianti centralizzati oppure mediante elettrolisi dell'acqua in impianti centralizzati o in impianti on-site, facendo uso di elettricità da fonti rinnovabili o, esclusivamente nel periodo di prima applicazione, direttamente dalla rete. 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, prevedendo che tutta la nuova produzione di idrogeno avverrà mediante elettrolisi dell'acqua con elettricità prodotta da fonti rinnovabili. In tal senso, lo Scenario MobilitàH2IT permette una **rapida transizione** verso una produzione di **idrogeno senza emissioni di gas climalteranti**.

Attualmente, sono operative sul territorio italiano 3 stazioni di rifornimento di idrogeno: Bolzano (unica stazione a disporre di un impianto a 700 bar per rifornimento auto), Milano e Catania, queste ultime adatte per il rifornimento di mezzi di trasporto pubblico con impianti a 350 bar. Inoltre, altre 3 stazioni sono state realizzate a Roma, Mantova, Livorno e Sanremo ma non sono ancora funzionanti. Una stazione ad idrogeno ENI a San Donato Milanese, per la quale Toyota Motor Italia fornirà una flotta di 10 auto Mirai, sarà realizzata entro il 2019. Inoltre, grazie al protocollo di intesa firmato tra ENI, Toyota e la Città Metropolitana di Venezia, lo scorso 5 Settembre, ENI renderà operativa una stazione di rifornimento di idrogeno in una delle stazioni di servizio situate nel territorio comunale veneziano, che sarà individuata entro il 31 dicembre 2019, mentre Toyota metterà a disposizione una flotta di 10 Mirai che verrà rifornita nell'impianto ENI.



Per soddisfare la domanda, è prevista la realizzazione di **197 stazioni di rifornimento entro il 2025** (141 per autovetture e 56 per autobus) cui dovranno essere aggiunte quelle necessarie per il rifornimento di materiale ferroviario. 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 99-109 autovetture e fino a 10-11 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 al trasporto di massa. **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.

Il costo finale dell'idrogeno alla pompa è stato valutato come somma dei costi di produzione, trasporto, immagazzinamento e distribuzione. **La competitività del vettore idrogeno si manifesterà in tempi rapidi**, già nella fase iniziale con captive fleets, ancor più nel momento in cui si raggiungerà la maturità commerciale e l'idrogeno sarà distribuito in stazioni di grandi dimensioni.

La riuscita dello Scenario MobilitàH2IT è vincolata alla disponibilità sia di **incentivi pubblici UE&IT** (europei e nazionali) che di **investimenti privati e PL** (pubblici locali: regionali, provinciali, comunali). In particolare, sono previsti come necessari **finanziamenti pubblici UE&IT** pari a circa **418 M€ nel successivo periodo 2021-2025** di cui si stima il **40%** possa provenire da **fondi comunitari europei** e il **60 %** dovrà essere stanziato in **fondi nazionali italiani**.

Numerose fonti di finanziamento europee sono già attive e sono in attivazione nei prossimi anni, tra queste le principali sono:

- Horizon 2020: “Trasporti intelligenti, ecosostenibili e integrati”;
- Horizon Europe;
- Fondi strutturali e di investimento europei (451 miliardi di euro fino al 2020);
- Strumento di finanziamento rete transeuropea di trasporto TEN-T (24.05 miliardi di euro al 2020);
- Banca Europea per gli Investimenti (BEI)
- Fondi CEF
- IPCEI

In aggiunta, è in fase di definizione per il periodo 2021-2027 un programma di finanziamenti Horizon Europe relativamente alla creazione di “Institutionalized European Partnerships” su 12 aree ritenute prioritarie, tra cui quella del “Clean Hydrogen”. In virtù di tali partnership di lungo termine, l'Unione può prevedere, d'intesa con gli Stati membri interessati, la partecipazione a programmi di ricerca e sviluppo o creare imprese comuni o qualsiasi altra struttura necessaria alla migliore esecuzione di tali programmi per un budget totale di circa **100M€**.

Inoltre, anche le misure “non monetarie” rivestono un ruolo centrale nella completa implementazione di questo piano strategico. Tra queste la più significativa, riguarda l'esenzione degli oneri di rete per l'energia elettrica utilizzata prodotta da rinnovabile e usata per produrre H<sub>2</sub> via elettrolisi, lì dove produzione rinnovabile elettrica ed impianto di generazione H<sub>2</sub> non convergono nello stesso luogo.

La partecipazione ai tavoli di lavoro di questa iniziativa e l'interesse manifestato da numerose **aziende italiane** pone le basi per un **forte stimolo all'economia e all'occupazione italiana** per gli anni a venire. L'approvazione di questo Piano Nazionale di Sviluppo pone inoltre le basi per rendere il Paese Italia attrattivo e in grado di giocare un ruolo di primo piano a livello europeo, sulla strada della futura mobilità alternativa, nella tutela della salute dei suoi cittadini.

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

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

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**.

I trasporti dell'Unione Europea dipendono fortemente dai combustibili fossili, nel 2014 i carburanti derivati dal petrolio rappresentavano circa il 96 % circa [11] delle forniture totali di energia del settore, l'86% dei quali importati [12]. L'Europa è un grande importatore di petrolio, quasi 8 miliardi di barili di petrolio greggio sono stati importati nel 2018 [13]. L'Italia presenta un grado di dipendenza energetica tra i più elevati a livello europeo, 76.9% al 2013, in calo continuo fino al 74 % rilevato al 2018. Nel 2012, l'import di petrolio grezzo è stato pari a 68.81 milioni di tonnellate, calando al 2018 fino a 62.1 milioni di tonnellate anno. [14] La **spesa per benzina e diesel** è stata pari a **24.63 miliardi di euro** (Figura 1), mentre è salita a 27.56 miliardi di euro al 2018. [15]

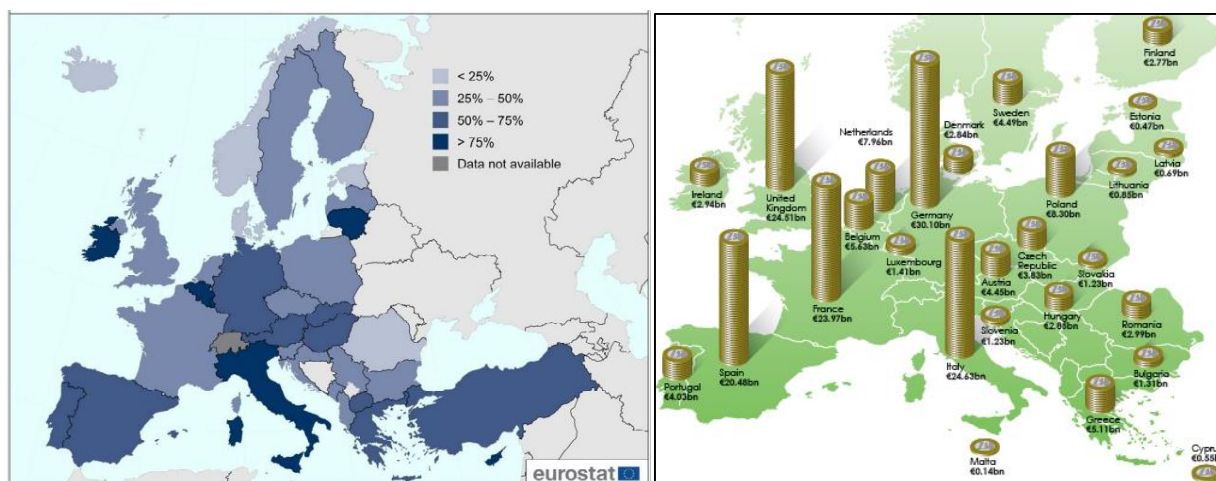


Figura 1: Dipendenza energetica nel 2014 e spesa dei paesi europei in benzina e diesel nel 2012. Fonte: EUROSTAT

La creazione di occupazione è una priorità per i responsabili politici di tutta l'Europa. Il miglioramento della bilancia commerciale europea e lo spostamento della spesa dalle zone a bassa intensità di lavoro ad aree con maggiore intensità di manodopera sono efficaci stimoli per la crescita in Europa. 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, 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 **30 % delle emissioni di gas serra dell'UE di cui il 72% è attribuito al trasporto stradale** [16].





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 [17]. 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 a rafforzare la sicurezza e la sostenibilità del suo sistema energetico adottando il quadro per il 2030 in materia di energia e clima [18]. 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 e vi sia un aumento dell'efficienza energetica del 32,5%. 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 delle **energie rinnovabili ad almeno il 32% del consumo energetico dell'UE entro il 2030** [19].

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 [20]. Entro la metà del secolo **l'energia dovrebbe essere per quasi il 100 % a zero emissioni di carbonio**, assicurando la neutralità tecnologica delle soluzioni adottate, incluso l'uso di fonti energetiche tradizionali con tecnologie di cattura del carbonio. In questo contesto, 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 di gas climalteranti dei trasporti dell'UE è prodotto 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**. L'Europa ha conseguito il tema della qualità dell'aria ambiente mediante diverse direttive [21], tra cui la promozione di veicoli puliti e a basso consumo energetico nel trasporto su strada [22] [23], l'introduzione di limiti di emissione nel settore ferroviario per i NRMM (non-road mobile machinery) dotati di motori diesel (direttiva europea 97/68/EC) e gli aggiornamenti direttiva 2004/26/EC. Con tali manovre, 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. Tuttavia, va menzionato come anche nel trasporto marittimo ci debba essere una richiesta alle autorità nazionali per dare il via ad un processo che possa portare in breve tempo alla pubblicazione di direttive di settore con la conseguente apertura del mercato. I tavoli tecnici a capo degli enti normatori sono le risorse propedeutiche alle attività di stesura delle norme tecniche e questi ne curano inoltre le revisioni quando richiesto dalle autorità od autonomamente con il progresso della tecnologia e del mercato.

Per quanto riguarda la movimentazione materiali, dal momento che anche questa contribuisce all'inquinamento dei luoghi di lavoro, è posta sotto attenzione del D.Lgs. 81/08 "Testo unico in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro" [24]. Relativamente ai carrelli elevatori, occorre considerare il loro apporto all'inquinamento degli ambienti lavorativi in caso di utilizzo di mezzi a motore a combustione. Essi infatti emettono gas o fumi di scarico (principalmente di monossido di carbonio e anidride carbonica) altamente tossici e pertanto di norma ne è vietato l'uso in zone chiuse o con scarso ricambio di aria.



Anche nei porti per container, che sono ubicati in prossimità di centri abitati, la qualità dell'aria è motivo di preoccupazione, sia per le emissioni delle navi, sia per quelle dei carrelli elevatori a combustibile tradizionale.

Nell'Ottobre del 2016 è entrato in vigore il regolamento del Parlamento Europeo 2016/1628 [25] relativo alle prescrizioni in materia di limiti di emissione d'inquinanti gassosi e di particolato per i motori a combustione interna destinati alle macchine mobili non stradali come i carrelli elevatori.

Per la prima volta tali restrizioni si applicano non soltanto ai motori diesel, ma anche a quelli ad accensione elettrica (come quelli a benzina). Il Regolamento prevede limiti di emissioni più restrittivi, soprattutto per quanto riguarda le polveri sottili e nuovi periodi di transizione. Muovendosi nella direzione di dare attuazione a queste normative e spinti da una maggiore attenzione all'ambiente, alcuni grandi gruppi di logistica operanti in Italia iniziano a manifestare interesse alla sostituzione dei loro carrelli elevatori a motore endotermico con quelli elettrici, anche a celle a combustibile, visti i vantaggi di questi ultimi di rapidità di ricarica e prestazioni. Rimane il problema che, al momento, le prescrizioni di cui sopra valgono per i carrelli nuovi immessi sul mercato. Poiché la vita di tali carrelli può arrivare anche a 20 anni, in assenza di qualche iniziativa ad hoc, passeranno diversi anni prima che, dal punto di vista ambientale, si possano apprezzare i risultati ottenuti dall'aver imposto limiti più restrittivi alle emissioni.

## 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>4</sup>:

- 1) **evitando i trasporti** privati, 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 incluso il biometano sia in forma liquida che gassosa, nelle varie forme di mobilità.

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 quadro della mobilità stradale, dal 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. Tale obiettivo è stato raggiunto nel 2015 ed i dati EEA riportano che le nuove autovetture immatricolate nel 2015 emettevano in media 119.6 grammi di CO<sub>2</sub>. 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 2020 e di imporre sanzioni alle case automobilistiche che non sono in grado di soddisfare le restrizioni richieste in materia di emissioni. La legislazione di riferimento è REGOLAMENTO (CE) n. 443/2009 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 23 aprile 2009 che definisce i livelli di prestazione in materia di emissioni delle autovetture nuove nell'ambito dell'approccio comunitario integrato finalizzato a ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub>, modificato dal Regolamento (UE) n. 397/2013 della Commissione, del 30 aprile 2013, e dal Regolamento (UE) n. 333/2014 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 marzo 2014. In

---

<sup>4</sup> Sulla base dell'IEA ETP Avoid-Shift-Improve concept



ambito ferroviario, uno dei primi interventi europei riguardo le emissioni inquinanti del settore risale al 1997 con la Direttiva (97/68/EC), con continui aggiornamenti fino allo stage V, in vigore dal 2019, con specifiche ancora più stringenti e diffuse a più taglie di locomotori. In ambito trasporto merci, al fine di tracciare e verificare l'andamento della mobilità pesante su gomma, a partire dal 1 gennaio 2019 tutte le vendite sono registrate tramite il software VECTO, il cui modello calcola il valore di emissioni medie di ogni veicolo venduto in ciascun Paese in base alle caratteristiche del veicolo (motorizzazione, percorrenza, consumi, etc.), tenendo in considerazione anche gli inquinanti classici (particolato, NO<sub>x</sub>, CO, idrocarburi incombusti, etc.) e prevedendo primarietà per la presenza di combustibili rinnovabili (ad es. biometano). In ambito navale, l'IMO (International Maritime Organization) ha per la prima volta espresso l'importanza di operare verso una transizione ad una "economia green" nel corso della conferenza dell'UN sullo sviluppo sostenibile di Rio de Janeiro del 2012 (RIO+20) [26] [27]. La Convenzione internazionale per la prevenzione dell'inquinamento causato da navi (MARPOL), nata per prevenire l'inquinamento del mare, non considera a tutt'oggi le emissioni di gas serra del settore navale. L'IMO si è quindi dotata di una serie di strumenti atti a ridurre le emissioni nocive da prima (NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, PM principalmente mediante l'introduzione delle aree SECA ed ECA e la riduzione a livello globale della percentuale di zolfo nel combustibile dal 3,5% all'0,5%) ed a valutare l'impatto dello shipping in termini di gas serra mediante l'introduzione del registro delle emissioni di CO<sub>2</sub> (IMO DCS). Parallelamente, la Commissione Europea ha emanato uno strumento simile, l'MVR [28]. Altre misure indirette per il controllo delle emissioni di gas ad effetto serra sono state introdotte dall'IMO mediante il SEEMP (Ship Energy Efficiency Management Plan) ed il EEDI (Energy Efficiency Design Index), ma solo nel 2018 il MEPC (Marine Environment Protection Committee) dell'IMO ha introdotto e adottato una vera strategia di riduzione delle emissioni di GHGs dello shipping con obiettivi chiari: 50% di riduzione delle emissioni GHGs rispetto ai livelli del 2018 entro il 2050. Per quanto riguarda la movimentazione materiali, le loro emissioni ricadono nel computo di quelle più generali che avvengono nei luoghi di lavoro quindi sotto le legislazioni dei singoli paesi. Da qui nasce l'impulso alla loro riduzione attraverso la sostituzione con veicoli elettrici ed elettrici a celle a combustibile che utilizzano Idrogeno come combustibile. La Ue ha comunque dimostrato la sua attenzione anche a questo settore sia con l'emanazione del già citato regolamento del Parlamento Europeo 2016/1628, sia con finanziamenti dedicati al fine di valutare la possibilità effettiva di sostituzione dei tradizionali carrelli elevatori e dei mezzi di movimentazione di bagagli per aeroporti.

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 2).

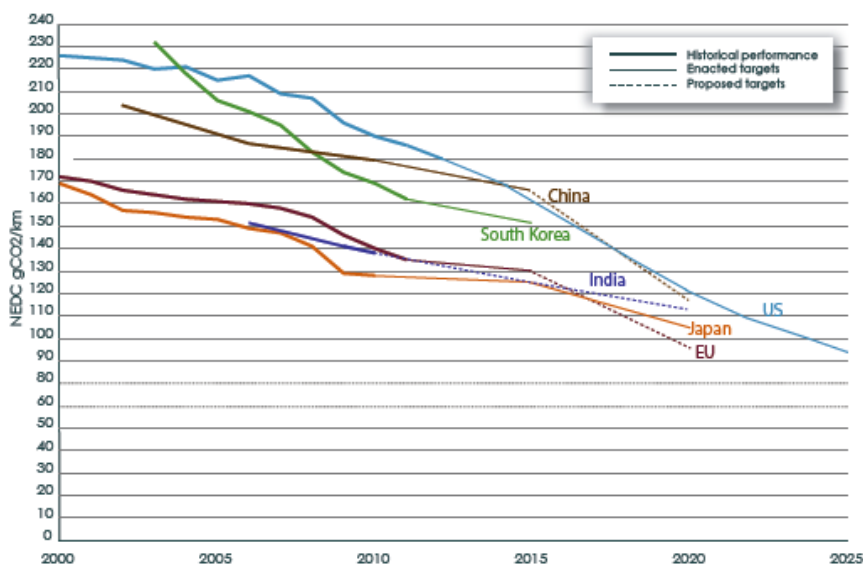


Figura 2: Standard di emissione dei veicoli leggeri nei diversi mercati mondiali



Il Libro bianco della Commissione Europea del 28 marzo 2011, “Tabella di marcia verso uno spazio unico europeo dei trasporti - Per una politica dei trasporti competitiva e sostenibile” [29], 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, “Energia pulita per il trasporto, una strategia europea in materia di combustibili alternativi” [2], **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 [30] 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, “CARS 2020: piano d'azione per un'industria automobilistica competitiva e sostenibile in Europa” [31], 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** [3] 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 stabiliva 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 5 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. Alla considerata 14 viene inclusa anche le mobilità non su strada quale quella marittima, citando come esempio le imbarcazioni. Punto fondamentale della direttiva, risiede nella considerata 65, dove viene citato il concetto di neutralità tecnologica, dove l'obiettivo di diffusione della mobilità alternativa in Europa è primario e deve essere perseguito attingendo all'intero ventaglio delle soluzioni tecnologiche attualmente disponibili.

In Italia, il recepimento della Direttiva DAFI 94/2014 del 22 ottobre 2014 sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi è stato decisivo per un'apertura verso l'autotrazione ad idrogeno. Il 14 gennaio 2017 è entrato in vigore il Decreto Legislativo 16 dicembre 2016, n. 257 di attuazione della Direttiva DAFI che ha fissato importanti obiettivi per lo sviluppo dell'infrastruttura. L'articolo 5, specificamente rivolto alla fornitura di idrogeno per il trasporto stradale, ha previsto al comma 1 la creazione di un adeguato numero di punti di rifornimento per l'idrogeno, accessibili al pubblico, entro il 31 dicembre 2025. In attuazione di quanto previsto dall'art. 5 comma 3 del D.Lgs. di recepimento della DAFI, è stata aggiornata la normativa tecnica di riferimento, con la pubblicazione, in Gazzetta Ufficiale n. 257 del 5 novembre 2018 del Decreto del Ministero dell'Interno 23 ottobre 2018 "Regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione di idrogeno per autotrazione" che ha aggiornato la Regola tecnica, che risaliva al 2006.



## 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 70 milioni di tonnellate di idrogeno [6] sono prodotte sul nostro pianeta [32], prodotto quasi esclusivamente dai combustibili fossili, dal 6% e dal 2 % della produzione di globale di gas naturale e carbone. 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>

Un dato aggiornato è riportato dallo studio McKinsey per SNAM, dove al 2019, risulta un consumo di idrogeno in Italia pari a circa 16 TWh annuali, pari a circa 480,000 t/anno [33], di cui circa 8500 t/anno risultano commercializzati in bombole, forma liquida e in apposite tubature.<sup>5</sup>

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<sub>2</sub>O oppure nel metano come CH<sub>4</sub>) sia abbondante in natura, è necessario utilizzare dell'energia per generare idrogeno puro (H<sub>2</sub>). 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<sub>2</sub>O) 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'intero 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

<sup>5</sup> Fonte: Assogastecnici - Associazione Italiana Aerosol 2019



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 celle a combustibile (FCEV) non emettono né CO<sub>2</sub> né altri inquinanti particolarmente dannosi per la salute umana (NO<sub>2</sub>, polveri sottili)**. A questi importanti benefici si aggiunge un effetto, seppur minore, di purificazione dell'aria aspirata dai sistemi a cella a combustibile. Quest'ultimo è infatti dotato di filtri estremamente selettivi per evitare l'ingresso di polvere e di ogni tipo di contaminante all'interno delle celle a combustibile. Considerando a titolo di esempio che su un mezzo pesante siano immagazzinati 35 kg di idrogeno e che il sistema a celle a combustibile operi con rapporto aria/combustibile tipico di circa 70 kg di aria per kg di idrogeno, nell'arco del consumo di un pieno vengono purificati circa 2000m<sup>3</sup> di aria, pari alla quantità di aria respirata da 160 persone in un giorno. Nella percorrenza annua di un mezzo di questo genere (che è tipicamente dell'ordine dei 100.000 km), viene purificato un quantitativo oltre 200 volte superiore, pari a circa 430.000m<sup>3</sup> di aria

La produzione di idrogeno da energia elettrica con la possibilità di trasportarlo e di stoccarlo, potrebbe rappresentare una **valida opzione per aumentare la flessibilità del sistema energetico**, consentendo l'utilizzo di elevate quote di fonti rinnovabili non programmabili (fotovoltaico, eolico) con minor costi di integrazione per il sistema energetico e un'ottimizzazione nel suo complesso. L'energia elettrica da variable renewable energy (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'utilizzo di tutte le infrastrutture di trasporto energetiche (energia elettrica e gas), la flessibilità nella produzione, la gestione della domanda (DSM, Demand Side Management) e la possibilità di stoccaggio possono essere elementi a favore dello sviluppo dell'idrogeno per garantire il fabbisogno energetico incluso il bilancio elettrico e la qualità del servizio di distribuzione, sebbene debbano essere utilizzati in base alla loro performance economica.

Le **tecnologie basate sull'idrogeno sono adatte per applicazioni di storage di energia su grande scala**, alla scala dei megawatt, che coprono tempi di stoccaggio da orari a stagionali (Figura 3). Tale approccio viene indicato come **power to power (P2P)** dove il vettore elettrico viene trasformato in idrogeno tramite elettrolisi, stoccata e ri-elettrificata quando necessario mediante cella a combustibile.

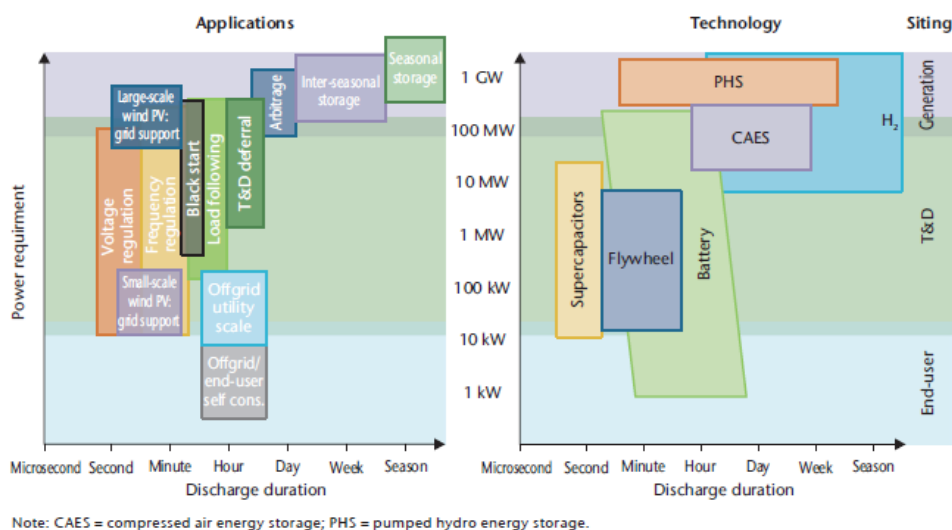


Figura 3: Applicazioni e tecnologie per lo stoccaggio elettrico. [8]



Tuttavia, il paradigma Power-To-Power non è l'unico possibile:

- **Power to gas:** l'energia elettrica si trasforma in idrogeno tramite elettrolisi, esso viene quindi miscelato nella rete del gas naturale o trasformato in metano sintetico;
- **Power to Hydrogen:** l'elettricità viene trasformata in idrogeno utilizzato come combustibile per FCEV nel settore dei trasporti o utilizzato direttamente come materia prima, ad esempio nell'industria della raffinazione o nell'industria chimica.

In un recente studio di ENEA [34], 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 ENEA è riassunto in Tabella 2.

Tabella 2: Scenario ENEA 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>6</sup></b>	<b>0.77</b>	<b>0.92</b>	<b>2.12</b>	<b>3.93</b>

La "Proposta di Piano Nazionale Integrato Per l'Energia e il Clima" (PNIEC) [35] del 2018 prevede il superamento del 14% di energia da FER per il settore dei trasporti entro il 2030, target imposto dalla Direttiva REDI II [36]. In particolare, il contributo dell'idrogeno nel settore dei trasporti è stimato essere l'1% della produzione totale da FER. Inoltre, il PNIEC fornisce un'indicazione di uso differenziato suggerendo 0,8% di idrogeno immesso in rete gas o trasformato in metano e 0,2% utilizzato direttamente per auto, bus e treni. I dati per Idrogeno nel settore di trasporti sono riportati in Tabella 3, mentre una panoramica più ampia è riportata in Figura 4, proveniente dallo studio McKinsey per SNAM.

<sup>6</sup> Definito come rapporto fra "Capacità FER non programmabili" e "Consumo a mezzogiorno nel giorno di minimo carico"





EXHIBIT 4 – POSSIBLE EVOLUTION OF HYDROGEN DEMAND IN ITALY.

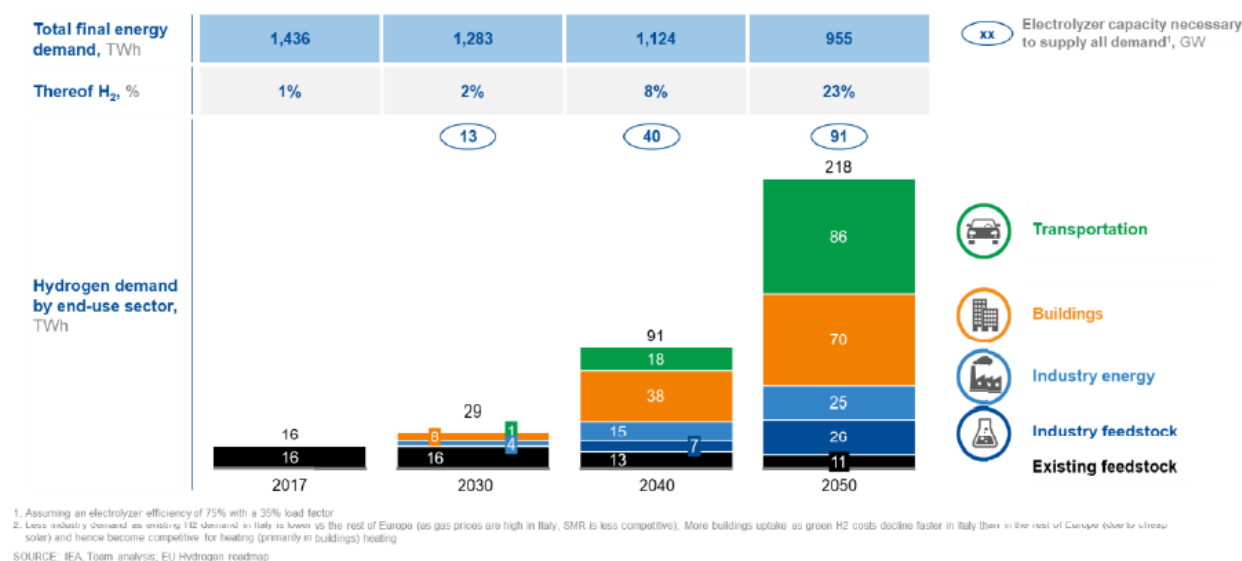


Figura 4: Previsione di utilizzo dell'idrogeno nel settore dei trasporti al 2040 e al 2050. [33]

Tabella 3: Contributo FER nel settore dei trasporti fino al 2030. Dati dal report PNIEC.

	2016	2017	2025	2030
<b>Idrogeno Trasporti (MWh)</b>	23911,28	19363,95	48287,76	69233,39

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 7.1.1 e 7.1.2 sono state rispettivamente approfondite le seguenti tematiche:

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

## 2.2 Stato tecnologico attuale e prospettive future

### 2.2.1 L'idrogeno per la mobilità

#### 2.2.1.1 Mobilità leggera: auto e veicoli

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 le auto ibride in cui l'energia di frenata viene recuperata e accumulata in una batteria. L'alimentazione elettrica della batteria viene usata successivamente per ridurre la domanda di picco della cella a combustibile in accelerazione e per ottimizzare l'efficienza operativa.



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 rifornimento inferiori ai 5 minuti.**

Nonostante i costi dei veicoli FCEV siano ad oggi elevati<sup>7</sup>, **il costo è previsto convergere entro il 2030 con quello delle altre tecnologie di alimentazione, grazie ad economie di scala (Figura 5, [37]).**

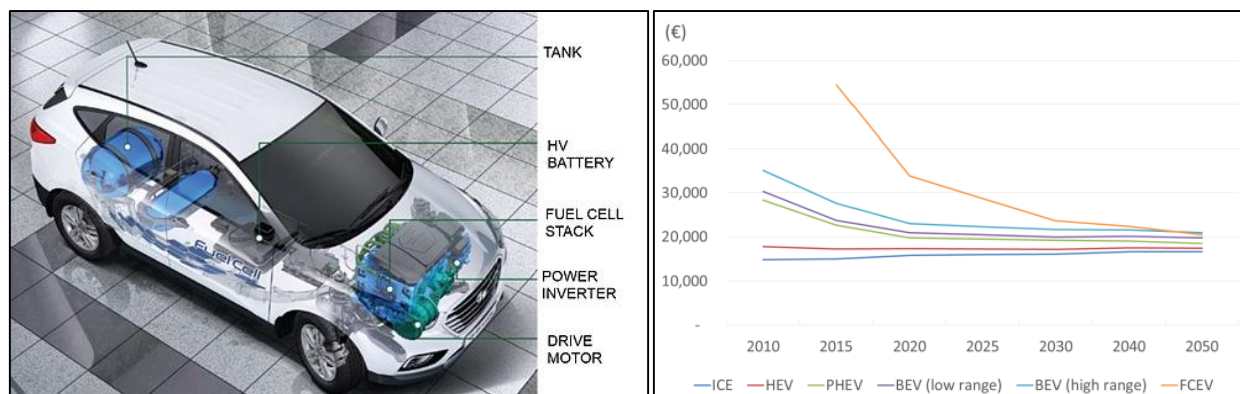


Figura 5: Componenti di un'auto FCEV e previsioni di costo delle autovetture per tecnologia di alimentazione in Europa

A conferma dell'interesse nella tecnologia FCEV, **le maggiori aziende automobilistiche mondiali hanno già integrato la tecnologia delle celle a combustibile ad idrogeno nei loro piani strategici.** La maggior parte di questi costruttori ha 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 6).

In termini di diffusione, fonti IEA conteggiano come attualmente in circolazione circa 12,952 veicoli a cella a combustibile nel mondo al 2018 (intesi come autovetture, bus, truck, etc.). Distribuiti nel seguente modo: 42 % nel nord America, 43% in Asia (2926 in Giappone, 900 in Corea e 1791 in Cina) e il restante 11 % in Europa (487 in Germania, 324 in Francia e il restante diviso fra gli altri paesi della comunità). [38] Da sottolineare come sebbene nel resto del mondo, i veicoli a cella a combustibile siano generalmente adibiti al trasporto passeggeri, in Cina, l'applicazione principale è per i veicoli commerciali.

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 a celle a combustibile. 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). Al 2019 sono stati venduti 9.685 nel mondo, di cui 3.183 in Giappone e 6.502 nel resto del mondo. Nel Nord America 5.888 e 599 in Europa. In Italia sono state commercializzate 6 unità. Nel 2020 verrà lanciata la seconda generazione

<sup>7</sup> I prezzi annunciati fino ad oggi sono stati fissati, per le autovetture, a circa 60,000 euro.



di Mirai che grazie al perfezionamento del sistema di celle a combustibile e all'utilizzo di serbatoi per l'idrogeno più grandi, aumenterà la propria autonomia del 30%.

Riguardo le case europee, Mercedes ha presentato a novembre 2018 la nuova Mercedes GLC F-Cell che possiede due serbatoi in fibra di carbonio con capacità di stoccare 4,4 kg di idrogeno e che possono essere riempiti in soli 3 minuti.

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

### 2.2.1.2 Mobilità pubblica: autobus

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. Inoltre, per le Olimpiadi di Tokio 2020, nel corso della quale il governo intende dare una dimostrazione del programma 'Società dell'idrogeno', Toyota metterà a disposizione, una flotta di 100 autobus ad idrogeno 'Sora' (Figura 7). 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.

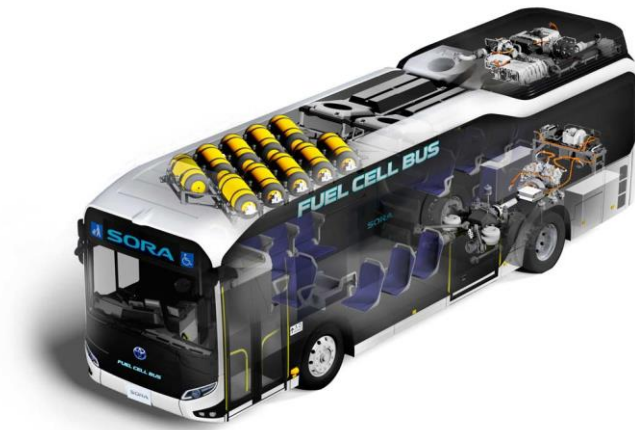


Figura 7: Autobus “SORA”.

**Negli ultimi 15 anni, in Europa, sono stati operativi autobus FCEV su più di 8 milioni di km, dimostrando che la tecnologia funziona, è flessibile, operativa e sicura.** Un totale di 77 autobus FCEV sono operativi<sup>8</sup> (Figura 8). 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.

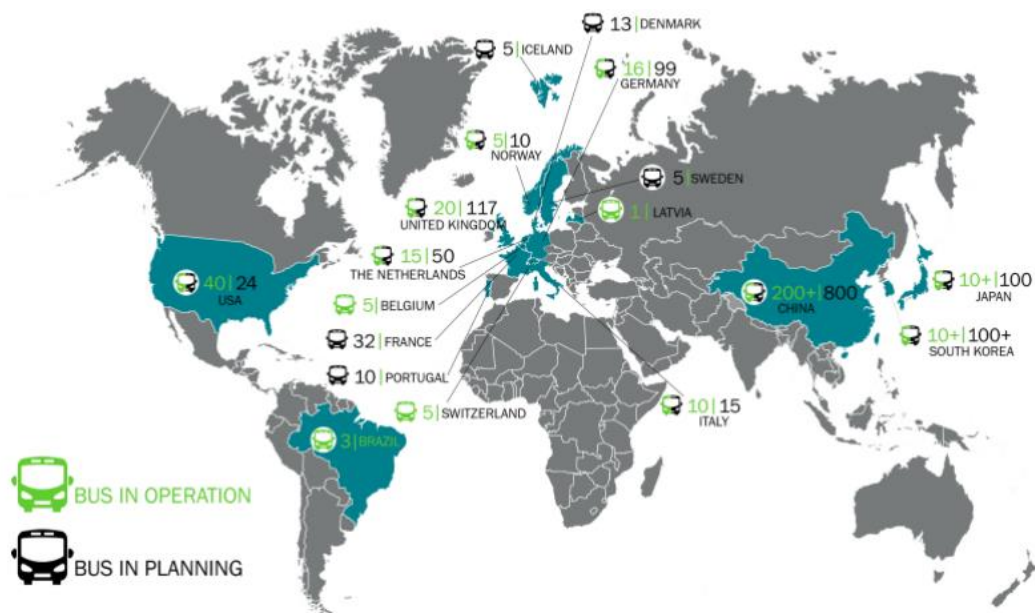


Figura 8: Autobus FC attualmente in servizio o in procinto di esserlo in Europa

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. A tale proposito si cita come per il 2022 si preveda la messa in operatività di circa 291 bus all’interno ai progetti europei JIVE 1 e JIVE 2.

<sup>8</sup> Dati provenienti da presentazione Ballard:

<https://static1.squarespace.com/static/5b02e08a506fbe726e4dbbd2/t/5d1ac7a3768fab00013e22f9/1562036135768/Ballard+Ohio+Fuel+Cell+Symposium+2019-+2019-06-27.pdf>



### 2.2.1.3 Mobilità pesante: camion e TIR

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 [39]) potrebbero essere sostituiti con impianti propulsivi costituiti da celle a combustibile e motori elettrici. Tale soluzione risulta vantaggiosa rispetto all'ipotesi di trasporto merci tramite veicoli elettrici plug-in a batteria sia in termini di carico utile sia in termini di consumi. A parità di 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 [40].

L'autonomia dei veicoli a celle a combustibile ad idrogeno risulta facilmente simile a quella dei veicoli tradizionali a gasolio, installando a bordo serbatoi con capienza compresa tra 30 e 100 kg di idrogeno. Tali serbatoi, nella versione pressurizzata più diffusa (a 350 o 700 bar) possono essere disposti in varie posizioni nel layout del mezzo senza compromettere il carico utile [41].

In anni recenti, diverse società hanno iniziato a proporre veicoli pesanti a celle a combustibile a idrogeno, in particolare nelle classi con PTT più elevati (> 16 t), dove è riconosciuta l'impossibilità di garantire il payload (massa netta di merce trasportata) e la percorrenza (superiore a 300-400 km) pari agli attuali con veicoli a batterie. Si tratta sia di costruttori storici di veicoli pesanti (ad es., Scania e Kenworth) sia di nuove società concentrate esclusivamente sulle soluzioni a idrogeno (ad es., Nikola). I principali modelli e progetti presentati sono elencati in Tabella 5, insieme alle caratteristiche comunicate del sistema propulsivo. Si noti che molti progetti nascono con un partner industriale/logistico interessato all'impiego in tempi rapidi di questi mezzi (ad es., l'accordo ESORO-COOP in Svizzera).

Generalmente, la potenza media richiesta da un veicolo pesante è 2-4 volte superiore alla potenza di un veicolo leggero (160-360 kW nelle classi a PTT maggiori). Uno studio dell'*Argonne National Laboratory* (USA), presentato nel 2016, ha avuto lo scopo di dimensionare i diversi componenti del gruppo motopropulsore di veicoli pesanti di diverse classi, assumendo che lo stack PEM fornisse potenza in continuo e la batteria assistesse lo stack solo nelle accelerazioni, che sono i momenti nei quali è richiesta la maggiore potenza [42]. I valori ottenuti per la classe di veicoli da 7 t sono riportati in Tabella 4.

Tabella 4: Taglie dei componenti del gruppo motopropulsore di veicoli pesanti da 7 t, da studio ANL [42].

Componente	Taglia
Motore elettrico - Potenza massima [kW]	218
Fuel cell stack - Potenza nominale [kW]	164
Batteria - Potenza nominale [kW]	54
Batteria - Capacità (energia) [kWh]	1.43

È importante notare che il sistema a celle a combustibile PEM per veicoli pesanti può essere realizzato a partire da due o più moduli da circa 80-90 kW, che sono potenze tipiche degli stack utilizzati sui veicoli leggeri. Tuttavia, una differenza sostanziale rispetto a questi ultimi è la richiesta di una maggiore durabilità, che si aggira intorno alle 25.000 ore, rispetto alle 5.000 ore dei veicoli leggeri. Di conseguenza, come riportato in uno studio promosso dal DOE [43], occorrerebbe agire sulla cella, aumentandone il contenuto di platino e lo



spessore della membrana polimerica e operare il sistema ad una temperatura di 60-70°C, rispetto ai 90°C degli stack per veicoli leggeri.

Una possibile strada alternativa a questo problema, valutata da diverse case automobilistiche [44] sarebbe utilizzare lo stesso stack, realizzato e ottimizzato per i veicoli leggeri, considerando la possibilità di sostituire i moduli nel corso della vita utile; questa opzione diviene plausibile quando la produzione di stack, superando le 500.000 unità/anno, permetterà di ridurre a sufficienza i costi unitari degli stack (fino a obiettivi dell'ordine di 40 €/kW). In corrispondenza di questo, una strategia prevede il recupero di componenti nella fase di sostituzione, quali i piatti bipolari, che rappresentano un'importante voce di costo dello stack (circa il 30%), oltre al recupero del platino dagli elettrodi.

Tabella 5: Principali modelli di veicoli pesanti a celle a combustibile proposti.

	 ESORO/MAN (coop)	 Scania (Asko)	 VDL (Colruyt / Interreg)		 Hyundai (H2E)	 Nikola-CNH	 Toyota/Kenworth (LA Port)
Nazione	Svizzera	Svezia	Paesi Bassi / Belgio		Corea Sud / Svizzera	USA / UE	Giappone / USA
Disponibilità	In strada dal 2018	Q4-2019/Q1-2020	2020		2020-2025	2022	In strada da Q1 2019
Taglia (PTT)	34 t	27 t	44 t	27 t	34 t	36 t	36 t
Autonomia	400 km	500 km	350 km	400 km	400 km	700-1200 km	482 km
Ricarica	10 min				7 min	15 min	
Potenza motore	250 kW	390 kW		210 kW	350 kW	750 kW	495 kW
Fuel Cell	100 kW	90 kW	88 kW	88 kW	190 kW	300 kW	226 kW
Batteria	120 kWh	56 kWh	72 kWh	82 kWh		320 kWh	12 kWh
Serbatoi H2	35 kg (350 bar)	33 kg	30 kg		33 kg	100 kg	55 kg (700 bar)
Consumi	7,5 - 8 kg/100 km					4,6 kg/100 km	

A titolo di esempio, nella Tabella 5, il progetto sperimentale 'Portal' siglato tra Toyota e Kenworth nel 2019, prevede lo sviluppo di un modello di camion per il mercato USA, basato sul Kenworth T680 Class 8, giunto alla terza serie di progettazione ed equipaggiato con 2 stack PEMFC (identici a quelli sviluppati per la Toyota Mirai) e una batteria da 12 kWh.

Altri prototipi e studi, realizzati in questi ultimi anni, hanno visto la progettazione di gruppi motopropulsori con un alto grado di ibridizzazione, dove il sistema a celle a combustibile è accoppiato ad una batteria di dimensioni significative. Si consideri, ad esempio, nella categoria dei mezzi da 34 t, il camion realizzato per la COOP svizzera dalla ESORO su base veicolo MAN, in cui è stato installato un pacco batterie da 120 kWh, a fronte di uno stack di celle a combustibile capace di produrre una potenza di 100 kW (primi veicoli in uso dal 2018).

Un'altra iniziativa di rilievo è quella della società statunitense Nikola, che con aggressive campagne di marketing propone mezzi ad elevate performance nella categoria 36 t, prevedendo modelli specifici anche per il mercato europeo (*Nikola Tre*). Le versioni con prestazioni più elevate dichiarano autonomie fino a 1900 km e utilizzano un sistema a celle a combustibile da 300 kW abbinato ad una batteria da 320 kWh. A settembre 2019, il gruppo CNH Industrial ha annunciato un investimento di 250 milioni di dollari nella società statunitense Nikola, pari a poco più del 6% del valore azionario, finalizzato allo sfruttamento di sinergie per lo sviluppo dei veicoli e per l'accesso ai canali di vendita nelle due rispettive aree geografiche (Nord America ed Europa). In particolare, l'obiettivo a breve termine è lo sviluppo e commercializzazione congiunti di un

mezzo (trattore stradale, categoria oltre le 16 t) per il mercato europeo, mantenendo l'orizzonte temporale già dichiarato da Nikola per il mercato statunitense (2021-2022).

Al di là della scelta del grado di ibridizzazione, ciò che si aspetta nei prossimi anni è che, per lo sviluppo e una maggiore competitività dei veicoli pesanti a idrogeno, sarà fondamentale l'esperienza tecnologica acquisita su veicoli leggeri e bus, in particolare, per ciò che riguarda la vita utile, il costo e il volume di produzione.

Con riferimento all'Italia, le società del gruppo CNH Industrial (IVECO, FPT Industrial) hanno avviato iniziative legate alla tecnologia idrogeno. Nell'ambito dello sviluppo dei powertrain abilitanti per la diffusione di mezzi a idrogeno, nel 2018 FPT Industrial ha presentato (a settembre al Salone dei veicoli industriali IAA di Hannover e a novembre durante il Tech Day 2018 presso il CNH Industrial Village di Torino) il concept per un sistema di propulsione a celle a combustibile a idrogeno (Made in Italy). Il sistema (v. Figura 9) è formato da serbatoi d'idrogeno, un modulo di celle a combustibile, un pacco batterie agli ioni di litio, un asse motorizzato E-Axle e un sistema di gestione dell'energia dedicato. La potenza massima erogata è di 400 kW, mentre il sistema di gestione dell'energia regola la fornitura di energia al motore elettrico da parte di celle a combustibile e batterie, arrivando a garantire un'autonomia di circa 800 km.



Figura 9: Prototipo di sistema di propulsione a celle a combustibile a idrogeno sviluppato da FPT Industrial

La maggior parte dello sforzo di R&S descritto nelle sezioni precedenti si è concentrata nello sviluppo della tecnologia, considerando che la destinazione d'uso esiste, il mercato di interesse (movimentazione merci) non sembra destinato a contrarsi e la richiesta di soluzioni a zero emissioni è spinta sia dalle direttive europee sia dalle scelte aziendali.

Dal punto di vista economico, le iniziative di diffusione di flotte di veicoli pesanti a idrogeno fino ad ora avviate sono frutto di accordi privati tra produttori dei mezzi e aziende utilizzatrici, i cui dettagli economici non sono pubblici e tra i cui scopi vi è il test e la dimostrazione della tecnologia. Alcuni progetti prevedono finanziamenti pubblici ad esempio, sin dal 2017 il Progetto Zero and Near-Zero Emissions Freight Facilities (ZANZEFF) finanziato con 41 milioni di dollari dalla California Air Resources Board ha già prodotto due diversi modelli Toyota/Kenworth, uno che ha debuttato nel 2017, e un secondo nel 2018. I primi esemplari di un gruppo di 10 veicoli, frutto di questa collaborazione, sono stati introdotti presso il Porto di Los Angeles per le attività logistiche interne. Nell'aprile 2019 è arrivata la terza versione del veicolo. I costi commerciali dei



veicoli restano quindi incerti, ma i principali report di evoluzione del settore riportano che i maggiori costi d'investimento per il mezzo siano bilanciati da un minor costo operativo in termini di TCO (Total Cost of Ownership, comprendente combustibile e manutenzione), simile a quanto osservato nella diffusione dei veicoli pesanti alimentati a gas naturale liquefatto (GNL).

È importante notare che il mercato di riferimento è tradizionalmente attento ai costi operativi e all'affidabilità (nell'ottica che "un giorno di fermo è un costo") rispetto ai soli costi d'investimento.

Tra i pochi valori economici resi noti, la statunitense Nikola prevede di offrire il modello Nikola One (modello Class 8 per il mercato nord-americano) a partire dal 2021 a un prezzo di 375.000 \$ (pari a circa 340,000 €), grazie a forti economie di scala e un business model basato sullo sviluppo congiunto di veicoli e infrastruttura di rifornimento. Allo stesso modo, nel calcolo del TCO, il costo del combustibile riveste un ruolo chiave, ma l'effettivo prezzo dell'idrogeno alle stazioni di rifornimento dipende dal loro stesso sviluppo e dalle scelte di politica economica in termini di tassazione e accise.

Occorre segnalare che l'aspetto ambientale è essenziale: nell'ottica di drastica riduzione delle emissioni, come previsto dai panel intergovernativi mondiali e dalle direttive UE, le alternative per il trasporto pesante a zero-emissioni sono estremamente ridotte. In particolare, non appare verosimile l'utilizzo di tecnologia a batterie per veicoli pesanti delle classi di PTT maggiore la cui distanza tipica di viaggio sia superiore ai 300-400 km.

#### **2.2.1.4 Mobilità ferroviaria: treni passeggeri**

Il **trasporto ferroviario**, , rappresenta un settore dove la mobilità ad idrogeno si sta facendo riconoscere come valida alternativa ai mezzi di trasporto standard sulle linee non elettrificate in ambito europeo. In questo contesto, le tecnologie Fuel Cell sono sempre più riconosciute come mature e robuste commercialmente, come dimostrato dai treni ad H<sub>2</sub> presenti in Germania ed in introduzione in altri paesi Europei.

Sebbene la gran maggioranza delle linee ferroviarie europee sia elettrificata e che la maggioranza dei servizi di trasporto offerti avvenga su di esse, i treni ad idrogeno sono considerati da molti studi e scenari come competitivi per quelle tratte non coinvolte da elettrificazione e da bassa frequenza di servizio, in sinergia con le lunghe percorrenze, e comunque entro i limiti di autonomia imposti dai serbatoi a bordo e dall'efficienza della tecnologia. Tali condizioni sono molto diffuse nel trasporto ferroviario, rendendo la mobilità ferroviaria ad idrogeno interessante dal punto di vista economico e un'ottima opportunità per decarbonizzare ulteriormente questo settore del trasporto pubblico.

L'analisi del contesto normativo relativo all'idrogeno e alle sue tecnologie fa emergere che il processo di standardizzazione è in continua evoluzione non solo da un punto di vista degli impianti di produzione, stoccaggio e rifornimento ma anche da un punto di vista del trasporto automobilistico. Invece, per quanto riguarda l'applicazione specifica al campo ferroviario, finora non si hanno norme tecniche specifiche per il materiale rotabile a cui fare riferimento ai fini del dimensionamento a regola d'arte dei veicoli ferroviari con trazione elettrochimica. Inoltre, andranno approfondite le modalità di applicazione delle Specifiche Tecniche di Interoperabilità, facendo riferimento il caso tedesco, in modo da effettuare tutte le valutazioni e certificazioni finalizzate alla messa in esercizio dei treni a idrogeno anche sulla rete ferroviaria italiana.

Alstom è leader di questo settore, con l'introduzione dei primi modelli di treno alimentati ad idrogeno su alcune tratte tedesche con sistemi a celle a combustibile. Dal 2018, 2 treni ad H<sub>2</sub> sono entrati in servizio lungo una tratta ferroviaria di circa 100 km in Bassa Sassonia per servizio passeggeri.





Figura 10: ALSTOM Coradia-iLINT

Il governo francese si propone di investire nella mobilità ferroviaria ad idrogeno con un primo treno sulla propria rete entro il 2022, mentre il governo britannico sta attivamente sostenendo lo sviluppo del primo locomotore a idrogeno inglese, seguendo la strada del retro fitting, modificando e installando su di un treno a trazione tradizionale le componenti FCH.<sup>9</sup> In parallelo, Toyota ha recentemente annunciato una partnership con la Japan-Rail-East per lo sviluppo di treni in Giappone.



Figura 11: Breeze. Progetto britannico

I rotabili ad H<sub>2</sub> non differiscono in modo sostanziale dai classici rotabili diesel. I serbatoi del combustibile sono sostituiti da tank ad alta pressione di idrogeno (350 bar) capaci di garantire autonomie dell’ordine di 700-800 km. La componente powertrain, composta dal motore diesel nel rotabile tradizionale, viene

<sup>9</sup> The future of Rail, opportunity for energy and the environment, IEA,2019.



sostituita da motori elettrici, tipici dei treni che viaggiano su linea elettrificata, mentre la potenza elettrica viene generata da una serie di moduli di celle a combustibile ottimizzate per il trasporto ferroviario che trovano generalmente collocazione sul tetto delle vetture. I moduli a celle a combustibile sono equipaggiati con tutti gli ausiliari necessari quali soffiante per l'aria catodica ed il circuito di raffreddamento. Un appropriato pacco batterie è integrato per garantire la fornitura durante i picchi di potenza e le operazioni di sicurezza.

Le performance dei treni ad H2 sono già oggi in linea con le vetture diesel, garantendo percorrenze e accelerazioni comparabili (un solo rifornimento giornaliero o almeno 700 km/435 miglia di autonomia). Ogni treno attualmente utilizzato sulle linee tedesche (Coradia iLint), dispone sul tetto di serbatoi contenenti le riserve di idrogeno pari a 178 kg, i quali assicurano un'autonomia variabile tra i 600 e i 800 km a seconda delle condizioni del tracciato e del servizio offerto; esso è anche in grado di raggiungere la velocità massima di 140 chilometri orari avendo una potenza complessiva disponibile di 850 kW tra lo stack delle fuel cell e il pacco batterie. I treni a 3 casse hanno una capacità passeggeri pari a 138 seduti e 189 in piedi, per un totale di 327 posti.

L'evoluzione delle tecnologie di trazione, come evidenziato nel report redatto dalla Roland Berger per Shif2Rail Joint Undertaking e FCH Joint Undertaking, già allo stato attuale di sviluppo è in grado di soddisfare le esigenze del trasporto ferroviario almeno alla pari dei treni diesel, offrendo capacità di trasporto, autonomie e velocità simili. La tecnologia FCH, a differenza di altre tecnologie "pulite" quali le batterie, è in grado di offrire una maggiore flessibilità di impiego grazie alle elevate autonomie in termini di percorrenza e alle elevate potenze nominali di trazione: livelli flessibili di "ibridazione" (rapporto tra la potenza fornita dalle celle a combustibile e dalle batterie ausiliarie) rendono i treni FCH adatti ad un'ampia gamma di contesti operativi dal momento che la tecnologia consente la trazione a velocità fino a 180 km/h con autonomie entro fino a 800 km per pieno [7]. Pertanto, le caratteristiche prestazionali attuali del Coradia iLint non devono essere intese come limiti tecnologici vincolanti in assoluto.

Nel contesto italiano, l'introduzione della mobilità ferroviaria a H2 può essere determinante per abbattere ulteriormente le emissioni di questo comparto del trasporto, oltre che per supportare e incentivare la sinergia con altre forme di mobilità alternativa (auto, bus, etc.) dove un'ottimizzazione della produzione del vettore idrogeno può contribuire a ridurre i costi unitari di produzione dell'idrogeno e a competere economicamente con le forme di trasporto tradizionali.

Sebbene le linee ferroviarie italiane siano prevalentemente elettrificate (circa il 71.6% della rete [45], sulla quale ha luogo c.a. l'88% dei volumi di traffico passeggeri in termini di treni\*km) esistono diverse migliaia di km di linee non elettrificate ove operano treni diesel. Il treno ad H2 andrebbe a sostituire quello diesel presente su queste tratte, generalmente laddove il costo dell'infrastruttura per la trazione elettrica non sia economicamente sostenibile per numero di mezzi coinvolti, frequenza del servizio o particolari difficoltà tecniche di realizzazione dell'infrastruttura stessa che possono richiedere importanti lavori di adeguamento delle opere civili.

L'Italia, attraverso RFI SpA gestisce circa 16,781 km di rete ferroviaria<sup>10</sup>, 12,018 dei quali elettrificati e 4,763 a trazione diesel (di cui circa 4263 km utili e impiegati nel trasporto passeggeri con rotabili a motore diesel) distribuiti nelle diverse regioni italiane come riportato in *Tabella 6* e dove regioni quali, la Valle d'Aosta e la Sardegna e in parte il Molise, sono quasi interamente non elettrificate.

*Tabella 6 Distribuzione linee non elettrificate italiane per regione*

---

<sup>10</sup> Fonte: <http://www.rfi.it/rfi/LINEE-STAZIONI-TERRITORIO/Istantanea-sulla-rete/La-rete-oggi>.



Regione	Tratte non elettrificate (km)	Percentuale su totale (%)
Sardegna	430	100%
Val d'Aosta	81	100%
Molise	205	77,3%
Calabria	363	42,6%
Sicilia	578	42,2%
Abruzzo	206	39,3%
Basilicata	136	39,1%
Veneto	406	34,1%
Trentino-Alto Adige	67	34%
Marche	118	30,5%
Piemonte	552	29%
Puglia	235	27,9%
Campania	240	21,9%
Toscana	503	18,8%
Friuli-Venezia Giulia	84	18,1%
Lombardia	283	16,3%
Lazio	103	8,4%
Emilia-Romagna	85	6,5%
Umbria	21	100%
Liguria	17	100%

In merito a ciò, secondo il rapporto di sostenibilità di Ferrovie dello stato [46], il contributo alle emissioni inquinanti dalla mobilità ferroviaria (per quanto compete alle FSI) è distribuito tra:

- Emissioni dovute alla generazione elettrica per la trazione ferroviaria (1.575.625 tCO<sub>2</sub> pari al 62% del totale)
- Emissioni dovute alla trazione diesel (518.698 tCO<sub>2</sub> pari ad un 20 % del totale) che però tiene conto delle emissioni causate dalla componente trasporto su gomma all'interno dell'azienda.

### 2.2.1.5 Mobilità marittima: navi, imbarcazioni e natanti

Il settore marittimo è un importante consumatore di prodotti petroliferi, pari a circa il 5% della domanda mondiale. In volume, circa il 90% del commercio globale delle merci via mare, di cui un terzo sono prodotti energetici. Circa l'80% del consumo di carburante nel settore marittimo è destinato alle spedizioni internazionali, di cui il 90% è usato per il trasporto marittimo. Di conseguenza, la spedizione internazionale è un contributo importante a cambiamento climatico: è responsabile di circa il 2,5% delle emissioni globali di CO<sub>2</sub> legate all'energia [47]. Poiché si utilizza olio combustibile pesante, esso inoltre ha effetti nocivi sulla qualità dell'aria, in particolare intorno ai porti. Un vantaggio dell'idrogeno è dato dall'opportunità di ridurre o azzerare non solo le emissioni durante il trasporto marittimo, ma anche quelle derivanti dalle operazioni in porto, sfruttando le sinergie con i carrelli elevatori, i camion e la circolazione delle merci all'interno dei porti. Sulla base dell'attuale tendenza, si prevede che il volume delle spedizioni internazionali marittime potrebbe triplicare entro il 2050. In assenza di politiche di mitigazione dei cambiamenti climatici, ciò potrebbe comportare un aumento significativo delle emissioni inquinanti e di gas climalterante (CO<sub>2</sub>) derivante da combustibili fossili, in particolare i prodotti petroliferi. L'Organizzazione Marittima Internazionale (IMO) ha già messo in atto strategie per ridurre sia le emissioni di zolfo sia quelle di gas serra.



Le possibili misure per affrontare la sfida della riduzione delle emissioni di zolfo sono l'installazione di sistemi di purificazione del combustibile (scrubber), nonché una transizione del combustibile verso in gas naturale liquefatto (LNG), sebbene queste misure contribuiranno solo in parte alla riduzione del 50% dei gas a effetto serra obiettivo entro il 2050 rispetto al 1990.

In questa prospettiva, l'impiego di vettori energetici e combustibili alternativi a ridotto impatto ambientale, è la chiave per il raggiungimento di tali obiettivi: da questo punto di vista l'idrogeno rappresenta una soluzione interessante.

L'IMO (International Maritime Organization) ha per la prima volta espresso l'importanza di operare verso una transizione ad una "economia green" nel corso della conferenza dell'UN sullo sviluppo sostenibile di Rio de Janeiro del 2012 (RIO+20) [26] [27]. La Convenzione internazionale per la prevenzione dell'inquinamento causato da navi (MARPOL), nata per prevenire l'inquinamento del mare, non considera a tutt'oggi le emissioni di gas serra del settore navale. L'IMO si è quindi dotata di una serie di strumenti atti a ridurre le emissioni nocive da prima (NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, PM principalmente mediante l'introduzione delle aree SECA ed ECA e la riduzione a livello globale della percentuale di zolfo nel combustibile dal 3,5% all'0,5%) ed a valutare l'impatto dello shipping in termini di gas serra mediante l'introduzione del registro delle emissioni di CO<sub>2</sub> (IMO DCS). Parallelamente la Commissione Europea ha emanato uno strumento simile, l'MVR [48]. Altre misure indirette per il controllo delle emissioni di gas ad effetto serra sono state introdotte dall'IMO mediante il SEEMP (Ship Energy Efficiency Management Plan) ed il EEDI (Energy Efficiency Design Index), ma solo nel 2018 il MEPC (Marine Environment Protection Committee) dell'IMO ha introdotto ed adottato una vera strategia di riduzione delle emissioni di GHGs dello shipping con obiettivi chiari: 50% di riduzione delle emissioni GHGs rispetto ai livelli del 2018 entro il 2050 [49].

Per ridurre le emissioni delle navi, tra i vari interventi possibili, vi è l'introduzione dei combustibili alternativi a ridotto tenore di carbonio. La norma transitoria MSC.95 Resolution, poi integrata nella SOLAS mediante il IGF code (International Code of Safety for Ship Using Gases or Other Low-flashpoint Fuels), ha definito le norme di sicurezza da rispettare per l'introduzione a bordo di combustibili a basso flash point, con particolare riferimento al gas naturale liquefatto (LNG). L'IGF Code è attualmente in fase di ampliamento per l'introduzione di ulteriori nuovi combustibili, a partire dal metanolo e alcol per poi arrivare all'idrogeno. Oltre ai combustibili, l'IGF code regolamerterà l'installazione delle celle a combustibile a bordo delle navi.

La Tabella 7 mostra uno schema dello stato dell'arte delle normative a livello Internazionale ed Europeo.

Tabella 7: normative internazionali ed europee attualmente esistenti

		SOx	NOx	CO2	ETA
	<b>Main cause</b>	Sulphur content in fuel	Temperature of formation	Fuel Consumption	Operation, Technology
Ship in operation	<b>EU Regulations</b>	DIRECTIVE 2012/33/EU EU active	EU AIR QUALITY 2008/50/EU* EU active	EU MVR 2009/16/EC EU active	
	<b>IMO Regulations</b>	MARPOL Amendment SECA zone USA active   EU active	MARPOL Amendment NECA zone USA tier III   EU tier II**	MARPOL Amendment DCS  Worldwide	MARPOL Amendment SEEMP  Worldwide
Alternative fuels	<b>EU Regulations</b>	DIRECTIVE 2014/94/EU EU active	New ship SOLAS Amendment NECA tier III Worldwide		New ship MARPOL Amendment EEDI Worldwide
	<b>IMO Regulations</b>	SOLAS Amendment IGF code Worldwide			

\*objectives only

\* tier III from 2021



Tuttavia, in campo marittimo vi è attualmente carenza di normative di riferimento per le applicazioni che utilizzano l'idrogeno come combustibile primario sia per la propulsione che per la generazione elettrica ausiliaria. Per quanto i generatori di idrogeno, le celle a combustibile, i serbatoi abbiano delle specifiche normative europee o internazionali in ambito industriale e residenziale, l'applicazione finale di tipo marittimo (la nave, lo yacht o l'imbarcazione alimentata ad idrogeno) non ha una specifica normativa di riferimento. Gli enti certificatori che hanno permesso al giorno d'oggi la navigazione di alcuni esemplari/prototipi con idrogeno a bordo si sono dovuti ricondurre a normative non specifiche ma ingegneristicamente plausibili allo scopo, considerando condizioni al contorno e aspetti di sicurezza più che soddisfacenti. Questo è il caso per esempio dell'ente certificatore DNV-GL che, dopo la certificazione di alcuni esemplari naviganti, ha creato delle linee guida interne assunte dai costruttori e dai progettisti come unica risorsa per poter completare e certificare i vari progetti presso DNV-GL. Le linee guida sono il risultato di un mesh-up di altre direttive che riguardano altri combustibili gassosi (ad esempio il metano), ma non specifiche per l'idrogeno.

In altri settori come ad esempio l'automotive, le direttive e le norme tecniche sono state scritte in modo da rendere chiara, usufruibile e standardizzata la metodologia della progettazione, della costruzione e della certificazione del veicolo in ottica di una espansione del mercato. In questo senso anche nel trasporto marittimo ci deve essere una richiesta alle autorità nazionali di iniziare un processo che possa portare in breve tempo alla pubblicazione di direttive di settore con la conseguente apertura dei mercati. I tavoli tecnici a capo degli enti normatori sono le risorse propedeutiche alle attività di stesura delle norme tecniche e questi ne curano inoltre le revisioni quando richiesto dalle autorità od autonomamente con il progresso della tecnologia e del mercato. Anche nell'ottica di risparmio di CO<sub>2</sub> e quindi del processo di decarbonizzazione, previsto dall'IMO, l'idrogeno ha un ruolo importante soprattutto per la sua flessibilità sia in fase di produzione da fonti rinnovabili sia anche di essere impiegato come base per combustibili alternativi come l'ammoniaca e i biocombustibili (biometano, biometanolo, biodiesel). L'apertura di stazioni di rifornimento nei porti e l'installazione di sistemi di generazione e utilizzo di idrogeno a bordo, associati ad una legislazione corretta, sono target essenziali per favorire il lungo corso alla decarbonizzazione marittima.

L'utilizzo di celle a combustibile nell'ambito del trasporto marittimo è stato preso in considerazione negli ultimi anni, considerando le diverse tipologie di celle a combustibile esistenti. Le celle a combustibile, in particolare quelle a membrana polimerica (PEMFC), alimentate a idrogeno, e quelle ad ossidi solidi (SOFC), alimentate con diversi combustibili (gas naturale, biogas, etc.), sono state analizzate nell'ambito di diversi progetti di ricerca.

Un recente report, pubblicato nel 2017 dal DNV-GL e dall'EMSA (European Maritime Safety Agency), riporta alcuni progetti di ricerca [50] in ambito europeo per l'impiego della tecnologia delle celle a combustibile in ambito marittimo. La Tabella 8 riporta i progetti più significativi, la maggior parte dei quali prevedevano l'utilizzo di PEMFC alimentate a idrogeno, con potenze installate a bordo sino a 120 kW.

Tabella 8: progetti di ricerca con celle a combustibile in ambito trasporto marittimo [50]

Progetto	Concetto	Sistema di generazione	Tipologia di nave	Combustibile
Sottomarini classe 214	Propulsione ibrida con FC e motore diesel	PEMFC, 120 kW	Sottomarini	H <sub>2</sub>
ZemShip - Alsterwasser	FC a bordo di nave passeggeri	PEMFC, 100 kW	Piccola nave passeggeri (Amburgo)	H <sub>2</sub>
Nemo H <sub>2</sub>	FC a bordo di nave passeggeri	PEMFC, 60 kW	Piccola nave passeggeri su canali (Amsterdam)	H <sub>2</sub>
Hornblower Hybrid	Battello ibrido con FC, batterie, motore diesel e RES	PEMFC, 32 kW	Traghetto	H <sub>2</sub>
Hydrogenesis	FC a bordo di nave passeggeri	PEMFC, 12 kW	Piccola nave passeggeri (Bristol)	H <sub>2</sub>
METHAPU	SOFC come APU per propulsione marina	SOFC, 20 kW	Navi commerciali	Methanol
E4ships	SOFC come APU per propulsione marina	SOFC, 100 kW	Navi commerciali	Diesel
FELICITAS	SOFC come APU per propulsione marina	SOFC, 60 kW	Navi commerciali	LNG
MF - Vagen	FC testate a bordo di nave passeggeri	HTPEMFC, 12 kW	Piccola nave passeggeri (Bergen)	H <sub>2</sub>
SF - Breeze	Studio di una nave ad alta velocità a FC	PEMFC, 120 kW	Nave passeggeri veloce (San Francisco)	H <sub>2</sub>

Oltre ai casi di studio riportati nel documento sopra citato, è opportuno ricordare alcuni progetti più recenti e tuttora in corso. Il progetto Europeo FLAGSHIP [51], prevede la costruzione di due nuove imbarcazioni, una a Lione (Francia) e una a Stavanger (Norvegia), entrambe alimentate a idrogeno. A Lione la nave a idrogeno



verrà impiegata in ambito di trasporto marittimo e fluviale, mentre a Stavanger, l'idrogeno sarà utilizzato per alimentare una nave per il trasporto passeggeri e auto, impiegabile anche per il trasporto pubblico locale marittimo. L'obiettivo del progetto è quello di alimentare entrambe le navi con idrogeno prodotto da fonti rinnovabili. Il progetto HYBRIDship [52] prevede invece lo sviluppo di una soluzione a zero emissioni, in cui la propulsione della nave avvenga con cella a combustibile alimentate a idrogeno, in configurazione ibrida con batterie. L'idea generale del progetto è quella di stabilire una base di conoscenze tale da realizzare sistemi per la propulsione a zero emissioni per maggiori tratte e per navi di dimensioni maggiori, sfruttando una tecnologia ibrida con celle a combustibile alimentate a idrogeno (prodotto per via elettrolitica) e batterie. Il progetto prevede la realizzazione di una nave prototipo entro il 2020. Realizzando uno specifico tipo di imbarcazione, il progetto contribuirà anche ad accelerare il processo di approvazione dell'Autorità Marittima Norvegese per l'impiego di idrogeno come combustibile per il trasporto marittimo.

Un altro caso che vale la pena di citare è l'imbarcazione *Water-Go-Round* [53] che sarà inaugurata entro la fine del 2019 a San Francisco e rappresenterà la prima nave passeggeri commerciale a celle a combustibile nel mondo. Il completamento di tale progetto rappresenterà una dimostrazione importante per la comunità commerciale, anche tenendo conto degli aspetti regolatori in ambito navale. L'imbarcazione potrà ospitare 84 passeggeri ed utilizzerà idrogeno, stoccato a bordo in bombole di gas compresso. Per quanto concerne l'ambito nazionale italiano, esistono diverse esperienze relative allo studio per l'impiego di idrogeno a bordo per applicazioni marine. Vale la pena citare il Progetto Europeo MC-WAP [50], nel periodo 2006-2011, con una forte presenza di soggetti industriali italiani. Il progetto era infatti coordinato da CETENA con la partecipazione di Fincantieri ed Ansaldo, che ha contribuito allo sviluppo di un sistema MCFC sperimentale da 500 kW con reformer del diesel ed ha sviluppato uno studio d'integrazione del sistema per navi di grande taglia.

La prima esperienza di un'imbarcazione alimentata a idrogeno è stata nel 2009, nei pressi di Venezia, con la realizzazione del vaporetto *Accadue*, un prototipo alimentato da celle a combustibile di tipo PEM (2 celle da 5 kW) [54]. In seguito, come evoluzione del prototipo sopra riportato, sempre nella laguna di Venezia è stata realizzata la prima imbarcazione da diporto, denominata *HEPIC* [55], con propulsione fornita da celle a combustibile PEM alimentate a idrogeno. Il traghetto, pur essendo realizzato e pronto dal 2017, è attualmente fermo per motivi legati alle autorizzazioni richieste per l'impiego di idrogeno a bordo. Per quanto riguarda i progetti relativi ad applicazioni industriali, va fatta menzione del progetto relativo ai sottomarini U-212A [56], basati su un sistema di propulsione AIP (Air Independent Propulsion) con 8+1 celle a combustibile PEM per una potenza complessiva di 306 kW. L'idrogeno, impiegato per l'alimentazione delle PEMFC, è stoccato sotto forma di idruri metallici. I prodotti della reazione elettrochimica sono acqua ed una modesta quantità di calore, fatto che consente al sommergibile di navigare in immersione per tempi prolungati, anche se a bassa velocità, senza inviare acqua di raffreddamento all'esterno. Tra i progetti di ricerca più recenti, vale la pena citare il progetto GEI (Generazione Elettrica Innovativa), conclusosi nel 2019 e riguardante lo studio di tecnologie a celle a combustibile per l'alimentazione parziale di una nave da crociera: in particolare, il progetto ha riguardato lo studio preliminare degli impianti e della rete elettrica per l'integrazione a bordo di un sistema di celle a combustibile e del relativo sistema di stoccaggio aventi taglie maggiori di 1 MW [57].

Infine, per quanto riguarda i progetti in fase di sviluppo, Fincantieri, con il supporto di CETENA – Centro per gli Studi di Tecnica Navale, del CNR e delle Università di Palermo, Genova e Napoli, ha avviato il progetto TECBIA (Tecnologie a basso impatto ambientale) per definire il progetto industriale di dettaglio di una piccola imbarcazione (circa 25 metri) la cui energia è parzialmente fornita da un impianto a celle a combustibile di tipo PEM, alimentate a idrogeno (taglia di circa 120 kW) [57].

### 2.2.1.6 Movimentazione materiale

Nonostante a livello mondiale il settore della movimentazione materiali sia quello che presenta il maggior numero di mezzi elettrici a celle a combustibile operanti, in UE, il mercato non è ancora pienamente decollato e rimane al momento solo potenziale. In un contesto nel quale la produzione di idrogeno faccia parte di una concreta strategia governativa di sostegno, grandi case, come Toyota Motor Corporation, che possiedono già un sito produttivo di carrelli elevatori in Italia (Toyota Material Handling Manufacturing Italy a Bologna), potrebbe prendere in considerazione la possibilità di aprire una linea di produzione di carrelli elevatori ad idrogeno anche nel nostro Paese.

Attualmente in Europa ci sono più di 350 carrelli elevatori a celle a combustibile operativi in: Belgio, Francia, Germania, Regno Unito, Austria e Norvegia. Principalmente sono utilizzati in impianti di produzione o nei magazzini dei supermercati [58]. La crescita del mercato dei carrelli elevatori a celle a combustibile, seppur più lenta di quella degli Stati Uniti, è stata resa possibile dallo sviluppo di progetti dimostrativi supportati dalla piattaforma pubblico-privata Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking<sup>11</sup>.

Il primo passo verso la realizzazione di un prodotto commerciale in Europa è stato realizzato grazie al progetto HyLIFT-DEMO [59], che ha dimostrato l'uso di 11 veicoli per la movimentazione di materiali alimentati a celle a combustibile per 3 anni e mezzo, in diversi siti sparsi per il continente. Il progetto HyLIFT-EUROPE [60], ha rappresentato il passo successivo verso lo sviluppo del mercato. Esso si è concentrato più sul numero di carrelli elevatori dispiegati per flotta, che sulla quantità di siti. Il progetto ha dimostrato il funzionamento e la sicurezza di utilizzo di oltre 200 unità e delle relative infrastrutture per il rifornimento di idrogeno, all'interno di due centri logistici in Francia. L'elevato volume di veicoli dispiegati ha dimostrato di offrire significative riduzioni di costi attraverso la realizzazione di economie di scala.

La flotta di carrelli elevatori a celle a combustibile dispiegata da Carrefour presso il sito produttivo di Vendin le Vieil (F), rappresentato in Figura 12, è la più grande sviluppata in contesto Europeo con i suoi 137 carrelli [61].



Figura 12: Esempio di stazione di servizio di idrogeno interna e carrello nell'esperienza della Carrefour [62].

Si vuole citare anche il progetto del centro di distribuzione di Trondheim del gruppo commerciale norvegese Norgesgruppen, divisione logistica Asko. Il primo centro di smistamento norvegese di generi alimentari ASKO ha scelto nel 2017 la tecnologia dell'idrogeno per alimentare la sua flotta di carrelli elevatori composta da 95

<sup>11</sup> FCH JU sito web: <https://fch.europa.eu/>



veicoli nel centro di distribuzione di Trondheim. La scelta è il risultato dell'accordo tra PlugPower come fornitore della cella a combustibile e Toyota Material Handling come produttore di carrelli elevatori. L'idrogeno sarà prodotto in loco tramite la tecnologia di elettrolisi fornita da Nel ASA, utilizzando l'elettricità rinnovabile generata da pannelli solari fotovoltaici (PV)<sup>12</sup>. Il progetto è iniziato nel 2016, finanziato dall'agenzia norvegese per l'energia pulita Enova SF, in particolare sono stati messi in funzione quattro camion a idrogeno e 10 carrelli elevatori presso ASKO. Inoltre, ASKO continua a dimostrare la sua fiducia in questa tecnologia ordinando camion Scania.

Se ci si rivolge verso mercati attualmente più avanzati, è possibile avere un'idea di quello che potrebbe essere lo sviluppo anche in quello europeo e italiano. Secondo un report del Department Of Energy (DOE) il numero di carrelli elevatori a celle a combustibile consegnati o ordinati dal 2009 al 2018 superano negli USA le 21.000 unità [63]. Essi sono collocati presso grandi aziende come ad esempio: Amazon, Ikea, Coca-Cola, Walmart, Nestle ecc. In Giappone i carrelli elevatori a celle a combustibile hanno iniziato la commercializzazione nel 2016. Secondo le stime del Ministerial Council on Renewable Energy, Hydrogen and Related Issues giapponese si prevede il raggiungimento di 500 unità vendute nel 2020 e le 10.000 nel 2030 [64]. In Cina il mercato sembra al momento chiuso a causa dei costi più elevati rispetto alle motorizzazioni tradizionali. Ciò è dovuto al costo attuale più alto delle celle a combustibile. A questo si aggiunge l'effetto delle politiche governative di sostegno a favore dei combustibili tradizionale o dei sistemi a batterie [65]. Lo scenario potrebbe cambiare con la prevedibile caduta dei prezzi delle celle a combustibile dovuta alle economie di scala di una produzione più massiccia. Ad essere primariamente sostituiti sono i carrelli elevatori più inquinanti a gasolio.

### 2.2.2 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. Un ulteriore interessante metodo in prospettiva è quello utilizzato per la produzione di carbon black mediante il processo denominato Medium thermal carbon black<sup>13</sup> o anche Thermocatalytic Decomposition of Methane (TCD) [66]. Questo consente la produzione di idrogeno e carbonio che trovano entrambe un loro mercato, senza produzione di CO<sub>2</sub>.

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 9 le performance attuali delle tecnologie chiave per la produzione dell'idrogeno [8].

In Figura 13 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" [8]. Si presume che l'energia

---

<sup>12</sup> ASKO sito web: <https://asko.no/nyhetsarkiv/i-front-med-hydrogen/>

<sup>13</sup> Produzione di Carbon black: [http://www.cancarb.com/docs/pdf/Manufacture\\_of\\_Thermal\\_Black.pdf](http://www.cancarb.com/docs/pdf/Manufacture_of_Thermal_Black.pdf)





in surplus<sup>14</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 9: Performance attuali delle tecnologie chiave per la produzione dell'idrogeno

Applicazione	Capacità energetica	Efficienza energetica*	Costi 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

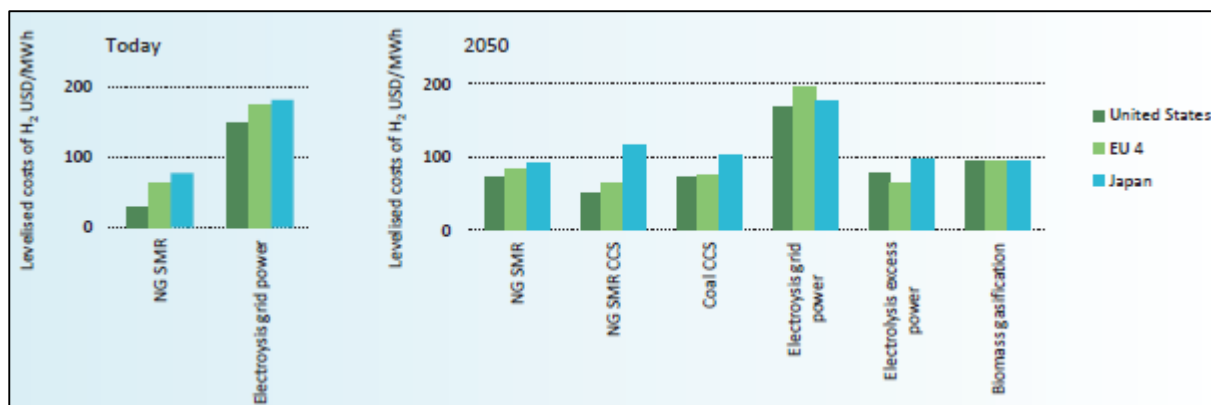


Figura 13: Costi attuali e al 2050 per la produzione dell'idrogeno senza T&D (Fonte: IEA)

Circa il 48% dell'idrogeno mondiale usato nell'industria della raffinazione, produzione di materia prima e gas industriale è attualmente prodotto da gas naturale mediante il processo di **Steam Methane Reforming (SMR)** [8]. Questo processo si basa su una reazione tra metano e vapore acqueo ad alta temperatura in presenza di un catalizzatore<sup>15</sup>. 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.

<sup>14</sup> Per elettricità in surplus ci si riferisce a energia elettrica da variable renewable energy (VRE), che non può essere immessa nella rete elettrica a causa dello sfasamento temporale e geografico tra generazione e domanda di energia elettrica.

<sup>15</sup> Info su SMR: [https://it.wikipedia.org/wiki/Reazione di reforming con vapore](https://it.wikipedia.org/wiki/Reazione_di_reforming_con_vapore)



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>16</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 10 sono riportati i prezzi del gas naturale per i consumatori industriali di sei paesi europei nell'anno 2014 [67]. Nella fascia di consumo annuo di interesse<sup>17</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.

Tabella 10: 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 e ossigeno, applicando una corrente continua è possibile convertire energia elettrica in energia chimica (Figura 14). Attualmente, la capacità installata in tutto il mondo è pari a circa 20 GW in 2018 [68]. 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 ad ossidi solidi (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 11 sono riportati i prezzi dell'energia elettrica per i consumatori industriali di sei paesi europei nell'anno 2014 [67]. Nella fascia di consumo annuo di interesse<sup>18</sup>

<sup>16</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>17</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>18</sup> Le fasce di consumo di interesse sono state identificate considerando la dimensione e la domanda delle future stazioni di rifornimento dell'idrogeno.

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.

Tabella 11: 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 [32]. 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>19</sup>.

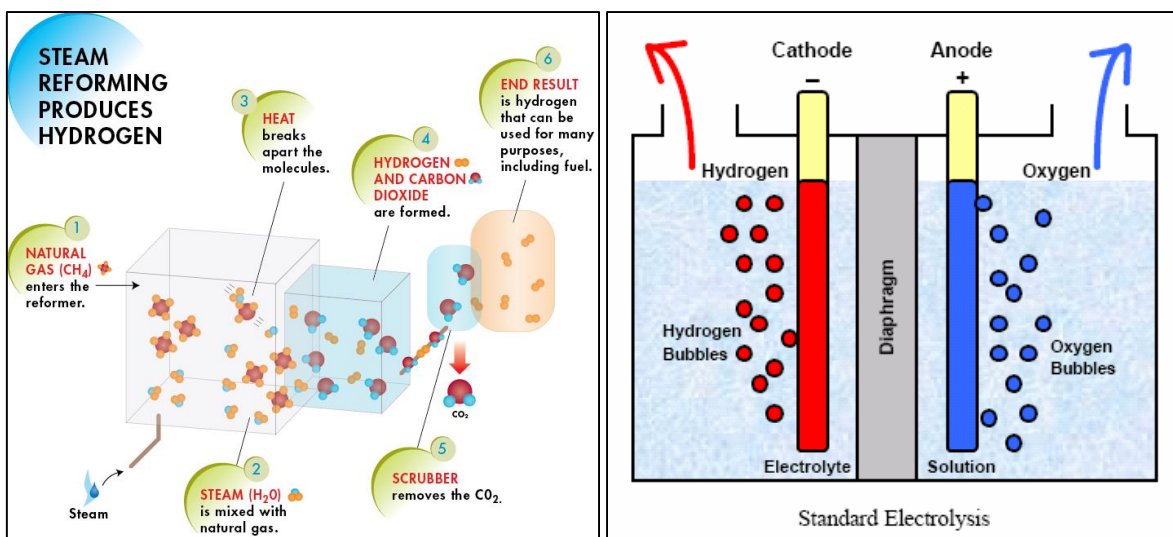


Figura 14: Rappresentazione schematica dei due principali processi di produzione dell'idrogeno: SMR ed elettrolisi

<sup>19</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.



### 2.2.3 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 renewable energy sources (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 più 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 [32].

### 2.2.4 Stazioni di rifornimento dell'idrogeno

I vantaggi dell'idrogeno nell'alimentazione dei mezzi si manifestano anche in termini di infrastruttura di rifornimento. Garantire una densità minima di stazioni di rifornimento di idrogeno e la soddisfazione della domanda sono due prerequisiti fondamentali per raggiungere l'interesse dei consumatori e garantire un ampio mercato per i veicoli e mezzi a cella a combustibile. Tali infrastrutture si possono considerare esclusivamente per idrogeno o far parte di una stazione multi-fuel, in particolare sulle mobilità stradali.

Considerando i veicoli pesanti, la problematica di accumulare energia a bordo veicolo è amplificata rispetto a quanto già accade nei veicoli leggeri, a causa dei maggiori consumi specifici date da dimensioni e peso e delle più estese autonomie di funzionamento richieste. Per questo, l'opzione di effettuare rifornimento tramite trasferimento di un combustibile, come l'idrogeno, appare più agevole rispetto alla ricarica elettrica di una batteria, che richiederebbe tempi elevati e/o potenze elettriche impegnate troppo grandi: se la ricarica rapida di un'automobile a batteria richiede potenze dell'ordine di 200-400 kW, per arrivare a rifornimenti completi in tempi prossimi ai 15 minuti, per un mezzo pesante si dovrebbero ipotizzare potenze tra 5 e 10 volte superiori ed allacciamenti a media tensione, assai poco gestibili dal punto di vista dei costi



infrastrutturali e delle problematiche di scurezza. Il rifornimento di un mezzo anche pesante ad idrogeno (truck, treno o imbarcazioni) può avvenire in tempi molto più brevi, trasferendo quantità comprese tra i 30 kg ed i 100 kg o più, secondo le capacità dei serbatoi pressurizzati a bordo del veicolo proposte dai principali costruttori. Tali problematiche sono direttamente rappresentate nella Figura 15.

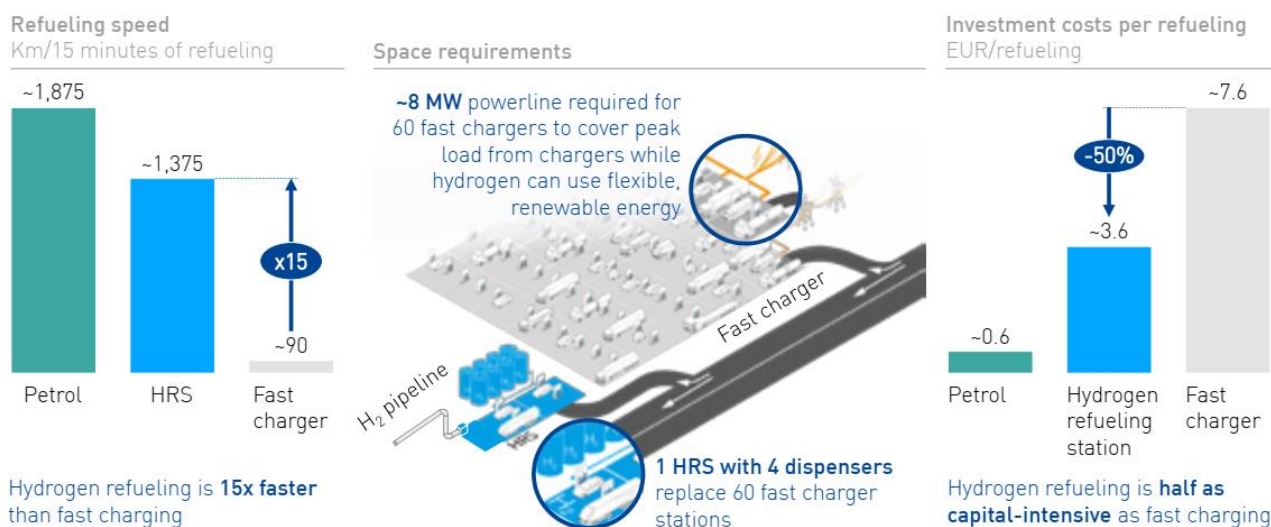


Figura 15: Principali comparazione tra le stazioni di rifornimento per veicoli a batteria ed a Idrogeno. Tempo di rifornimenti, occupazione del terreno, potenza elettrica e costo d'investimento sono confrontati. [69]

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.

In ambito ferroviario, le stazioni di rifornimento non differiscono significativamente da quelle già sviluppate per il trasporto su gomma dal punto di vista ingegneristico ma solo nella taglia (capacità di produzione e accumulo) e nel layout. Con una pressione di accumulo di 350 bar, le stazioni rifornimento per bus possono essere prese in considerazione per i valori di consumo energetico e per i costi della stazione stessa.

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.** Il costo effettivo di costruzione di una stazione varia considerevolmente da un paese all'altro, principalmente a causa delle norme e dei requisiti di sicurezza esistenti. Esistono tuttavia forti economie di scala. La IEA sostiene che aumentare la capacità di una stazione da 50 a 500 kg H<sub>2</sub> / giorno può portare ad una riduzione del costo specifico di produzione del kg di idrogeno (e conseguentemente il costo di vendita) del 75%. L'utilizzo delle infrastrutture di rifornimento è un altro fattore determinante per la competitività futura dei FCEVs. Come discusso sopra, i costi di una stazione di rifornimento di idrogeno dipendono dalle dimensioni e dall'utilizzo: le stazioni con una capacità di 200 kg H<sub>2</sub> al giorno che erogano carburante al 10–33% della capacità aumentano i costi di produzione di 3.63–11.8 USD / kg H<sub>2</sub> rispetto ad un funzionamento nominale, tale margine diminuisce con le dimensioni della stazione e una maggiore capacità di utilizzo. Il rischio di stazioni di rifornimento di idrogeno sottoutilizzate sottolinea l'importanza di garantire un elevato utilizzo per abbattere i costi nelle fasi iniziali della distribuzione di FCEV. Vale la pena notare che in California ci sono voluti circa due anni per aumentare l'utilizzo medio dei rifornitori di idrogeno dal 5% al 40%; la dimensione media della stazione è ora di circa 200 kg H<sub>2</sub> / giorno (CEC e CARB, 2018) e alcune stazioni funzionano ancora con un utilizzo inferiore al 10% (NREL, 2019). Una panoramica più generale dell'approccio applicato da diversi paesi del mondo è riportata in Figura 16.

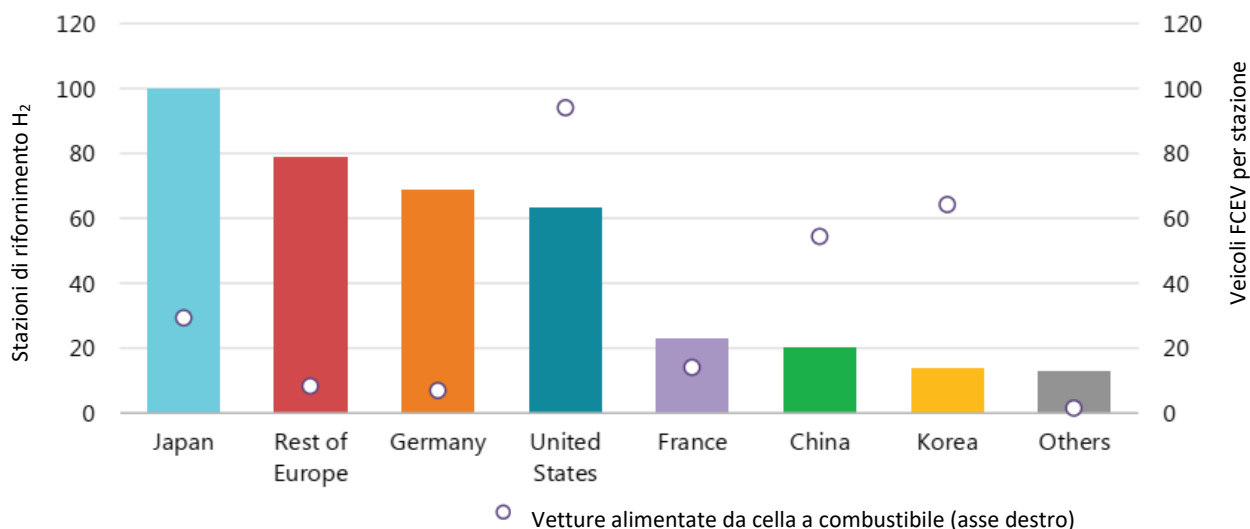


Figura 16: rapporto tra le stazioni di rifornimento di idrogeno e i FCEV leggeri varia considerevolmente da paese a paese, riflettendo le differenze negli approcci alla distribuzione, alle dimensioni della stazione, alla pressione di stoccaggio.

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).

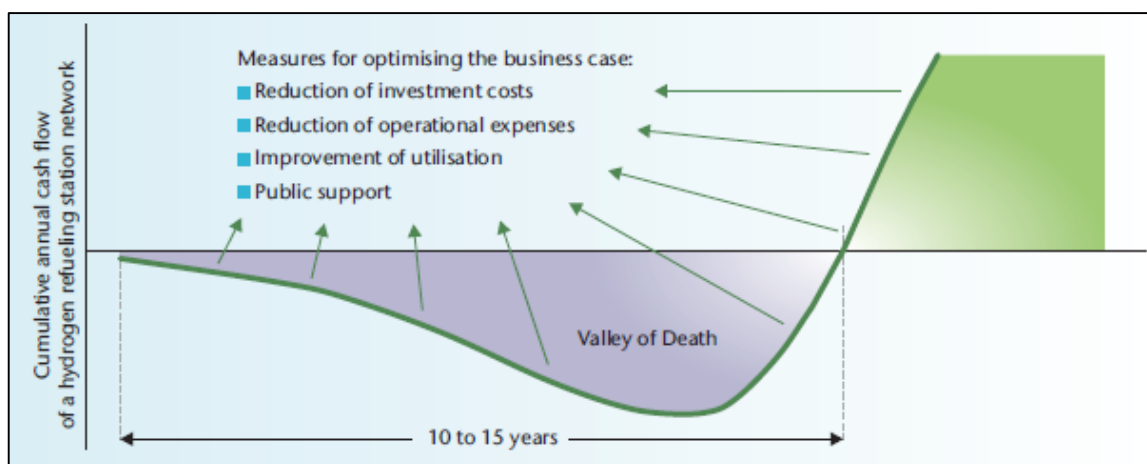


Figura 17: Flusso di cassa delle stazioni di rifornimento nella prima fase di sviluppo del mercato FCEV

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 sono già state realizzate circa 381 stazioni nel mondo, 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 [32]. 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 preraffreddamento/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 [37]. In Figura 18 sono riportate le stazioni di rifornimento attualmente presenti sul territorio italiano (verde e rosso) e quelle in programma per il 2020 (blu) e per il 2025 (giallo). La stazione Sanremo programmata per il 2020 è già stata realizzata.



Figura 18: Mappa delle stazioni di rifornimento H2 presenti (in funzione, verdi o non attive, rosso), in realizzazione al 2020 (blu) e previste per il 2025 (gialla).<sup>20</sup>

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.

<sup>20</sup><https://www.google.com/maps/d/u/0/viewer?mid=1vVFdrATShYo-Ognzd1n7J1JMhHM&ll=42.88047665714196%2C14.661909484939542&z=6>

## Approfondimento: IL PROGETTO H<sub>2</sub> ALTO ADIGE

In Italia spicca il progetto H<sub>2</sub> 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 H<sub>2</sub> 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. Al 2019, la stazione è stata capace di:

- Operare più di 10500 rifornimenti
- Produzione e rifornimento di 128 t di H<sub>2</sub> verde
- Emissioni risparmiate: 1884 t CO<sub>2</sub>, 16315 kg NO<sub>x</sub> e 28.08 kg di PM10
- Disponibilità della stazione di rifornimento oltre il 98.6%



Figura 19: La stazione idrogeno di Bolzano

I risultati del progetto autobus ad Idrogeno CHIC hanno dimostrato:

- Oltre 1.4 M di km effettuati ad emissione zero;
- Oltre 6500 rifornimenti eseguiti sui bus;
- Prospettiva dei clienti ed autisti più che ottima;
- Mezzi e propulsione H<sub>2</sub> altamente flessibile e affidabile;
- Mezzi ancora in operatività nonostante la fine del progetto.

Per quanto riguarda la mobilità stradale leggera, il progetto HY-FIVE ha contribuito all'introduzione di una flotta autovetture H<sub>2</sub> centrata sulla stazione di rifornimento di Bolzano:

- 10 macchine H<sub>2</sub>;
- Possibilità di noleggio a medio termine;
- Oltre 860000 km guidati.

Da evidenziare che all'iniziativa hanno partecipato anche partner speciali.





## 2.2.5 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 ( $H_2$ ) 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 celle a combustibile attualmente esistenti, le PEM (Proton Exchange Membrane) offrono le performance più promettenti (Figura 20). 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.

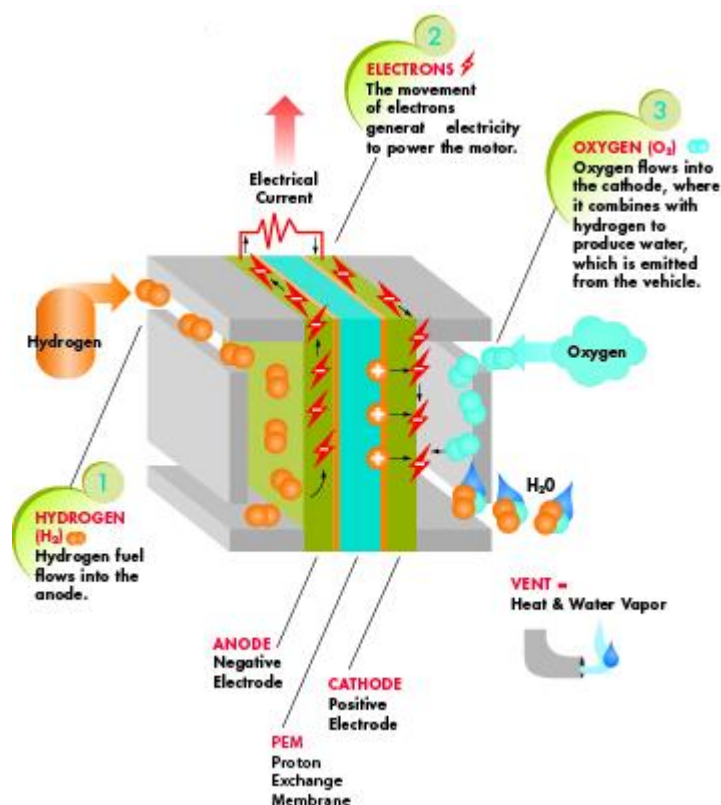


Figura 20: Rappresentazione schematica del funzionamento di una cella a combustibile PEM (Proton Exchange Membrane fuel cell)

Secondo il recente report “2016 Fuel Cell Technologies Market Report”, prodotto dal Dipartimento di Energia degli Stati Uniti d’America (Department of Energy, DOE), negli ultimi anni si sta rilevando un aumento notevole di potenza installata – da 200 MW nel 2014 a 600 MW nel 2016 - per quanto riguarda le celle a combustibile [70]: l’aumento più significativo, come mostrato in Figura 21, si è verificato nel settore dei trasporti. La Figura 21 mostra inoltre come, in relazione alle tipologie di celle a combustibile, l’incremento



maggiore sia dovuto alle celle a combustibile a membrana polimerica (PEMFC), basate sulla tecnologia maggiormente impiegata nell’ambito dei trasporti, grazie ai loro numerosi vantaggi (assenza di emissioni inquinanti e di CO<sub>2</sub>, elevata compattezza, rapidi tempi di avvio).

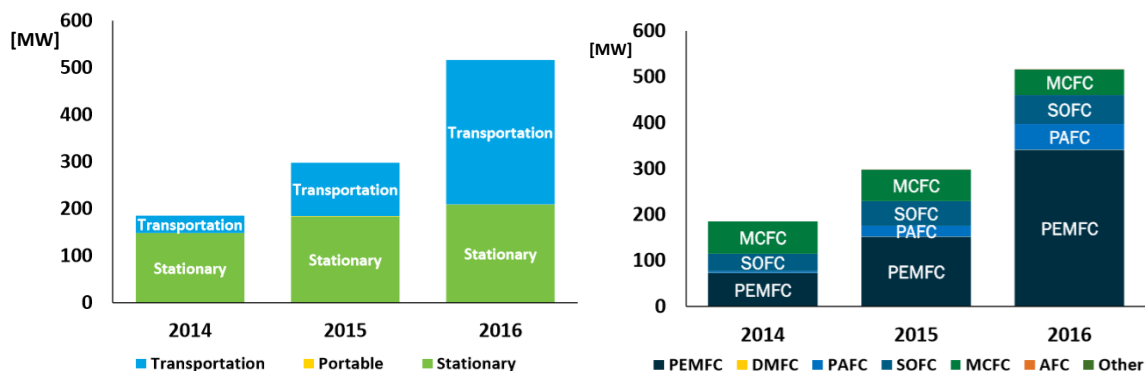


Figura 21: Evoluzione delle Celle a Combustibile e campo di impiego [70]

Per quanto concerne le potenze installate in ambito trasporti, sono attualmente disponibili sul mercato stacks di PEMFC aventi potenze installate da 1 kW sino a 200 kW. Si ha comunque la possibilità, a seconda delle esigenze e della particolare applicazione (per esempio per navi di grandi dimensioni), di fornire più stacks in parallelo, come già avviene in alcuni casi in ambito stazionario, al fine di soddisfare richieste di potenza di entità maggiore.

In generale, per i prossimi anni, si prevede la possibilità di costruire stacks ed impianti di taglie maggiori, che possano essere adattate a diverse tipologie di navi (navi da crociera, mega yachts, etc.)

Un altro punto di interesse riguarda lo sviluppo di celle a combustibile ad alta temperatura, in particolare quelle ad ossidi solidi (SOFC): tale tipologia di celle, pur non avendo ancora raggiunto la maturità delle PEMFC in ambito trasporti, presenta alcuni importanti potenziali vantaggi, quali un maggiore rendimento, soprattutto se utilizzate in sistemi cogenerativi, e la possibilità di essere alimentate da combustibili eventualmente diversi dall’idrogeno puro (ad esempio da gas naturale o da biometano): per tale motivo, esse potranno rappresentare una importante soluzione per il prossimo futuro.

**L’idrogeno può essere immagazzinato in 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 in termini di densità energetica (kWh/m<sup>3</sup>) ed energia specifica (kWh/kg) sono di gran lunga migliori rispetto a quelle degli stoccaggi elettrochimici (batterie) (Figura 22).**



Figura 22: 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, 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.

Tra i vettori energetici, l'idrogeno presenta un elevato contenuto energetico per unità di massa (120 MJ/kg), pari a circa 2 volte e mezzo rispetto al metano e a 3 volte rispetto al diesel. Tuttavia, riferendosi al contenuto volumetrico, la situazione si ribalta in quanto l'idrogeno, a causa della sua scarsa densità, presenta un ridotto contenuto energetico in termini di volume: tale fatto è uno dei maggiori svantaggi se si vuole utilizzare l'idrogeno come combustibile per applicazioni mobili di trasporto.

Per cercare di ovviare a questo problema, da sempre si sono studiati sistemi di stoccaggio volti ad aumentare la densità volumetrica dell'idrogeno stesso. I metodi più comunemente utilizzati sono lo stoccaggio in bombole ad alte pressioni (sino a 700 bar e oltre), oppure in forma di liquido. Lo stoccaggio di bombole consente di ottenere buone densità energetiche per unità di volume, che possono essere ulteriormente aumentate in caso di stoccaggio in forma liquida. Un metodo alternativo per l'immagazzinamento di idrogeno all'interno di una imbarcazione prevede l'uso di idruri metallici, che sono in grado di contenerne elevate quantità su base volumetrica. Tale soluzione è attualmente utilizzata per sottomarini che sono alimentati con celle a combustibile. Anche i cosiddetti LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carriers) rappresentano una famiglia di tecnologie, attualmente in fase di studio sperimentazione, promettenti per limitare i problemi di stoccaggio dell'idrogeno puro.

Tuttavia, come si nota dalla Figura 23, la densità energetica dell'idrogeno in termini di volume risulta comunque minore di quella di altri combustibili, siano essi in forma di gas (metano) o in forma liquida (LNG, metanolo, diesel).

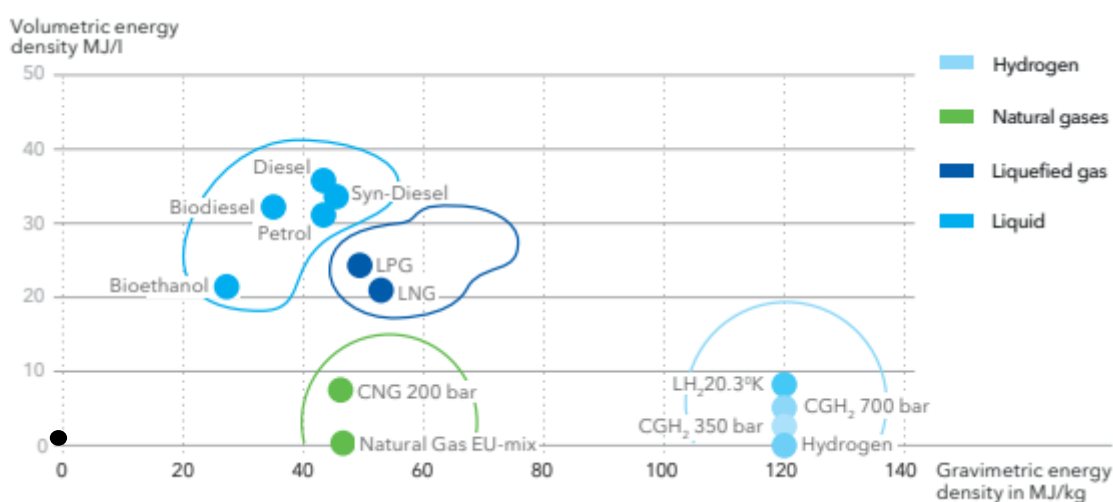


Figura 23: Densità dell'idrogeno e di altri combustibili, in varie forme. [71]

In considerazione di ciò, due diverse possibili soluzioni sono l'impiego diretto di idrogeno in celle a combustibile ovvero l'utilizzo di altri vettori energetici con maggiore densità, preferibilmente in forma liquida (quali ad esempio LNG, etanolo e metanolo), eventualmente da convertire poi in idrogeno per mezzo di processo di reforming a bordo. Tale soluzione, pur offrendo alcuni vantaggi in termini di immagazzinamento



a bordo del combustibile (combustibili liquidi ad elevata densità invece di idrogeno), potrebbe implicare la necessità di volumi addizionali per il reformer a bordo nave.

Un altro vettore energetico di recente interesse è l'ammoniaca ( $\text{NH}_3$ ): essa viene industrialmente stoccata e trasportata via nave in forma liquida (a temperature di circa  $-33\text{ }^\circ\text{C}$  e pressione atmosferica). L'ammoniaca ha una densità energetica simile a quella del metanolo: tra i vettori energetici utilizzabili per lo stoccaggio di idrogeno, è l'unico a non contenere atomi di carbonio all'interno della sua struttura molecolare. L'ammoniaca può essere direttamente impiegata in celle SOFC ad alta temperatura ovvero la sua molecola può essere scomposta nei suoi elementi, in modo tale da impiegare l'idrogeno in celle PEMFC a bassa temperatura. [72]  
[73]



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

Non solo a livello europeo, ma mondiale, esistono diverse strategie e scenari di introduzione della mobilità ad idrogeno. Oltre le mobilità cosiddette tradizionali (su gomma, ferroviaria, navale e material handling), è giusto inserire anche quelle più di frontiera che sebbene ancora di nicchia o agli albori, possono nei prossimi anni rappresentare un'importante richiesta di idrogeno. Tra queste è importante citare la Urban Air Mobility, già ad uno stadio di test avanzato negli USA. Tale iniziativa si prevede abbia un ruolo centrale nei prossimi anni e che possa diffondersi rapidamente al resto del mondo in caso di riscontri tecnico-economici positivi. A tal proposito, l'agenzia spaziale statunitense, NASA, ha già stretto accordi e si è impegnata allo sviluppo con altri partner di una tecnologia non impattante dal punto di vista dell'inquinamento (basato quindi su propulsione elettrica). Tuttavia, le attuali tecnologie a batteria presentano diversi svantaggi sul lato della densità di energia con gravi problemi di autonomia, spazi e pesi. Si prevede perciò che la tecnologia abilitante sia l'idrogeno e celle a combustibile. In merito a questo, la Honeywell è già attiva in questo settore, sviluppando droni per passeggeri a idrogeno.

Tuttavia, in questo documento sono riportati, ed esposti gli scenari per l'introduzione delle tecnologie e infrastrutture per l'idrogeno per le mobilità tradizionali, quali, veicoli leggeri, bus, veicoli pesanti, ferroviario, navale e movimentazione materiale.

#### 3.1 Scenari europei settore auto e bus

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" [8], 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 24). Per quanto riguarda le autovetture FCEV, il report IEA 2019 [74] riporta 11,200 autovetture operanti tra California, Europa e Giappone, meno della metà delle 30,000 vetture previste dal precedente report IEA del 2015 per il 2020. I dati riportati in quest'ultimo report prevedono per i tre principali mercati, Stati Uniti, EU4 (Francia, Germania, Regno Unito, Italia) e Giappone i seguenti target commerciali:

- 2025: le vendite annue raggiungono i 400,000 FCEVs;
- 2030: le vendite cumulative 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.

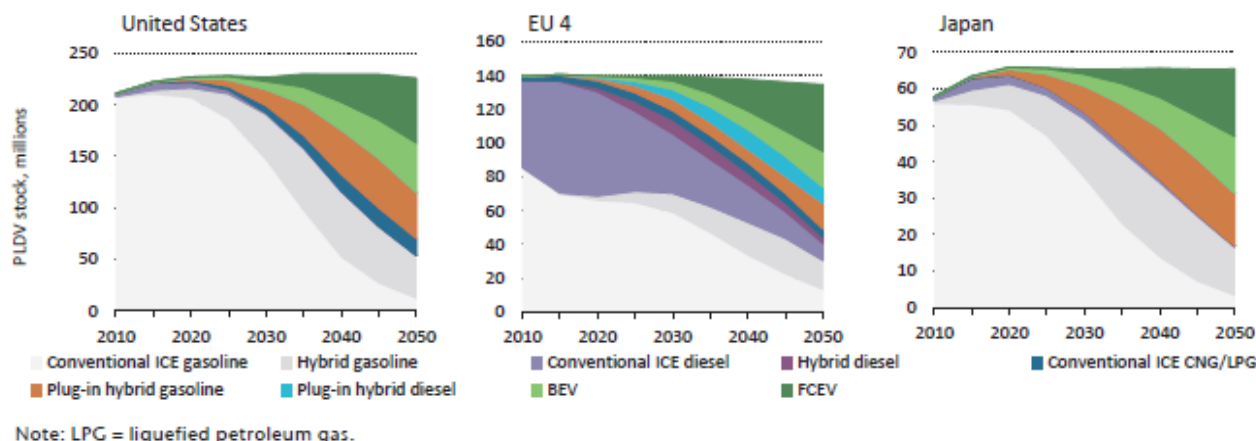


Figura 24: Stock delle autovetture per tecnologia negli Stati Uniti, EU4 e Giappone nello scenario IEA 2DS high H<sub>2</sub> fino al 2050

Per comprendere gli impatti macroeconomici 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” [9] ha sviluppato e dettagliatamente analizzato cinque scenari di evoluzione tecnologica. Tali Scenari sono riassunti

Tabella 12.

Tabella 12: Scenari di evoluzione tecnologica riportati nel report “Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs”

Nome Scenario	Descrizione
<i>Reference Scenario (REF)</i>	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.
<i>Current Policy Initiatives (CPI)</i>	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.
<i>Scenario Tech1</i>	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, lo 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 26).
- Le **emissioni degli inquinanti dannosi alla salute sono drasticamente tagliate, l'NO<sub>x</sub> di oltre l'85 %, il particolato fine di oltre il 70 %**.
- I consumatori selezionano i loro veicoli sulla base di un'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 26). **I veicoli FCEV avvicinano i TCO delle altre tecnologie a partire dal 2030.**

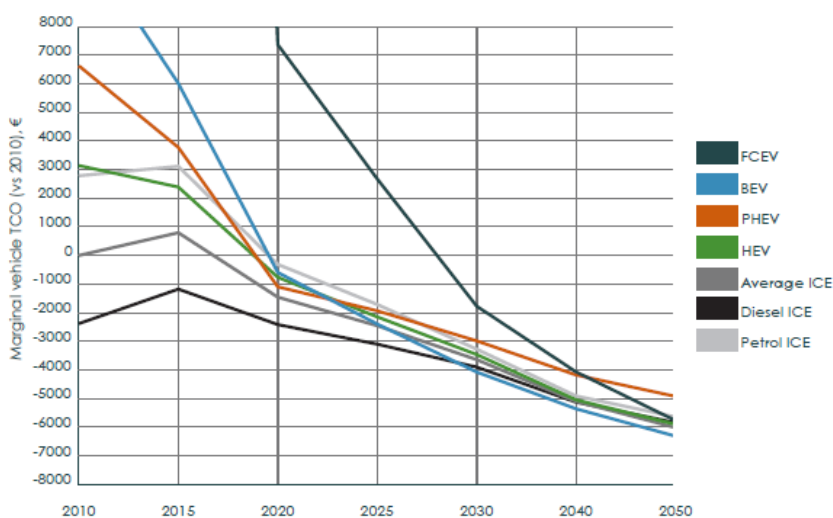


Figura 25: TCO delle diverse tecnologie automobilistiche (considerando un tasso di sconto del 5 %)



Il nuovo “central TECH scenario” delineato nel report “Fuelling Europe’s Future. How the transition from oil strengthens the economy” del 2018 [75] riguardante l’impatto dei nuovi veicoli sul mercato fino al 2050 è riportato in Figura 26.

Lo scenario mostra il passaggio dal mercato fortemente incentrato sulla vendita di veicoli ICE nel 2015 verso vendita di veicoli a zero emissioni a partire dal 2040 per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione previsti dalla comunità europea entro il 2050.

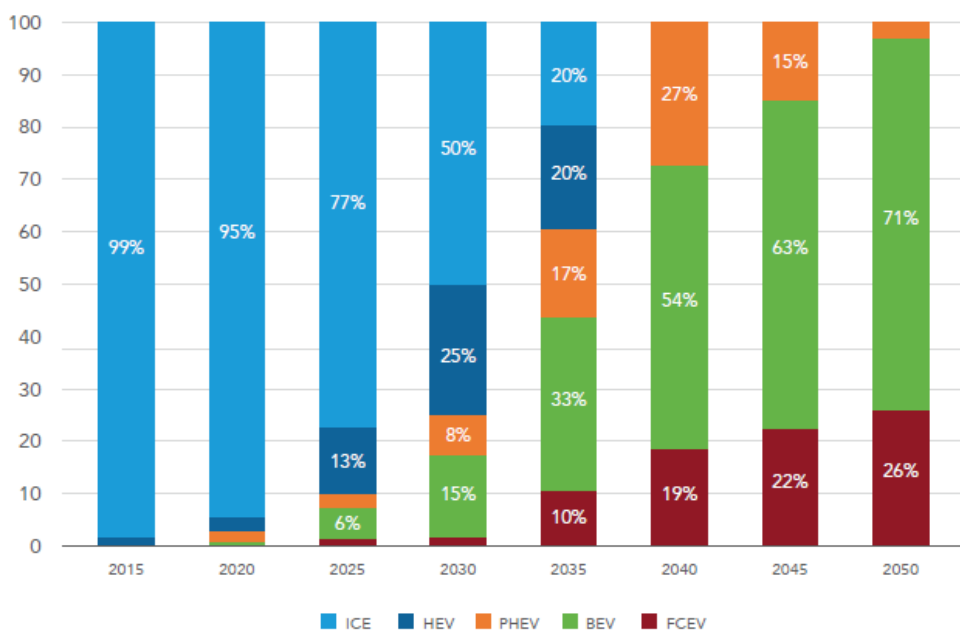


Figura 26: Central TECH scenario [75]<sup>21</sup>.

- 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 di 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 28). 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.

<sup>21</sup> Sulla base del “central TECH scenario” presentato in Figura 26, è prevista una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> di circa 95.87% nel 2050 rispetto ai valori registrati nel 2018. Inoltre, una riduzione di altri inquinanti dannosi alla salute è stimata al 97.38% per gli NO<sub>x</sub> e al 94.61% per il particolato fine



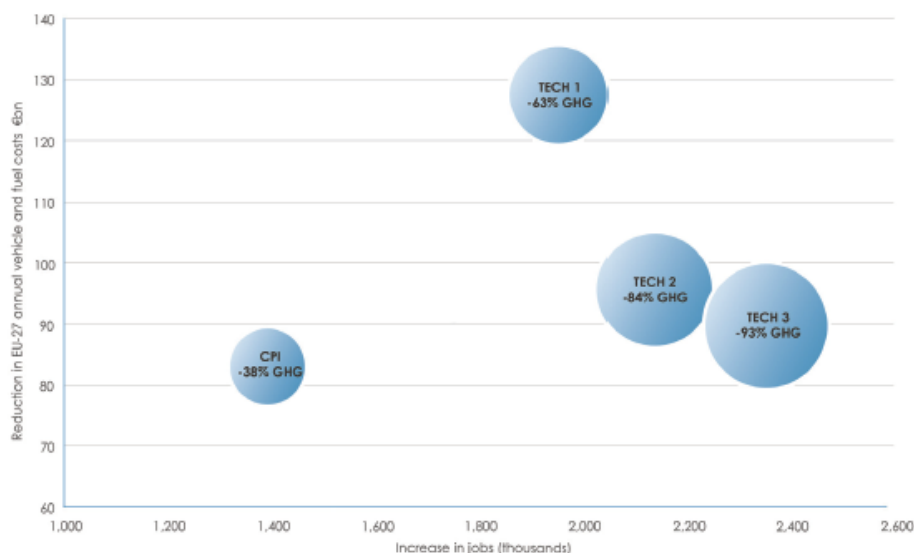


Figura 27: Impatti sulle emissioni dirette di CO<sub>2</sub> e incremento dei posti di lavoro rispetto al Reference Scenario, anno 2050

- 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).

È inoltre opportuno menzionare anche i quattro scenari proposti nel “Fuelling Italy’s Future Summary Report” [76]:

- **Scenario di Riferimento** che prevede la sostituzione di vecchie auto con nuove auto più efficienti per quanto riguarda lo sfruttamento del combustibile.
- **Scenario Iniziative Politiche Attuali** in cui oltre alla maggior efficienza dei motori a combustione interna è prevista l’introduzione di veicoli ibridi, ibridi plug-in, e a batterie con l’obiettivo di raggiungere 95 g CO<sub>2</sub>/km entro il 2021 e ulteriori riduzione del 15% e del 30% entro il 2025 e 2030, rispettivamente.
- **Scenario TECH** che prevede l’aumento dei veicoli ibridi, ibridi plug-in e a batterie in una graduale transizione fino al 2030 seguita dalla sostituzione dei veicoli PHEV con veicoli a batteria pura o veicolo a idrogeno utilizzando la tecnologia delle celle a combustibile.
- **Scenario TECH RAPID** prevede una transizione più rapida rispetto a quella ipotizzata nello scenario TECH seguita da un forte incremento di veicoli BEV sebbene non completamente privo di PHEV e FCEV.

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 [77]. 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 28).



Figura 28: 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.

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. Queste sono:

- Regno Unito: "UK H2 Mobility" ([www.ukh2mobility.co.uk](http://www.ukh2mobility.co.uk));
- Francia: "Mobilité hydrogène France" ([www.afhycpac.org](http://www.afhycpac.org)) (Figura 29);
- 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.

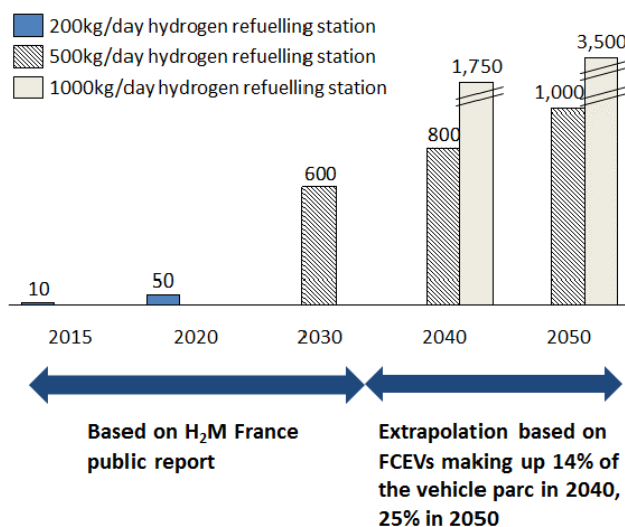


Figura 29: Proiezione del numero di stazioni di rifornimento ad idrogeno previsto in Francia



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.

### 3.2 Scenari europei settore trasporto pesante

In ambito trasporto pesante, non esistono al momento della scrittura di questo documento, scenari e studi sull'implementazione dei veicoli a cella a combustibile nel territorio europeo. Per lo sviluppo del modello descritto nei prossimi capitoli, ci si attiene agli obiettivi europei di decarbonizzazione nel lungo termine, i quali prevedono una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> del 80% al di sotto dei livelli del 1990. Nella composizione settoriale, la Roadmap 2050 individua lo sforzo richiesto al settore trasporti in una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> nell'ordine del 60%. Nel 2018, il Terzo Pacchetto Mobilità UE ha introdotto delle restrizioni specifiche per i veicoli pesanti, imponendo una riduzione delle emissioni medie dei nuovi veicoli pesanti (calcolato quindi sul venduto) pari al -15% nel 2025 (obiettivo vincolante) e -30% al 2030 (obiettivo indicativo, soggetto a revisione nel 2022). Al fine di tracciare e verificare l'andamento, a partire dal 1 gennaio 2019 tutte le vendite sono registrate tramite il software VECTO, il cui modello calcola il valore di emissioni medie di ogni veicolo venduto in ciascun Paese in base alle caratteristiche del veicolo (motorizzazione, percorrenza, consumi, etc.), tenendo in considerazione anche gli inquinanti classici (particolato, NO<sub>x</sub>, CO, idrocarburi incombusti, etc.) e prevedendo premialità per la presenza di combustibili rinnovabili (ad es. biometano).

### 3.3 Scenari europei settore Ferroviario

Nel settore ferroviario, Roland Berger per conto di Shift2Rail JU e FCH JU ha presentato 3 scenari di introduzione dei locomotori H<sub>2</sub> riportati nel "*Study on the use of fuel cells and hydrogen in the railway environment*" del 2019. [7] Tali scenari discriminano un'implementazione di treni H<sub>2</sub> a seconda della competitività delle soluzioni ad idrogeno rispetto a quelle standard (diesel, elettrificazione) e altre innovative (batterie), proponendo 3 diversi approcci:

- Scenario *LOW*: si è valutato un TCO per i treni H<sub>2</sub> maggiore rispetto alle alternative, un limitato supporto pubblico oltre che a un valore relativamente basso del costo del diesel.
- Scenario *BASE*: TCO dei treni H<sub>2</sub> comparabili con quelli diesel (con prezzo carburante pari a 1.22 euro/litro) e costo elettricità per produzione idrogeno pari a 60 euro /MWh, senza considerare riduzioni di costo della tecnologia FCH né per i treni né per le stazioni di rifornimento.
- Scenario *HIGH*: in questo scenario si considera un TCO per i treni H<sub>2</sub> concorrenziale e favorevole rispetto alle alternative, ipotizzando un cost del diesel che rende ancora più sfavorevole questa alternativa.

Gli scenari qui considerati non valutano possibili strette regolamentatorie alle emissioni inquinanti prodotte dalla mobilità diesel (*switch off*), quindi si basano unicamente sulla competitività economica della soluzione FCH rispetto le altre tecnologie. Questi scenari vengono poi applicati a 3 tipologie di mercati nazionali:



- *Frontrunner* -

Mercati nazionali caratterizzati dalla presenza di progetti di mobilità ferroviaria ad H<sub>2</sub> già in corso, finanziamenti chiari e definiti oltre che all’interessamento e disponibilità di diversi attori del settore idrogeno. A questo va aggiunto, una visione politica che supporta l’eliminazione della mobilità diesel nei trasporti.

- *Newcomer*

Mercati nazionali con esperienza nel settore FCH ma limitato budget d’azione, pochi stakeholder ma con una visione politica volta alla riduzione di emissione.

- *Later Adapter*

Mercati nazionali ove non vi è o è limitata l’esperienza di tecnologie FCH. Inoltre, in questa tipologia si considerano gli stati e i mercati che si concentrano sulle riduzioni delle emissioni inquinanti mediante l’introduzione di maggiori fonti rinnovabili invece che sul tema trasporti.

Viene previsto un’introduzione di materiali rotabili ad idrogeno variabile a seconda della propensione dello stato considerato all’investimento nel settore e alla presenza di competenze chiavi.

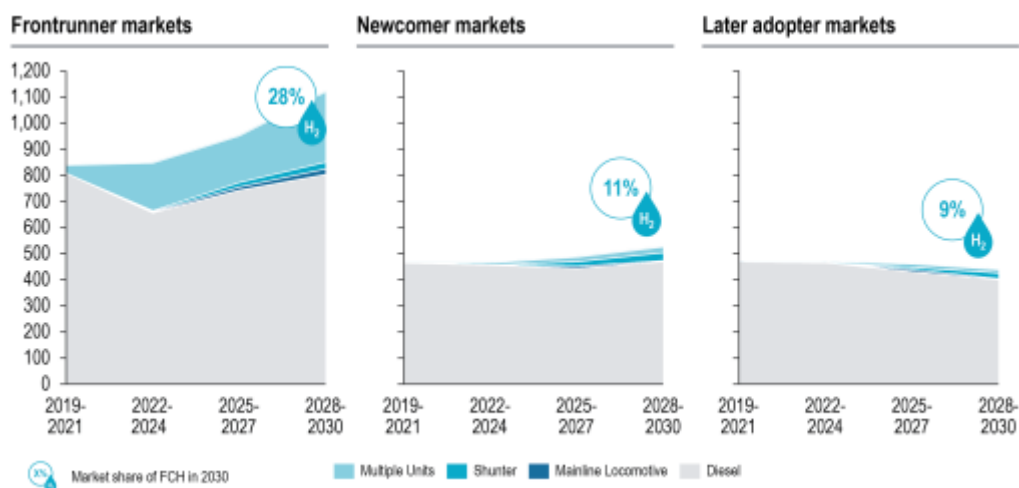


Figura 30. Scenari di introduzione dei locomotori FCH nello stock rotabile in circolazione. [7]

L’Italia compare come mercato “Newcomer”, dove si prevede l’introduzione rispettivamente 15, 21 e 273 materiali rotabili ad H<sub>2</sub> per il 2030 rispettivamente con gli scenari low, base e high.

### 3.4 Scenari europei settore movimentazione materiali

Sul mercato europeo, ogni anno vengono venduti circa 500.000 carrelli elevatori per la movimentazione materiali. Si valuta invece a 2 milioni quelli già presenti ed operanti (Figura 31). Considerando quanto già sviluppato sui mercati del Nord America ed Asia, si può stimare un possibile traguardo di 10.000 carrelli elevatori a Idrogeno in Europa nei prossimi anni. Ricordiamo infatti che questo tipo di applicazione è quello che può vantare nel mondo il maggior numero di mezzi operativi, superiore anche a quello delle auto o degli autobus. In base ad uno studio, raffigurato in Figura 31, di Hydrogen Europe [78], l’associazione europea che raggruppa più di 100 aziende e 68 centri di ricerche in 13 paesi della Ue impegnati nella tematica dell’Idrogeno e delle celle a combustibile, nel 2030 i carrelli elevatori a celle a combustibile con idrogeno come combustibile sono previsti essere la prima scelta per le aziende di grandi dimensioni e raggiungeranno il 50% di quota di mercato all’interno delle flotte a Zero Emissione negli aeroporti [79]. Il cofinanziamento



della Ue per l'attivazione del mercato sarà dimensionato per l'acquisto di 10.000 carrelli elevatori entro il 2027. D'altra parte, la EU e FCH-JU hanno già investito fondi per finanziare progetti sul tema della movimentazione dei materiali a livello industriale. Tra questi ricordiamo i seguenti progetti.

- HAWL (Large scale demonstration of substitution of battery electric forklifts by hydrogen fuel cell forklifts in logistics warehouses). Il progetto ha avuto come obiettivo di dimostrare la fattibilità della sostituzione in vasta scala di carrelli elevatori elettrici con quelli elettrici a celle a combustibile che funzionano ad idrogeno come combustibile [80]. Il consorzio, che era composto da dieci partners, ha iniziato le sue attività il 1° settembre del 2013 e le ha terminate il 31 Agosto del 2017. I fondi impiegati sono stati più di 9 milioni di euro di cui più di 4 milioni di euro finanziati dalla Ue.
- HyLIFT-EUROPE (Large scale demonstration of fuel cell powered material handling vehicles). Il progetto ha avuto lo scopo di realizzare dai 5 ai 20 siti industriali dove potessero operare veicoli per la movimentazione di materiali mossi da celle a combustibile, per un totale di 200 mezzi. I siti dovevano essere dotati di sistemi di ricarica interna. Si è trattato del più ampio esperimento in Europa di mezzi mossi dall'Idrogeno come combustibile e quello più grande al mondo per quanto riguarda l'impiego di tow tractors negli aeroporti. [81] I fondi impiegati sono stati più di 15 milioni di euro di cui più di 6 milioni di euro finanziati dalla Ue.

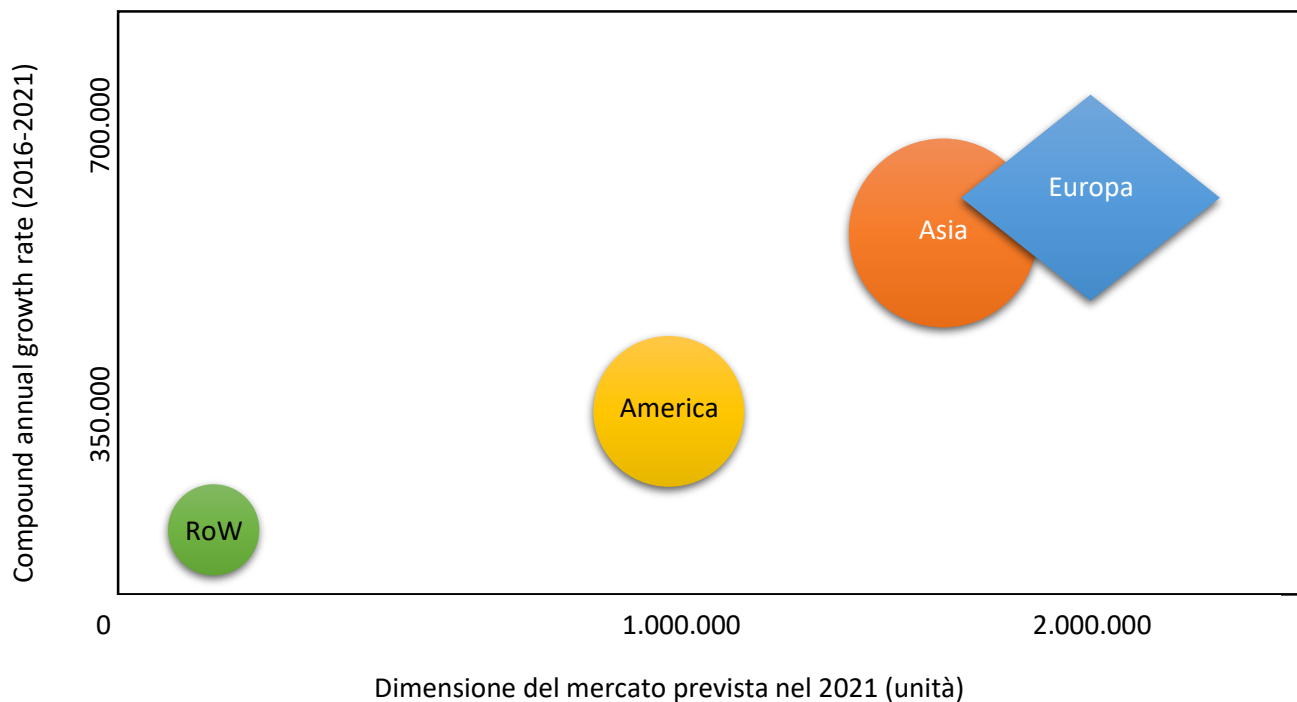


Figura 31: Previsione sul mercato dei mezzi per la movimentazione materiali al 2021 (elaborazione da dati di varie fonti)

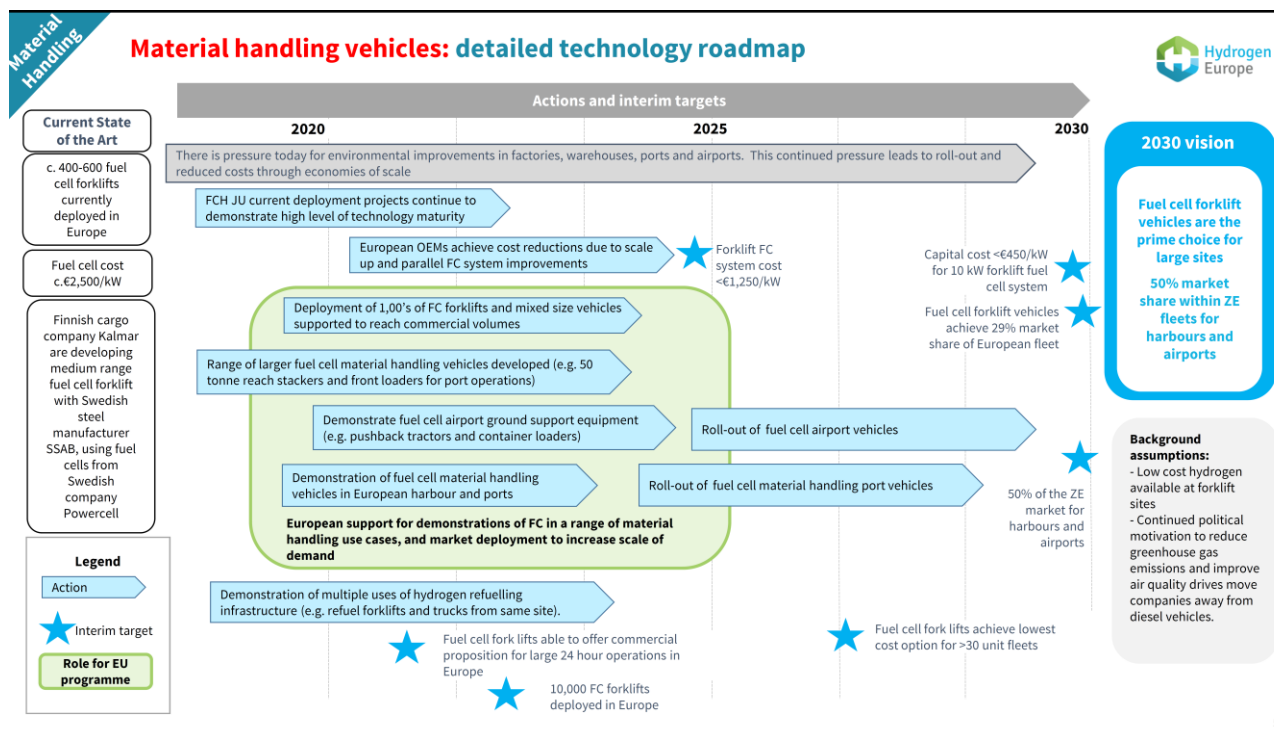


Figura 32: Studio della Hydrogen Europe relativamente al material handling [79]

### 3.5 Scenari europei settore marittimo

Facilitare la transizione degli attuali porti europei verso modelli operativi a basse emissioni di carbonio ed emissioni locali pari a zero è un obiettivo strategico per il futuro dell'Europa. A livello europeo, vale la pena citare il progetto H2PORTS – “Implementing Fuel Cells and Hydrogen Technologies in Ports” [82]. Il progetto è coordinato dalla *Fundación Valenciaport* in stretta collaborazione con l'Autorità Portuale di Valencia ed è finanziato dalla piattaforma europea *Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking* (FCH JU). Al progetto partecipano *Ballard Power Systems Europe AS (Denmark)*, *Centro Nacional de Experimentacion de Tecnologias de Hidrogeno y Pilas de Combustible (Spain)*, *Mediterranean Shipping Company Terminal Valencia SA (Spain)*, *Hyster-Yale (Nederland)*, *Grimaldi Euromed Spa (Italy)*, *Atena Scarl – Distretto Alta Tecnologia Energia Ambiente (Italy)*, *Enagas S.A.(Spain)*.

L'obiettivo principale di H2PORTS è quello di fornire soluzioni efficienti in ambito portuale, che faciliteranno una rapida transizione da un'industria basata su combustibili fossili a un settore a basse emissioni di carbonio. L'uso dell'idrogeno per veicoli e macchinari è stato precedentemente testato in altri settori della logistica e dei trasporti; grazie a questa iniziativa, il porto di Valencia sarà il primo porto in Europa ad utilizzare l'idrogeno per ridurre l'impatto ambientale delle sue operazioni.

In particolare, nell'ambito di questo progetto, tre soluzioni prototipali saranno testate in condizioni operative reali nel porto di Valencia: un *reach stacker* a idrogeno per il carico / scarico e il trasporto di container; un truck per operazioni ro-ro alimentato da celle a combustibile a idrogeno; e una stazione di rifornimento di idrogeno mobile che fornirà il combustibile necessario per garantire i cicli di lavoro continui dei veicoli sopra citati e che opererà nei terminal Grimaldi (Valencia Terminal Europe) e MSC nel porto di Valencia.

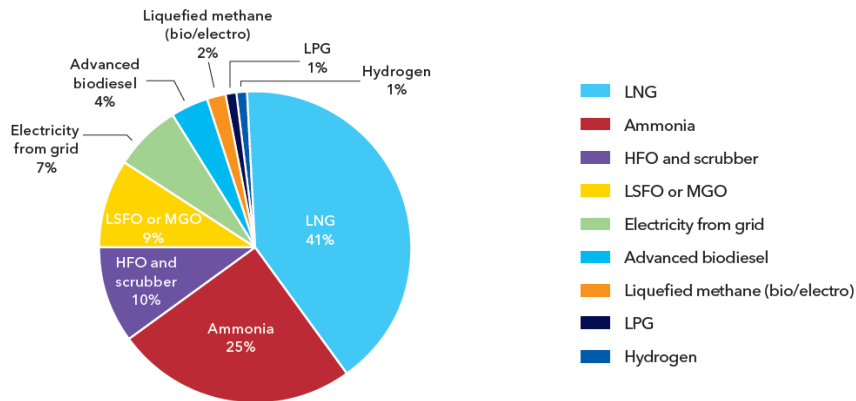
Come obiettivo trasversale, il progetto H2PORTS realizzerà studi di fattibilità sullo sviluppo di una catena di approvvigionamento dell'idrogeno sostenibile nel porto, coordinando tutti gli attori coinvolti: clienti, produttori di idrogeno, fornitori ecc.



Ad oggi non è facile prevedere quale approccio ai combustibili alternativi sarà preferito dall'industria navale nei prossimi decenni.

È altresì vero che la letteratura e le stime relative al settore sono piuttosto ricche e numerose. Il DNV-GL, prestigioso registro di classifica, ha recentemente previsto uno scenario al 2050 in cui i combustibili alternativi acquisiranno un notevole rilevanza nel panorama internazionale [83]. In particolare, viene previsto che il 25% dell'energia richiesta dal settore, sarà veicolata attraverso ammoniaca, il 6% attraverso bio-carburanti e l'1% attraverso idrogeno.

Energy use in 2050 by fuel type for the simulated IMO ambitions DR pathway with main focus on design requirements



LSFO, low-sulphur fuel oil; MGO, marine gas oil; LPG, liquefied petroleum gas; LNG, liquefied natural gas; HFO, heavy fuel oil  
Advanced biodiesel, produced by advanced processes from non-food feedstocks

Figura 33: Scenario di previsione per impiego di combustibili in ambito marittimo nel 2050 [83]

Analizzando i dati MRV 2018 (MRV è un sistema obbligatorio di monitoraggio, comunicazione e verifica istituito dalla Commissione Europea per navi sopra le 5.000 tonnellate di stazza lorda che percorrono una o più tratte commerciali da e verso i porti dell'UE) è possibile stabilire, con ragionevole approssimazione, la quantità di combustibile consumato dalle navi che hanno navigato in area EU nell'anno di riferimento, e conseguentemente l'energia da loro spesa.

Nell'ipotesi in cui lo scenario ipotizzato da DNV-GL sia scalabile linearmente anche per il panorama Europeo, che la richiesta energetica resti costante nel tempo e che l'idrogeno non verrà utilizzato su tutte le tipologie di nave in modo uniforme, è possibile stimare l'ordine di grandezza del quantitativo di idrogeno richiesto dal settore navale nel 2050. Con ulteriori assunzioni legate alle statistiche sulla portualità europea, i valori precedenti possono essere scalati a livello nazionale.

Tabella 13: consumi di idrogeno ipotizzati in ambito marittimo nel 2050, a livello europeo e italiano

Ship Type	Tot. EU fuel cons. 2018 [t]	H2 EU 2018 [t]	H2 EU 2030 [t]	H2 EU 2050 [t]	H2 IT 2018 [t]	H2 IT 2030 [t]	H2 IT 2050 [t]
Bulk carrier	3.554,00	-	3,95	11,86	-	0,31	0,94
Chemical tanker	1.239,00	-	1,38	4,13	-	0,17	0,52
Combination carrier	6,00	-	0,01	0,02	-	0,00	0,00
Container ship	1.654,00	-	1,84	5,52	-	0,16	0,48
Container/ro-ro cargo ship	70,00	-	0,08	0,23	-	0,01	0,02
Gas carrier	259,00	-	-	-	-	-	-
General cargo ship	931,00	-	2,07	6,21	-	0,22	0,66
LNG carrier	196,00	-	-	-	-	-	-
Oil tanker	1.647,00	-	-	-	-	-	-
Other ship types	110,00	-	0,49	1,47	-	0,05	0,16
Passenger ship	138,00	-	0,46	1,38	-	0,23	0,70
Refrigerated cargo carrier	143,00	-	0,16	0,48	-	0,02	0,05
Ro-pax ship	309,00	-	0,69	2,06	-	0,12	0,37
Ro-ro ship	245,00	-	0,54	1,63	-	0,10	0,30
Vehicle carrier	429,00	-	0,48	1,43	-	0,09	0,26
<b>Tot.</b>	<b>10.930,00</b>	<b>-</b>	<b>12,14</b>	<b>36,43</b>	<b>-</b>	<b>1,49</b>	<b>4,46</b>



## 4 La Strategia Energetica Nazionale e interazione col PNIEC

La Strategia Energetica Nazionale (SEN), approvata con il Decreto Interministeriale dell'10 novembre 2017 [84], costituisce la base programmatica e politica per la preparazione del Piano energia e clima e 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 tragguardare i seguenti obiettivi principali:**

- 1) **riduzione dei costi energetici** con l'allineamento dei prezzi ai livelli europei (al 2016 pari a 2€/MWh per il gas naturale e 35€/MWh nel 2015);
- 2) maggiore sicurezza di approvvigionamento, con una **riduzione della fattura energetica estera** di circa 14 miliardi di euro l'anno;
- 3) **raggiungere e superare in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione** al 2030 definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21;
- 4) raddoppiare gli investimenti in ricerca e sviluppo tecnologico *clean energy* da 222 milioni nel 2013 a 444 milioni nel 2021.

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. In particolare, si specifica di coprire almeno il 21 % della domanda energetica nei trasporti con fonti rinnovabili al 2030;
- 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.

La SEN 2017 include l'idrogeno in modo marginale, confermandone in ogni caso la potenzialità nell'integrazione delle RES, l'accumulo elettrico e il Power-To-Gas. [84]

### Il Piano Integrato Energia e Clima Italiano

Come previsto dal Regolamento n. 2018/1999/UE "Governance dell'unione dell'energia", art.9. il Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) ha inviato alla Commissione Europea, nel gennaio 2019, la Proposta di PNIEC Italiano. È attualmente in corso la valutazione della Proposta da parte della Commissione Europea e sono stati avviati il processo di "consultazione pubblico nazionale" e la Valutazione Ambientale Strategica (VAS). Il testo definitivo, come previsto dall'art.3 del regolamento UE sulla *Governance*, dovrà essere notificato alla Commissione Europea entro il 31 dicembre 2019. [85]

Il PNIEC segue nella sua elaborazione, le linee guida definite dalla Direttiva RED II, che prevede al 2030 un target specifico nel settore dei trasporti pari al 14% (obbligo per i fornitori di carburanti ed energia elettrica), tale percentuale rappresenta la componente dell'energia richiesta da questo settore che deve provenire da





fonti rinnovabili. Tuttavia, il target generale italiano (considerando la produzione termica ed elettrica) è stato posto al 30% dei consumi finali lordi totali soddisfatti dalle FER, perciò si prevede che il settore dei trasporti superi il valore del 14%, aumentando l'obbligo in capo ai fornitori di carburanti ed energia elettrica ai trasporti fino ad arrivare ad una quota rinnovabile del 21,6% pari a circa 5953 ktep (kilo-tonnellate equivalenti di petrolio), equivalenti a 69.233 GWh, su un totale di energia richiesta dal settore trasporti pari a 27607 ktep al 2030.

In merito ai carburanti rinnovabili non biologici, il PNIEC assume per l'idrogeno un contributo, intorno all'1% del target FER-Trasporti, attraverso l'uso diretto nelle auto, autobus e treni a idrogeno (per alcune tratte non elettrificate) o attraverso l'immissione nella rete del metano anche per uso trasporti. Una indicazione di uso differenziato comprende anche la possibilità di un 0,8% di immissione in rete di gas tal quale o, ritrasformato in metano, e 0,2% per uso diretto in auto, bus e treni. Il target FER-Trasporti per l'idrogeno dell'1% corrisponde a circa 692 GWh, corrispondenti a 20.778 tonnellate anno di idrogeno (considerando LHC dell'idrogeno pari a 33,32 MWh/t).



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

La definizione degli obiettivi nazionali è basata su criteri specifici e su una modellazione analitica di dettaglio estesa fino al 31/12/2050, prendendo in considerazione i seguenti aspetti:

- obiettivi ambientali per la riduzione dei gas serra e delle emissioni inquinanti;
- futura flotta di mezzi a mobilità alternativi attesi per i diversi orizzonti temporali e stima della domanda futura<sup>22</sup>;
- produzione dell'idrogeno e 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.

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 mezzi H2 del prossimo futuro alla produzione dell'idrogeno, dall'integrazione delle energie rinnovabili alla realizzazione dell'infrastruttura di distribuzione. 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 della mobilità italiana.

L'intera analisi è stata scomposta nelle seguenti aree:

1. Dimensionamento e introduzione mezzi idrogeno;
2. Produzione dell'idrogeno per il settore dei trasporti;
3. Dimensionamento delle stazioni di rifornimento;
4. Riduzione delle emissioni inquinanti;
5. Mobilità navale (capitolo a sé stante data la specificità del tipo di mobilità)
6. Multimodalità
7. La prospettiva del consumatore;
8. Integrazione delle rinnovabili elettriche

### 5.1 Dimensionamento e introduzione mezzi idrogeno

#### 5.1.1 Mobilità leggera su gomma e bus

Il seguente contesto caratterizza lo **stato attuale** del settore dei trasporti in Italia nella mobilità leggera e bus:

- Nel periodo 1990-2013 si osserva per il settore dei trasporti un incremento dei consumi finali di energia del 13.1 %. Al **2016** il settore dei trasporti rappresenta il **33.7 % dei consumi finali totali di energia** (39112 ktep su un totale di 115931 ktep) [86].
- 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

---

<sup>22</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



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>23</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>) [87]. Il rapporto sulla qualità dell'aria "Mal'ARIA di città" pubblicato da Legambiente [88] 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.** [89]

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**.

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 vendita di autovetture FCEV proposta nello Scenario MobilitàH2IT è riportata in Figura 34 per il contesto italiano<sup>24</sup>. Lo scenario di vendita in Italia delle autovetture FCEV si pone l'obiettivo di 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 41: Scenario MobilitàH2IT, numero e tipologia stazioni rifornimento per autovetture FCEV fino al 31/12/2025 Tabella 41, gli obiettivi annuali fino al 31/12/2025.

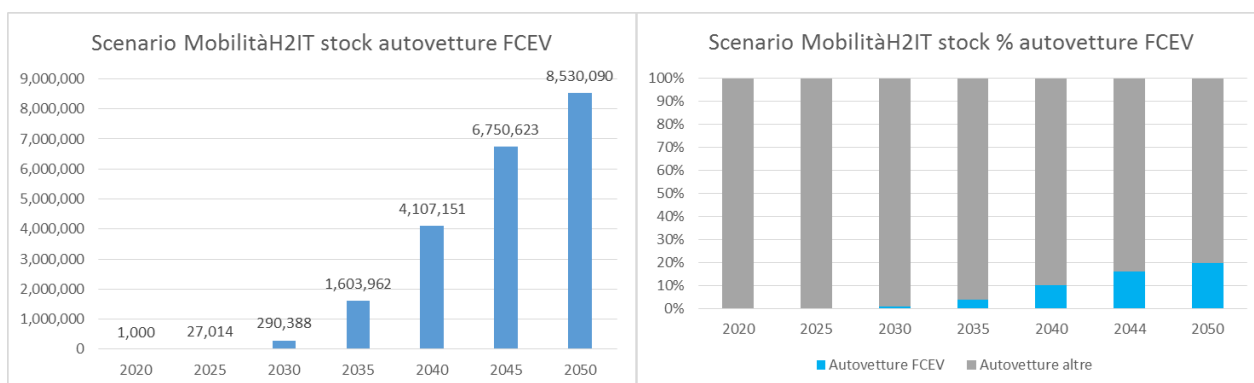


Figura 34: Scenario MobilitàH2IT, stock autovetture FCEV fino al 31/12/2050

<sup>23</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>24</sup> Nel calcolo dello stock autovetture FCEV è stato considerato un life-time di 12 anni



Passando agli autobus, lo scenario di *ramp-up* italiano è indicato in Figura 35<sup>25</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. L'obiettivo è di 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 42, i target annuali fino al 31/12/2025.

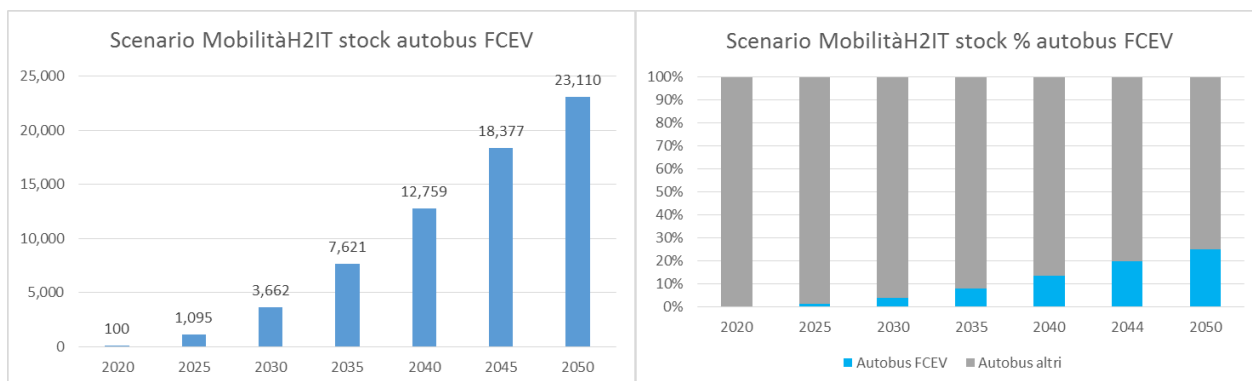


Figura 35: Scenario MobilitàH2IT, stock autobus FCEV fino al 31/12/2050

Una panoramica dei costi per autovetture e autobus FCEV (conformi alle previsioni di mercato europee) applicati nello Scenario MobilitàH2IT è illustrata in (Appendice 7.3). 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 le stesse tendenze 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 divario iniziale.

Applicando i costi previsti in Europa per le autovetture FCEV e per gli autobus FCEV (forniti in Tabella 34) è stato calcolato il CAPEX e il costo addizionale degli scenari di vendita per il contesto italiano, comparando il costo dei veicoli FCEV con veicoli diesel (Figura 36). In Tabella 35, un'analisi annuale fino al 31/12/2025.

Al fine di coprire tali costi addizionali, 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 addizionale implica lo stanziamento di **circa 758.1 M€ nel successivo periodo 2021-2025** (circa 529.1 M€ per le autovetture e circa 229 M€ per gli autobus).

<sup>25</sup> Nel calcolo dello stock autobus FCEV è stato considerato un life-time di 12 anni

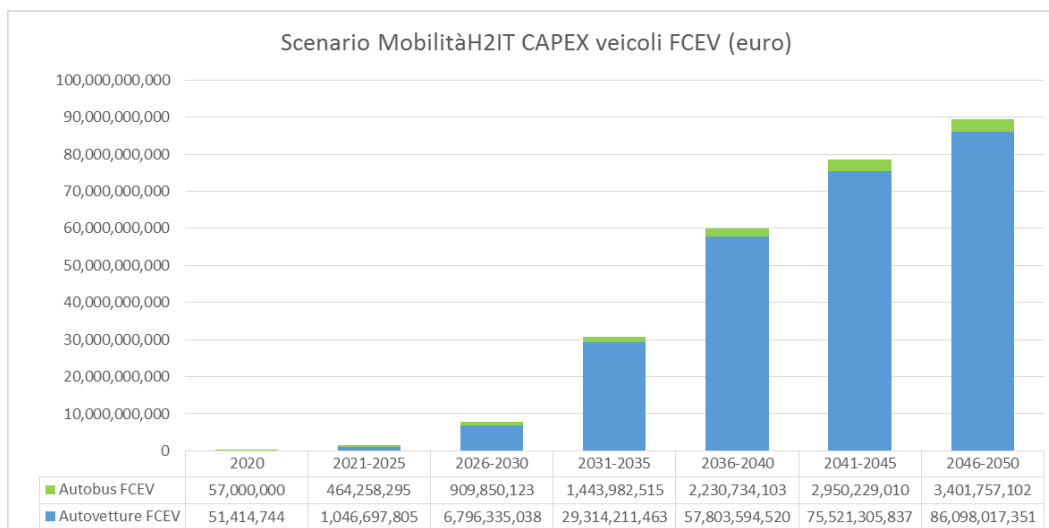


Figura 36: Scenario MobilitàH2IT, CAPEX veicoli FCEV fino al 31/12/2050

I parametri tecnici utilizzati per le autovetture FCEV [8], [12] e per gli autobus FCEV [10], riguardanti l'efficienza (fuel economy), la vita (life-time) e la percorrenza annua (km/anno), sono riportati in Tabella 36. 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 addizionale dei veicoli FCEV, potrà essere ridotta progressivamente.

### 5.1.2 Mobilità pesante su gomma

In merito al dimensionamento e allo scenario di introduzione dei mezzi pesanti H<sub>2</sub>, l'attuale consistenza del parco circolante di veicoli per trasporto merci in Italia è pari a circa 4,1 milioni di veicoli leggeri (< 3,5 t), 720.000 veicoli pesanti (> 3,5 t) e 173.000 trattori stradali (motrici). Tra i veicoli pesanti, circa 310.000 mezzi hanno PTT maggiori a 14 t e prevedono esclusivamente alimentazioni a gasolio, mentre le restanti 410.000 unità hanno PTT compresi tra 3,5 t e 14 t. Tra i trattori stradali, soltanto 3.500 veicoli rientrano in PTT minori di 14 t, mentre la maggior parte (170.000) hanno PTT sopra le 14 t e sono i primi interessati dallo spostamento verso alimentazioni alternative, anche in relazione alla loro elevata percorrenza media annua (tipicamente nell'ordine dei 100.000 km e oltre) [90].

Le immatricolazioni di veicoli commerciali in Italia sono pari a circa 180.000 veicoli/anno per la classe <3.5 t. Come detto sopra, questo numero di confronto con una consistenza del parco circolante corrispondente di circa 4,1 milioni di veicoli. Salendo con la dimensione del veicolo, le immatricolazioni di veicoli industriali in Italia sono pari a circa 25.000 veicoli all'anno per la classe >3,5 t (si fa riferimento al peso totale a terra o PTT) e circa 20.000 veicoli all'anno per la classe >16 t, con un andamento poco variabile negli anni recenti [90].

In anni recenti, la maggiore evoluzione tecnologica nel settore dei veicoli industriali è stata l'introduzione dei veicoli a GNL, in particolare nella classe >16 t. A titolo di esempio, la gamma IVECO *Stralis* comprende modelli come il 460NP (con motorizzazione 13 litri e 460 CV a ciclo Otto) aventi fino a 1600 km di autonomia, proposti con obiettivo di riduzione del Total Cost of Ownership del 9% rispetto ai corrispondenti modelli a gasolio. Le vendite di questo tipo di veicoli sono iniziate nel 2014-2015 ed hanno raggiunto l'8% del venduto nella classe >16 t nel 2018, ovvero circa 2200 veicoli/ anno (contro circa 30 veicoli nel 2015, 300 nel 2016 e 1000 nel 2017).

L'introduzione di questa nuova classe di veicoli può essere presa come esempio di riferimento per valutare la traiettoria di inserimento di una nuova tecnologia, come l'idrogeno, all'interno del settore dei veicoli



pesanti. Sebbene le due tipologie di *drivetrain* siano ovviamente diverse, in entrambi i casi si propone un vantaggio ambientale (riduzione delle emissioni sia di inquinanti classici sia di gas clima-alteranti quali la CO<sub>2</sub>) e si assiste ad un cambiamento di combustibile rispetto al gasolio, per il quale si richiede una nuova e specifica infrastruttura di distribuzione. Da notare che in Italia si è assistito all'avvio del mercato con la parallela creazione di una rete che conta circa 40 distributori di GNL per camion (dati Staffetta UPI, maggio 2019), da confrontarsi con circa 170 stazioni nell'intera UE. Le aziende presenti sul mercato italiano indicano infatti come sia sufficiente una rete complessiva di circa 70-80 distributori, opportunamente dislocati sul territorio nazionale, per consentire una buona diffusione sul territorio di questo tipo di veicoli.

### *Veicoli*

Si stima che, con una commercializzazione dei mezzi a partire dal 2021-2022 e una effettiva presenza nel parco italiano a partire dal 2025, i camion a celle a combustibile a idrogeno possano arrivare a coprire progressivamente una frazione rilevante del mercato e del relativo fabbisogno energetico.

La previsione del numero di veicoli pesanti a celle a combustibile alimentati a idrogeno si concentra sulla classe di veicoli con PTT superiore a 14 t e, all'interno di questa categoria, sul caso specifico dei trattori stradali (motrici di TIR) su cui lo sviluppo è ad oggi più avanzato. Si trascura invece, in via cautelativa, il settore contiguo degli autocarri (veicoli pesanti non scomponibili in motrice con rimorchio), comprendenti una larga varietà di opzioni, da mezzi per il trasporto merci ad autogrù, autobetoniere e altri camion speciali. Per questo settore è infatti presumibile una penetrazione significativa ma più lenta, ed i chilometraggi e consumi medi sono assai più variabili. È da segnalare tuttavia che in taluni casi sono state già avviate delle esperienze dimostrative (ad esempio, i mezzi del già citato accordo ESORO-COOP in Svizzera e lo sviluppo di mezzi per la raccolta dei rifiuti da parte di VDL nei Paesi Bassi, v. terza colonna di Tabella 5, caso '27 t') e la numerosità di veicoli immatricolati di questo tipo è molto ampia.

### *Veicoli del tipo trattori stradali (motrici)*

Per questa categoria, la numerosità di veicoli a celle a combustibile alimentati a idrogeno è stimata considerando le seguenti ipotesi:

- si considera la sola classe con PTT oltre le 14 t, che conta oggi circa 170.000 veicoli immatricolati in Italia (dato ACI 2017);
- lo stock complessivo dell'immatricolato rimane invariato e il numero di nuovi veicoli immatricolati per anno resta costante al valore del 2018 (circa 20.000 unità);
- il mercato di trattori stradali a celle a combustibile alimentati a idrogeno arriva nel 2050 a rappresentare il 35% delle vendite (in linea con le stime di Hydrogen Europe), raggiungendo una consistenza pari a quasi il 30% del parco immatricolato nello stesso anno;
- per i mezzi da sostituire, alimentati a gasolio, si considera un consumo medio di 30 litri/100 km e una percorrenza media di 120.000 km/anno;
- il consumo medio di idrogeno nei nuovi veicoli a celle a combustibile è pari a 7.5 kg<sub>H2</sub>/100 km, in linea con i dati riferiti dai produttori e le stime della letteratura scientifica;
- la vita media dei mezzi è posta pari a 10 anni, per tenere conto nelle vendite anche dei veicoli da sostituire, assumendo che una volta adottata la tecnologia a celle a combustibile a idrogeno, la successiva sostituzione avvenga scegliendo la medesima tecnologia.

Sulla base di queste ipotesi, si costruisce una stima dell'evoluzione del mercato. La determinazione della curva di introduzione dei veicoli a celle a combustibile a idrogeno considera un fattore incentivante nei primi



anni<sup>26</sup>, per favorire la penetrazione della tecnologia, riducendolo dopo il 2030 e azzerandolo dopo il 2035. Si fa riferimento, inoltre, ai dati di avvio del mercato relativo ai veicoli pesanti alimentati a gas naturale liquefatto (GNL), come riportati in Tabella 14. Le caratteristiche delle due tecnologie sono differenti poiché i veicoli a GNL utilizzano un *drivetrain* convenzionale (serbatoio di combustibile a pressione ambiente, motore a combustione interna), ma le due soluzioni risultano simili nel loro essere prodotti innovativi e a ridotto impatto ambientale, che si posizionano su un mercato solido e strutturato caratterizzato dalla presenza di soluzioni consolidate. Per tenere conto tuttavia della maggiore innovatività dei veicoli a idrogeno, prudenzialmente la serie storica iniziale dei dati di vendita dei veicoli a GNL viene ricalata su un periodo di tempo maggiore (10 anni anziché 5 anni). Rispetto al *roll-out* dei veicoli con motore a combustione interna a GNL, si può presumere infatti che l'introduzione dei veicoli a celle a combustibile a idrogeno sia resa più lenta dal maggiore grado di innovazione che comporta: mentre nel caso del GNL si introduce un combustibile alternativo a bordo di un mezzo per il resto meccanicamente molto simile agli esistenti (motore a combustione interna, trasmissione, etc.) e noto agli utilizzatori, nel secondo caso si tratta di un sistema propulsivo celle a combustibile-elettrico interamente nuovo, che richiede formazione e porta con sé un certo grado di incertezza.

Tabella 14: Dati storici delle vendite di veicoli pesanti a GNL (trattori stradali) in Italia a partire dalla loro introduzione nel 2015.

	2015	2016	2017	2018
Trattori stradali a GNL	30	300	1000	2000

La proiezione di mercato che ne deriva per i trattori stradali a celle a combustibile a idrogeno è riportata in Figura 37 e dettagliata in Tabella 15 a intervalli di 5 anni. Si raggiunge in particolare uno stock di circa 49.000 veicoli – pari al 29% del parco circolante – nel 2050, mentre le vendite contano 1500 unità dopo 10 anni dall'inizio. Il numero relativamente alto (oltre 100 veicoli) nel primo anno considerato tiene conto del fatto che già negli anni 2021-2025 si sviluppino iniziative *'early adopter'* di flotte sperimentali, collocate in zone ristrette del Paese dove l'infrastruttura venga sviluppata in tempi rapidi (ad es. la direttrice Brennero-Modena di connessione internazionale, che è già luogo di sviluppo delle soluzioni a idrogeno per autoveicoli e autobus [11]).

<sup>26</sup> La stima è effettuata seguendo il "generalized Bass diffusion model", di ampia diffusione nella teoria dell'introduzione di nuovi prodotti sul mercato (Bass, Frank M. (2004). "Comments on "A New Product Growth Model for Consumer Durables": The Bass Model". Management Science. 50 (12): 1833–1840).

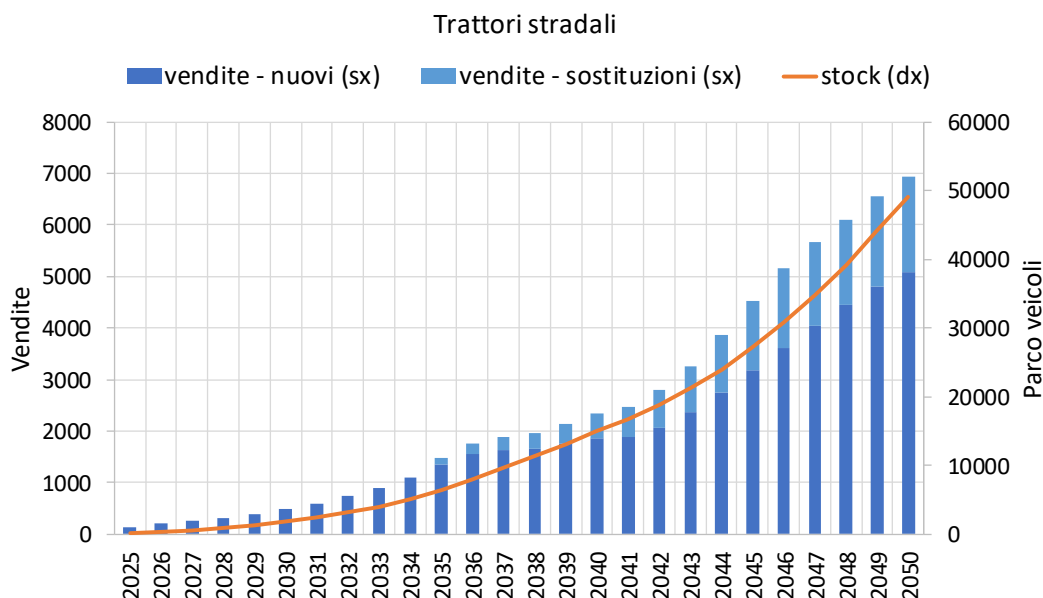


Figura 37: Curva di introduzione nel mercato dei veicoli a celle a combustibile a idrogeno (trattori stradali).

Tabella 15: Stock di veicoli pesanti a celle a combustibile a idrogeno attesi in Italia tra il 2025 e il 2050.

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Trattori stradali	132	1764	6442	14895	27139	49132

### 5.1.3 Mobilità ferroviaria

Il piano strategico qui presentato non pretende di raggiungere un livello elevato di dettaglio, soprattutto riguardo la previsione puntuale d'introduzione dei treni e la distribuzione locale dei materiali rotabili a H2 nei prossimi anni. Al contrario, lo scopo di questo lavoro è di fornire un quadro strategico di introduzione delle tecnologie H2 nel panorama italiano mediante dati e figure di merito attinenti e coerenti con lo stato dell'arte delle tecnologie idrogeno e celle a combustibile al fine di supportare le possibilità di investimento pubblico. L'analisi qui riportata vuole essere la più generale possibile al fine di rappresentare al meglio la varietà dei casi nella mobilità qui trattata e la sua massima potenzialità di penetrazione nel settore ferroviario nazionale, tuttavia considerando fattori specifici introdotti da attori del sistema ferroviario italiano con una robusta visione oggettiva sul tema.

Secondo il piano nazionale di Attuazione (NIP) [91], al 2016 vi erano almeno 473 materiali rotabili a trazione diesel per il servizio trasporto passeggeri sulle linee non elettrificate italiane. Tale stima risulta in leggero difetto per l'assenza di dati di alcune imprese ferroviarie, tuttavia viene considerata in questo studio come valore di riferimento del parco rotabili in circolazione.

Ai fini di supportare l'aggiornamento del Quadro Strategico Nazionale delle infrastrutture per combustibili alternativi con elementi utili a definire dei lineamenti strategici anche per il settore della mobilità ferroviaria, Rete Ferroviaria Italiana – in qualità di Gestore dell'Infrastruttura Ferroviaria Nazionale (IFN) e in coerenza con la propria missione e le proprie attribuzioni – ha istituito un Tavolo Tecnico composto dai Gestori dell'infrastruttura Regionali interconnessa con la IFN, dalle Imprese Ferroviarie operanti nel trasporto dei passeggeri, dall'Autorità di Regolazione dei Trasporti. Il Tavolo Tecnico si è concentrato sul segmento della mobilità passeggeri. La finalità del Tavolo Tecnico è stata quella di approfondire la tematica della mobilità a idrogeno e delle relative infrastrutture di terra aprendo quest'interlocuzione anche alle Imprese Ferroviarie





per favorire il dialogo sulla nuova tecnologia, favorire la convergenza di un'opinione comune del settore ferroviario per favorire una eventuale più rapida introduzione di tale mobilità sostenibile.

Il tavolo ha riconosciuto che l'elettificazione delle linee o l'implementazione della mobilità ferroviaria a idrogeno, di per sé, non comportano tanto incrementi di funzionalità e di competitività del servizio rispetto al trasporto effettuato con materiale rotabile diesel, quanto piuttosto contributi positivi in termini di sostenibilità ambientale, sociale ed economica in opportune condizioni a contorno, racchiudendo le proprie valutazioni emerse nel corso delle interlocuzioni in un *position paper* - rivolto ai Ministeri competenti (Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare - rappresentativo della posizione del settore ferroviario (relativamente al segmento del trasporto passeggeri, per le società che hanno di fatto partecipato ai lavori).

Nell'ambito del Tavolo Tecnico, è stato discusso un primo insieme delle linee della IFN e delle Infrastrutture Regionali interconnesse con la IFN stessa caratterizzate dal maggiore potenziale di implementazione della mobilità ferroviaria a idrogeno, selezionato mettendo a sistema:

- l'attuale assenza di elettificazione;
- lo schema dei servizi ferroviari che interessano ad oggi le linee e gli Accordi Quadro per i modelli di esercizio futuri, sottoscritti da RFI con le Regioni;
- gli interventi di elettificazione inseriti in "Contratto di Programma - parte investimenti" e già avviati;
- la disponibilità provinciale di potenza installata da parte degli impianti di produzione elettrica da fonti rinnovabili esistenti;
- la collocazione geografica degli impianti industriale di produzione centralizzata di idrogeno di tipo "merchant/byproduct".

Tali opportunità identificate dovranno essere oggetto di specifici approfondimenti regolatori, normativi, tecnici ed economici da parte di tutti i Soggetti interessati al fine di determinare l'effettiva opportunità di implementazione della mobilità ad idrogeno e delle relative infrastrutture di terra al particolare contesto applicativo.

Ad oggi, appare ragionevole supporre che nello scenario 2050 possano essere prese a riferimento – al momento – solo le linee identificate dal Tavolo Tecnico coordinato da RFI per l'eventuale implementazione della mobilità ferroviaria a idrogeno. Sulle stesse linee, sono in servizio c.a. **100 materiali rotabili** diesel - incluse eventuali materiali di scorta e riserva - che, sempre nell'ottica di una previsione industriale di scenario futuro al 2050, possono essere presi a riferimento per la sostituzione integrale con materiali rotabili a FCH e batterie.

Fissato il riferimento industriale al 2050 in 100 materiali rotabili a FCH, al fine di stimare nella presente trattazione l'andamento degli investimenti necessari all'infrastruttura di rifornimento e distribuzione H2 (scopo centrale della DAFI) si prevede un'implementazione lineare nel periodo 2020-2050, con un parco treni costituito da 20 locomotori H2 al 2025, 30 al 2030, 50 al 2035, 70 al 2040, 80 al 2045 e 100 al 2050. Tale andamento non tiene in considerazione la natura fortemente discontinua delle sostituzioni dei locomotori nel settore ferroviario, caratterizzata da un numero di ricambi del materiale rotabile molto consistenti e legati a logiche di introduzione per linee e bacini piuttosto che per singole unità.

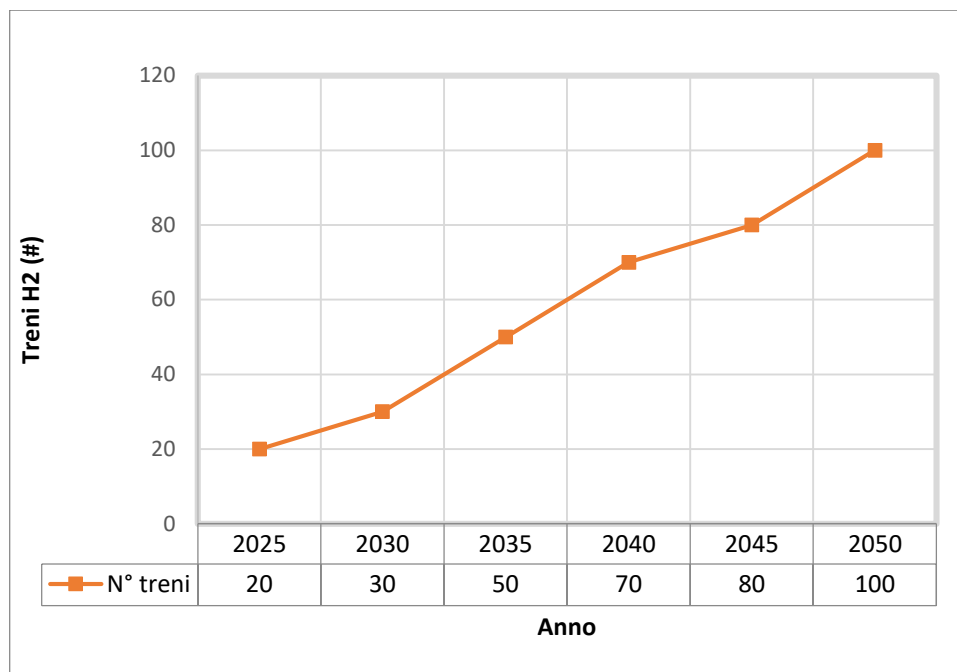


Figura 38: Possibile evoluzione dello stock di materiali rotabili a H2 nel periodo 2020-2050.

Il profilo temporale della quota di treni H2 circolanti sulle linee non elettrificate, risulta essere compreso tra i due macro-scenari ipotizzati dallo studio Roland Berger sull'Italia per il decennio 2020-2030 nel caso BASE e HIGH, stimando una quota di locomotori H2 al 2025 poco inferiore al 5%, per raggiungere il 6.3% al 2030. Ciò avvalorata la metodologia fin qui seguita che si rispecchia con risultati simili allo studio internazionale. Si vuole sottolineare, come tuttavia il tasso di sostituzione riportato è da considerare massimale, dato che il numero di rotabili sostituibili è considerato in difetto.

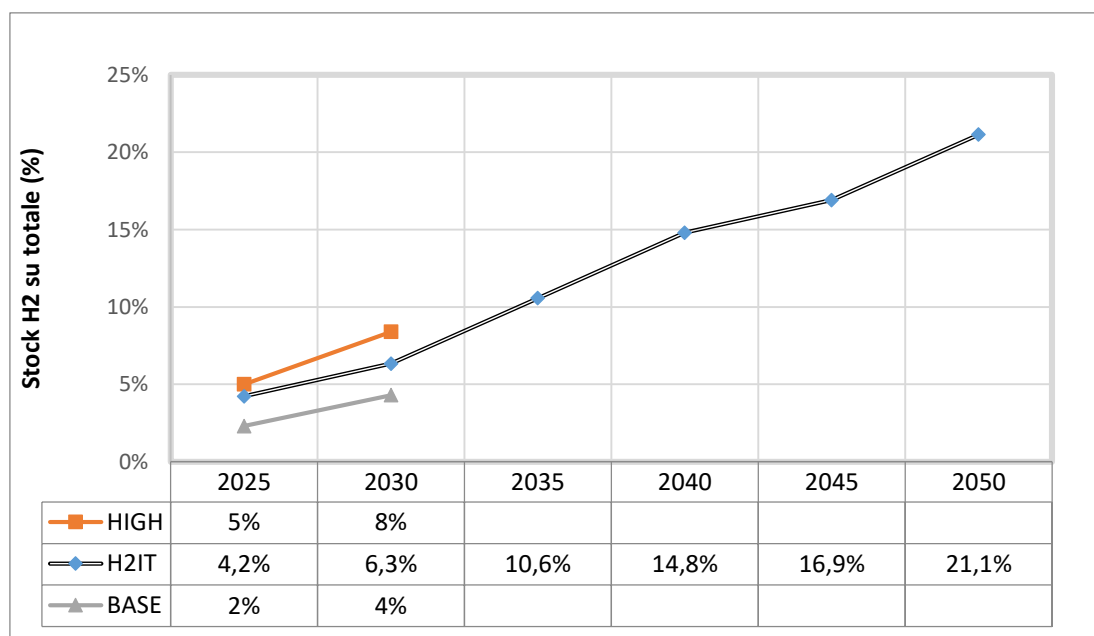


Figura 39: Confronto della quota rotabile H2 presente sulla rete italiana nel periodo 2020-2050, secondo il modello prudenziale qui presentato ed i due scenari limite BASE e HIGH, previsti dallo studio Roland Berger. Va sottolineato che i tassi di sostituzione effettivi siano in realtà leggermente inferiori, in quanto l'insieme di riferimento, 473 (riferimento al 2016), è da considerare in difetto.



Tuttavia, si vuole sottolineare come esistano condizioni in Italia, favorevoli ad una potenziale miglior e più consistente introduzione di materiali rotabili H2. Si stima che, dato il verificarsi delle condizioni sopra elencate, vi sia la possibilità che alcune condizioni possa abilitare una penetrazione maggiore di rotabili a idrogeno nel contesto delle linee regionali attualmente con treni diesel. Dalla stima al 2016 del parco rotabili diesel potenzialmente sostituibili, di circa 473 treni, si può supporre che una frazione di questi, tra i **200 e 250 totali**, possa essere convertita a trazione ad idrogeno agendo su alcuni fattori:

- Miglioramento dei costi d'investimento ed operativi dei locomotori H2 rispetto ai diretti concorrenti (diesel e batteria).
- Studio e sviluppo di nuovi modelli di business
- Maggior appoggio sia dal settore pubblico centrale che dalle realtà territoriali.

Nello specifico si prevedono alcune condizioni che, se adeguatamente sviluppate, possono abilitare un maggior numero di potenziali locomotori diesel sostituibili con tecnologia FCH:

- Disponibilità di retrofit sui rotabili diesel.

Tale approccio introduce modelli di business diversi, riducendo il costo di acquisto del rotabile, in particolare allungando tempi di vita dei rotabili diesel e riducendone i costi nella conversione a rotabili a pile a combustibile.

- Presenza di condizioni politiche e/o incentivanti favorevoli:

Esiste una sensibilità politica specifica nell'introduzione dei rotabili H2, che ha già dimostrato interesse anche per linee al di fuori delle tratte identificate dal tavolo RFI.

- Presenza di iniziative progettuali specifiche (priorità infrastrutturali).

Varie iniziative, sia nazionali (e.g. tavolo MISE, Idrogeno settore trasporto) che europee (e.g. iniziative in ambito FCH JU, CIEF, ETS funds), prevedono uno supporto specifico nel settore ferroviario ad H2.

- Studi di fattibilità favorevoli allo sviluppo di ulteriori iniziative.

In questo contesto, si identificano iniziative di studio di fattibilità in diverse Regioni italiane, che identificano vantaggi specifici anche al di fuori delle tratte identificate dal tavolo RFI.

- Sviluppo di rotabili bimodali, in grado di viaggiare sia a idrogeno sia su linee elettrificate limitrofe.

#### **5.1.4 Movimentazione materiale**

Nel caso della movimentazione materiale, si ipotizzano due scenari di vendita a livello nazionale di carrelli elevatori ad H2: uno prudenziale di 50 carrelli/anno e uno più ottimistico, ma comunque realistico, di 100 carrelli/anno (rispettivamente meno dello 0,1% e dello 0,2% dei mezzi operanti sul territorio nazionale). Nello scenario prudenziale, nel 2050, si dovrebbero avere in Italia in servizio quasi 29.000 carrelli elevatori a celle a combustibile che utilizzano idrogeno come carburante, in quello ottimistico quasi 58.000. Tali stime vengono considerate dai soggetti che operano nel settore, per quanto riguarda l'Italia, assolutamente verosimili. Il combinato disposto di legislazioni che spingono verso la riduzione delle emissioni inquinanti e la volontà delle aziende di avere una immagine più verde spingono queste ultime a chiedere ai produttori questa tipologia di mezzo. Se non la troveranno si rivolgeranno verso produttori esteri in grado di soddisfarla.

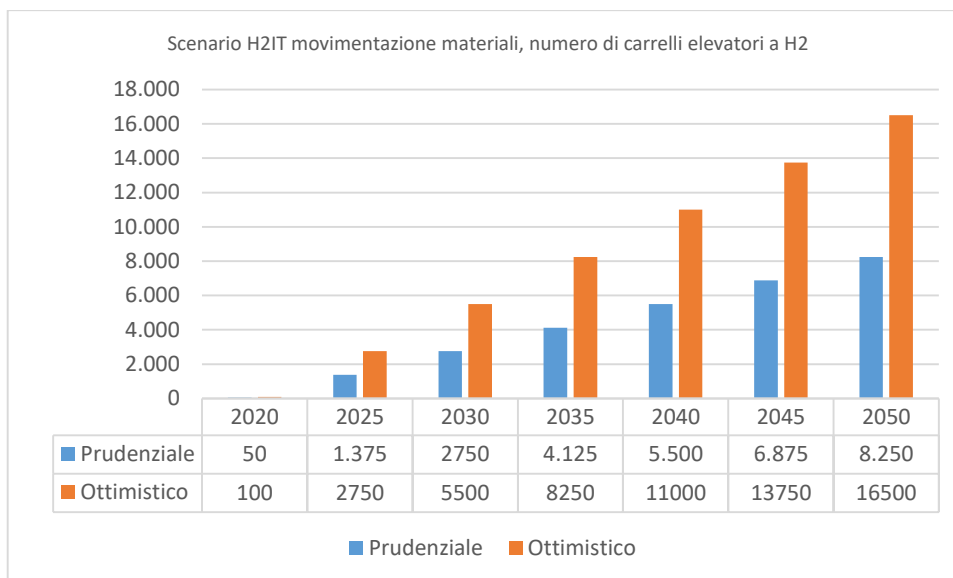


Figura 40: Ipotesi di numero di carrelli a celle a combustibile e idrogeno in servizio fino al 2050 secondo i due scenari ipotizzati

## 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** (H<sub>2</sub> da SMR C) e trasporto gassoso su camion fino alla stazione di rifornimento;
- 2) Produzione di idrogeno in **impianti centralizzati** mediante **elettrolisi da rinnovabili** (H<sub>2</sub> 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** (H<sub>2</sub> da ELG OS);
- 4) Produzione di idrogeno **on-site** nella stazione di rifornimento mediante **elettrolisi con energia elettrica rinnovabile con impianto dedicato** (H<sub>2</sub> 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 o esistenti sottoforma di blend). 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, si prevede di non incrementare ulteriormente la capacità installata di SMR, mentre la nuova produzione di idrogeno avverrà mediante elettrolisi. In particolare, dovrà essere incentivato l'utilizzo 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 fonti rinnovabili non programmabili (fotovoltaico, eolico).

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 % [8];
- annual load factor (AL) degli impianti di produzione pari all'85 % [8];
- 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%) [32];
- costi finanziari pari al 7% [10];
- 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 38, le principali assunzioni adottate nello Scenario MobilitàH2IT.

Per quanto riguarda l'energia primaria da rete sono stati presi come riferimento i costi lordi al 2017 in Italia [67]27:

- energia elettrica da rete: consumatori industriali con fascia di consumo annua 2,000-20,000 MWh, prezzo lordo 149.7 euro/MWh, [92]
- gas naturale da rete: consumatori industriali con fascia di consumo annua 263-2,627 migliaia di m<sup>3</sup>, prezzo lordo 30.9 euro/migliaia di m<sup>3</sup> (41.06 euro/MWh). [93]

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 [94]28. Tale prezzo medio riflette il prezzo unico nazionale (PUN) di Baseload nel periodo 2012-2014 (Figura 41). 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>27</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>28</sup> Prezzo medio di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN) nel periodo 2012-2014

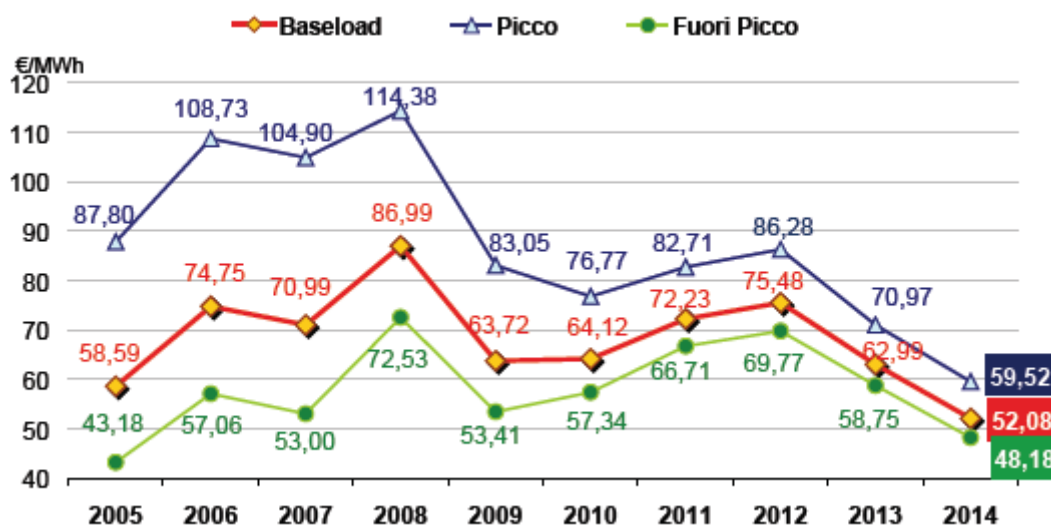


Figura 41: Esisti del mercato elettrico in Italia tra il 2005 e il 2014, Mercato del Giorno Prima (MGP), Prezzo Unico Nazionale (PUN)

In Figura 42 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** (H<sub>2</sub> da ELR OS). Nel caso non sia possibile far coincidere produzione rinnovabile e stazione di rifornimento, **la produzione di idrogeno mediante elettrolisi rinnovabile centralizzata** (H<sub>2</sub> 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** (H<sub>2</sub> 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** (H<sub>2</sub> 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. Questo conferma anche l'esperienza di chi gestisce attualmente impianti di produzione di idrogeno per il settore della mobilità (stazione di rifornimento Bolzano gestita dall'IIT), dove il costo operativo, anche nel caso di utilizzo di energia elettrica verde prodotta da fonti rinnovabili, è circa un terzo del prezzo pagato, mentre i restanti due terzi sono gli oneri di rete e le tasse. In merito a ciò, appare chiaro che un'incentivazione indiretta (esenzione) per la produzione di H<sub>2</sub>, renderebbe il business case già oggi più sostenibile.

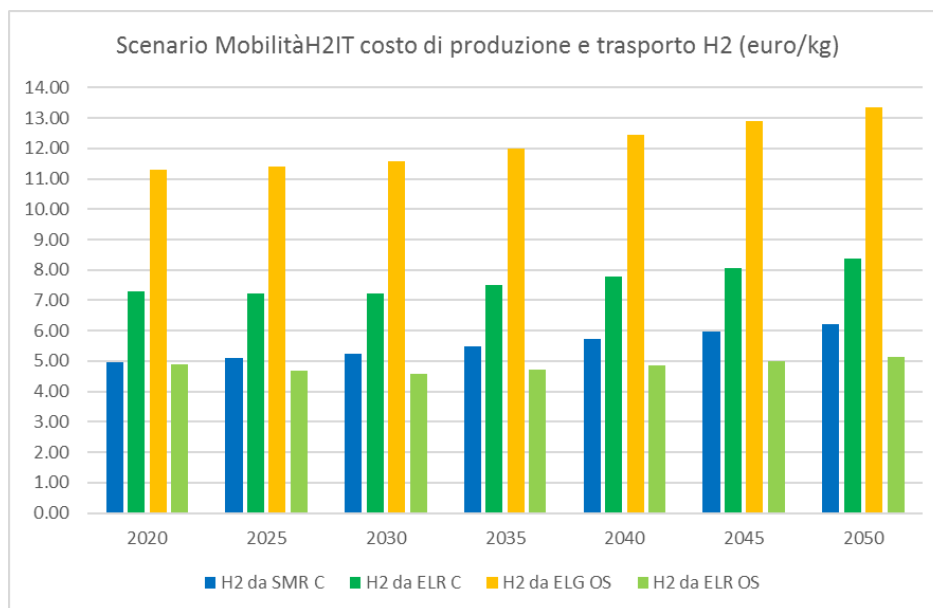


Figura 42: Scenario MobilitàH2IT, costo di produzione e trasporto H<sub>2</sub> fino al 31/12/2050

### 5.2.1 Mobilità leggera su gomma e bus

La domanda di idrogeno alla pompa delle autovetture FCEV e degli autobus FCEV introdotti nello Scenario MobilitàH2IT, applicando i parametri della Tabella 36 è indicata in Tabella 37, con i valori annuali fino al 31/12/2025. **Al 2025 è prevista una domanda alla pompa di circa 32,000 kg/giorno.**

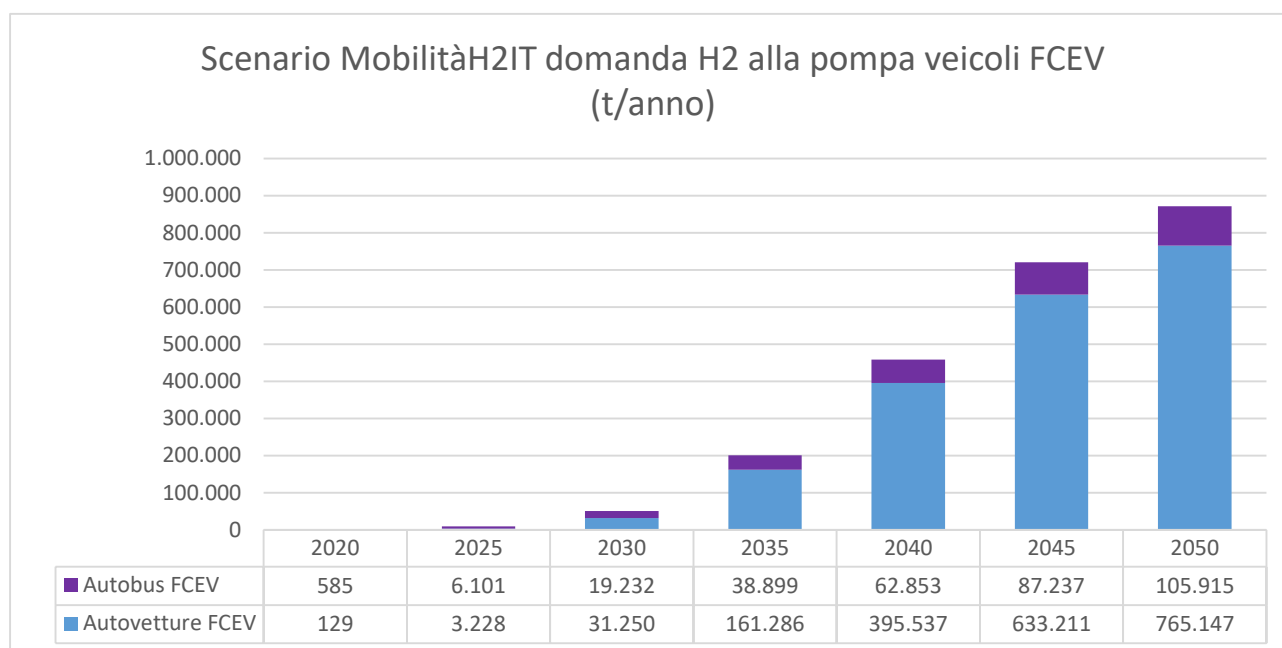


Figura 43: Scenario MobilitàH2IT, domanda H<sub>2</sub> alla pompa veicoli FCEV fino al 31/12/2050

Partendo da un'analisi energetica, la produzione di idrogeno atta a soddisfare la domanda dello Scenario MobilitàH2IT è indicata Figura 44. In Tabella 39/Tabella 40, 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 2025 è prevista una domanda di produzione pari a circa 32,000 kg/giorno al 2025** (circa 12,800 kg/giorno da SMR e circa 19,200 kg/giorno da elettrolisi).

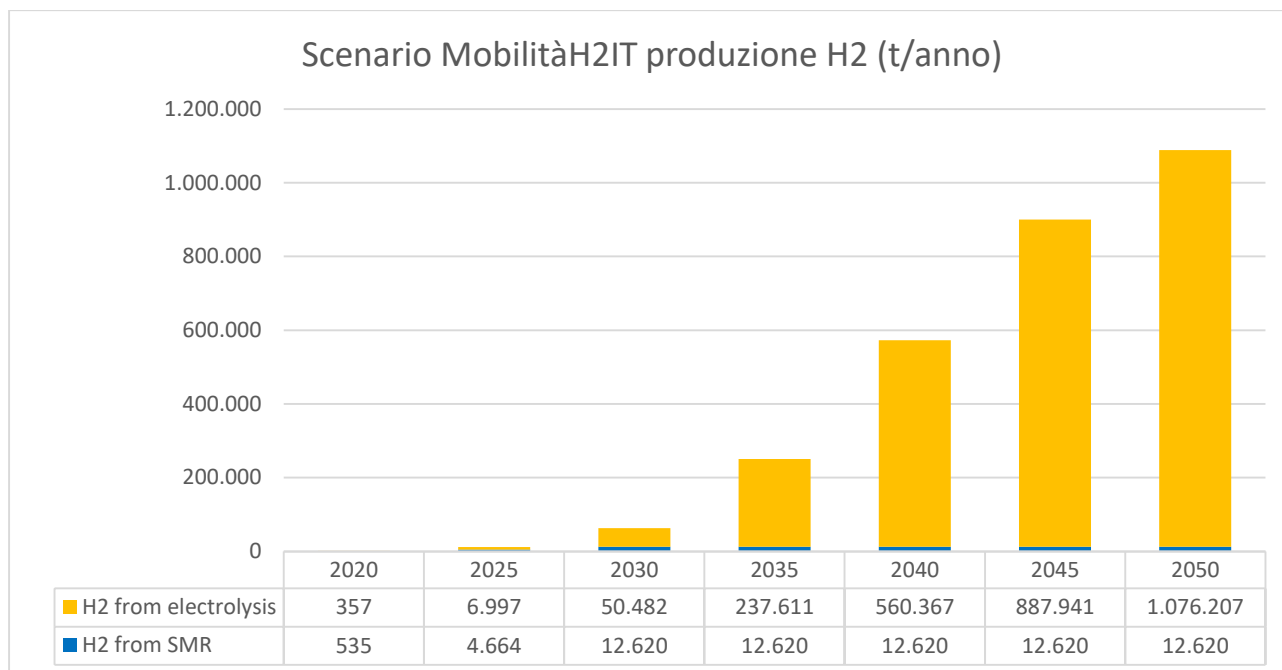


Figura 44: Scenari MobilitàH2IT, produzione H<sub>2</sub> fino al 31/12/2050

Passando ad un'analisi economica degli scenari proposti, i CAPEX per la produzione di idrogeno nello Scenario MobilitàH2IT sono indicati in Figura 45. In Tabella 44 i target annuali fino al 31/12/2025. **Fino al 2025 sono previsti CAPEX per la produzione pari 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.**

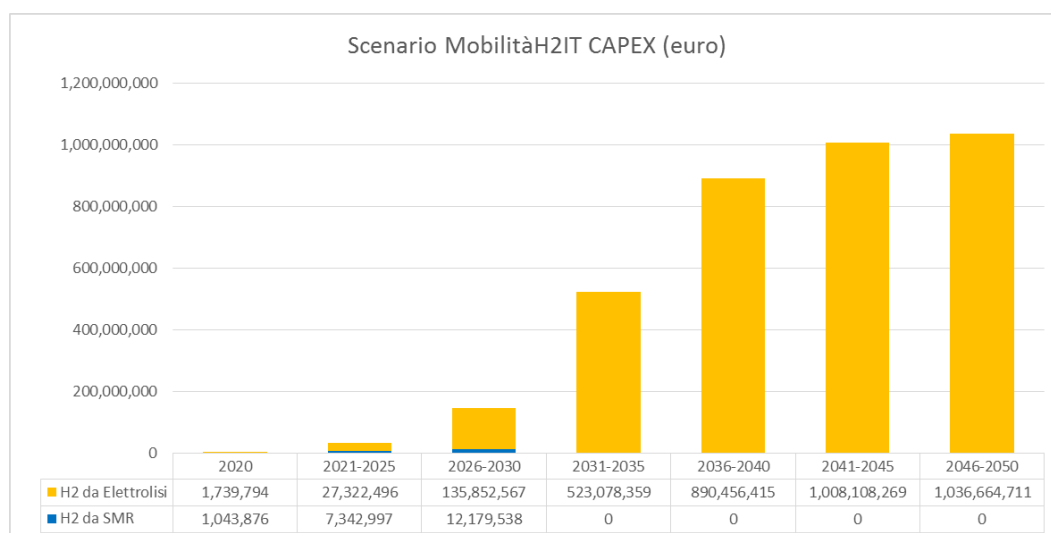


Figura 45: Scenari MobilitàH2IT, CAPEX per produzione H<sub>2</sub> fino al 31/12/2050

## 5.2.2 Mobilità pesante su gomma

Lo scenario di fabbisogno idrogeno atteso è costruito sulla base delle ipotesi di consumi e percorrenze già elencate e delle curve di introduzione stimate. Si considera inoltre un incremento del 15% rispetto al dato ottenuto, per tenere conto delle richieste di rifornimento legate a veicoli in transito sul territorio nazionale e provenienti dall'estero, quantificati in circa 20% dei rifornimenti effettuati in Italia da veicoli immatricolati





all'estero contro circa il 5% dei veicoli italiani impiegati fuori dai confini nazionali. La stima di domanda idrogeno risultante è quindi riportata in Tabella 16.

Tabella 16: Stima della domanda di idrogeno richiesta per l'alimentazione di veicoli pesanti a idrogeno in Italia, tra il 2025 e il 2050.

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Trattori stradali	1.2 kton	15.9 kton	58.0 kton	134.1 kton	244.3 kton	442.2 kton
Totale (con incremento)	1.4 kton	18.3 kton	66.7 kton	154.2 kton	280.9 kton	508.5 kton

La domanda di idrogeno (Figura 46) e il CAPEX dell'infrastruttura di produzione (Figura 47) viene stimato con il medesimo approccio usato nello scenario mobilità leggera e bus.

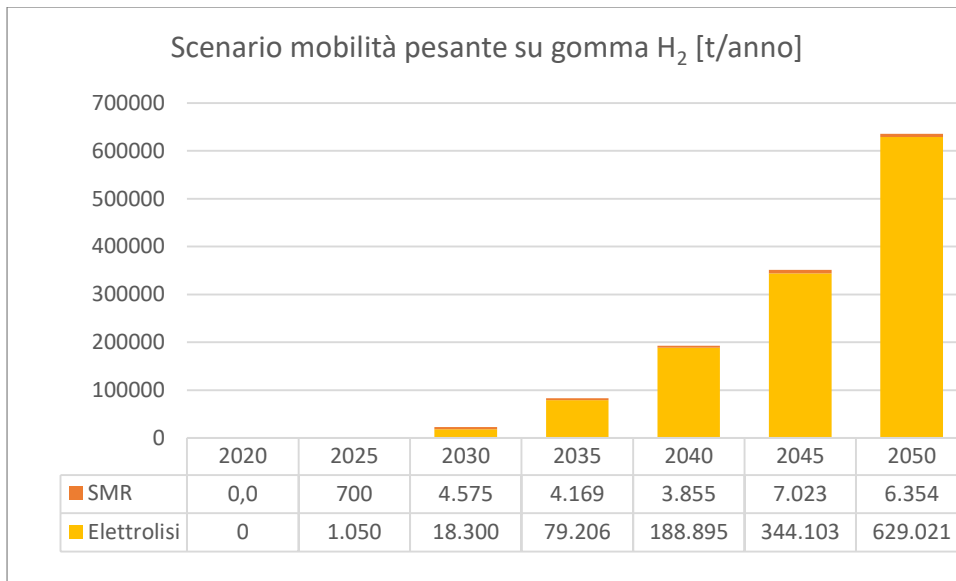


Figura 46: Scenario H2IT, produzione H<sub>2</sub> per trasporto pesante fino al 31/12/2050

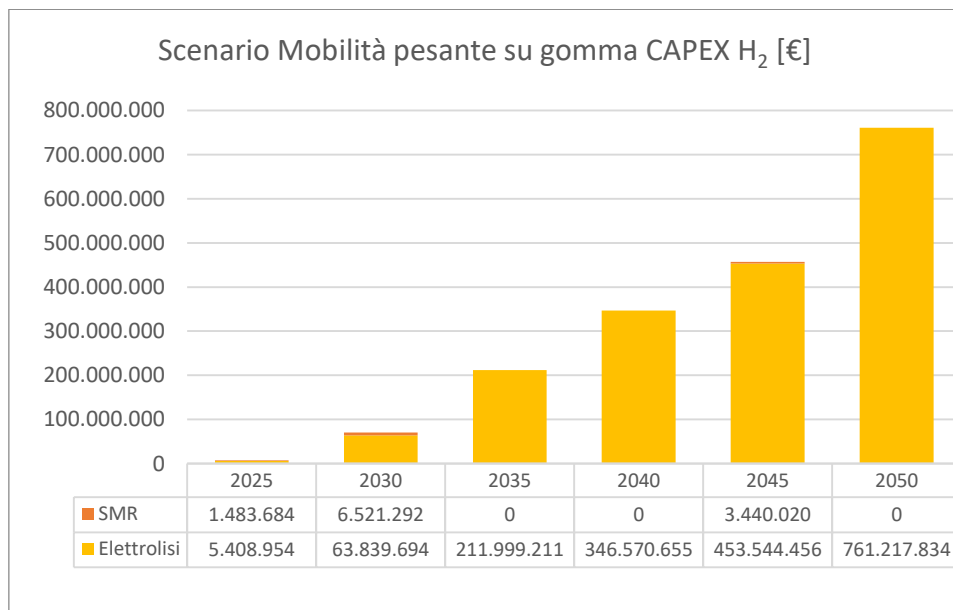


Figura 47: Scenario H2IT, CAPEX per produzione H<sub>2</sub> per trasporto pesante fino al 31/12/2050



Si prevede nel contesto della **mobilità pesante su gomma, un investimento per l'infrastruttura di produzione H2** di circa **7M€** al 2025 e di **70 M€** al 2030.

### 5.2.3 Mobilità ferroviaria

Sulle linee identificate nell'ambito del tavolo tecnico coordinato da RFI, sono attualmente sviluppati circa 9,000,000 treni\*km/anno con c.a. 100 materiali rotabili (includere scorte) con percorrenza giornaliera compresa mediamente tra 250 e 300 km/giorno per materiale.

Considerato cautelativamente il massimo consumo dichiarato dai costruttori per i materiali rotabili a cella a combustibile (FCH) (0,34 kg/km) allo stato attuale dello sviluppo tecnologico, tale livello di servizio in termini di treni\*km corrisponderebbe ad un consumo annuale di poco di circa 3.000 tonnellate/anno di idrogeno. Adottando poi, in analogia a quanto fatto nel resto del presente documento, un'efficienza di produzione, si raggiunge una domanda di produzione di idrogeno di circa 4.000 tonnellate anno di idrogeno. Tali valori danno ampie garanzie per eventuali incrementi di livelli di servizio sulle linee in questione: difatti, se si tiene in considerazione il miglioramento dell'efficienza dei sistemi di trazione a FCH e batterie previsti in letteratura per i prossimi anni (consumo massimo al 2025 di 0.3 kg/km e al 2030 di 0.28), le 4,000 tonnellate di cui sopra consentirebbero di sviluppare fino a 14 milioni di treni\*km o supporterebbero un'implementazione di ulteriori materiali rotabili. Si assume, in parallelo con gli altri studi riportati sulle altre mobilità, che la domanda di idrogeno venga soddisfatta da sistemi SMR ed elettrolisi, sulla base delle stesse assunzioni applicate al precedente studio sulle vetture e bus. Tale stima di produzione è riportata in Figura 4.

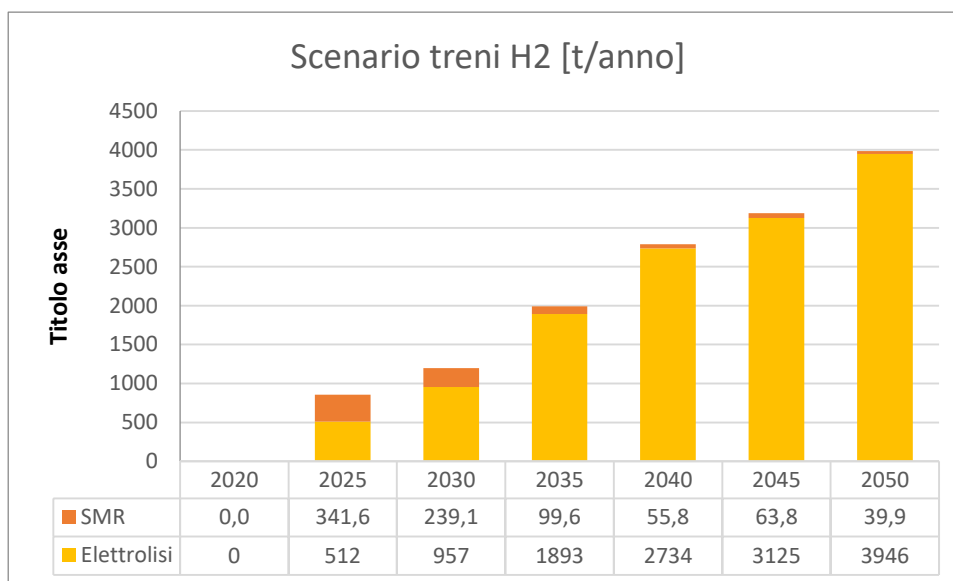


Figura 48: Scenario Mobilità ferroviaria H2, produzione H2 richiesta fino al 2050

Dalla domanda di idrogeno richiesta annualmente si può ipotizzare il costo capitale dell'infrastruttura di produzione H2 (Figura 5) con le stesse assunzioni presentate nel capitolo precedente.

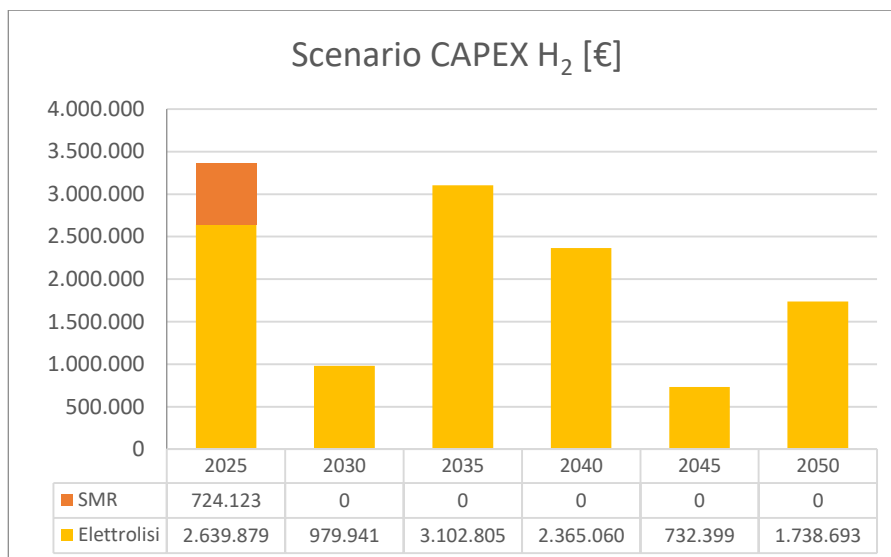


Figura 49: Scenario Mobilità ferroviaria, CAPEX per produzione H<sub>2</sub> fino al 2050

Il costo capitale dell’infrastruttura di produzione H<sub>2</sub> comprende gli impianti di produzione SMR ed elettrolisi. Come si nota da figura 5, il costo dell’impianto di produzione H<sub>2</sub> da SMR è concentrato nel primo periodo di introduzione dei treni FCH, tuttavia scompare negli anni successivi dato che il contributo alla produzione di H<sub>2</sub> di questo processo va via via a diminuire. Al contrario, gli impianti di produzione da elettrolisi, sostengono l’intera domanda di idrogeno negli anni e pertanto necessità di continui investimenti fino al 2035 ove la produzione satura l’intera domanda di idrogeno per la mobilità ferroviaria qui stimata. Il profilo di investimento segue un andamento funzione di fattori, tra cui: l’iniziale forte richiesta di produzione H<sub>2</sub> mediante SMR, la graduale introduzione della produzione mediante processo di elettrolisi e una stima di efficientamento dei consumi dei rotabili FCH. Con le ipotesi precedentemente dichiarate, l’investimento totale è stimabile in circa 12.5 M€, concentrato prevalentemente sulla produzione di H<sub>2</sub> da elettrolisi.

Si evidenzia che i costi effettivi di realizzazione degli impianti di produzione presentano una elevata sensibilità alle condizioni specifiche del sito di localizzazione, alle condizioni di fornitura delle tecnologie nel mercato nazionale e al contesto operativo di riferimento e possono quindi differire significativamente, in eccesso, rispetto a quelli qui evidenziati.

### 5.2.4 Movimentazione materiale

Da un punto di vista tecnico, per un cambio funzionale dei macchinari a combustione interna o batteria a quelli a celle a combustibile, va garantita in prima approssimazione la completa sovrapposizione delle performance di quest’ultimi. Il sistema deve restituire la potenza e l’energia sufficiente per completare un turno di lavoro e comunque pari all’energia che viene resa dalla batteria originale.

Mediamente i carrelli elevatori sono dotati di un pacco batterie come descritto in Tabella 17.

Tabella 17: Movimentazione Materiale. Dati di consumo e potenza muletti elettrici

<i>Tensione batteria</i>	48	VDC
<i>Energia consumata</i>	21,60	kWh/turno



<b>Turno di lavoro</b>	<b>8,00</b>	<b>h/giorno</b>
<i>Potenza media impiegata</i>	2,70	kW
<i>Numero di cicli di scarica per batteria</i>	4.000	cicli
<i>Costo pacco batterie</i>	13.800	€
<i>Profondità scarica batteria</i>	80	%
<i>Rendimento Carica Batterie</i>	91	%
<b>Costo E. Elettrica per ricarica</b>	<b>17,80</b>	<b>€/giorno</b>
<b>Costo E.E./anno</b>	<b>5.340</b>	<b>€/anno</b>

Quindi la cella a combustibile a bordo avrà un dimensionamento riportato in Tabella 18.

Tabella 18: Movimentazione Materiale. Dati dimensionamento celle a combustibile

Potenza media erogata	2,70	kW
Consumo Specifico FC	0,65	Nm3/kWh
Consumo specifico H <sub>2</sub>	1,76	Nm3/h
Ore di funzionamento al 100% di efficienza	10.000	h
Energia consumata a turno	21,60	kWh/turno
Volume H <sub>2</sub> consumato a turno	14,04	Nm3/turno

La potenza media della FC è calcolata considerando l'erogazione in 8h di una energia equivalente a 21,6 kWh. I picchi di potenza, richiesti dal motore elettrico o dagli azionamenti idraulici, vengono assorbiti da un pacco batterie con tecnologia Litio, oppure al piombo o da capacitori idonei. Considerando di abbandonare le stazioni di ricarica batterie, si esegue un dimensionamento di una stazione di produzione di idrogeno gassoso ad alta pressione per il rifornimento delle bombole di N°30 muletti, in Tabella 19.



Tabella 19: Movimentazione Materiale. Dati dimensionamento stazione di ricarica

Numero di ricariche/giorno	3	
Volume di H <sub>2</sub> da generare	1.276,24	Nm <sup>3</sup> /giorno
Tempo di ricarica	24	h/giorno
Produzione oraria di H <sub>2</sub>	53,2	Nm <sup>3</sup> /h
Taglia generatore di H <sub>2</sub>	60,0	Nm <sup>3</sup> /h
Ore di lavoro /anno	6.600	h/anno
Consumo acqua specifica Generatore H <sub>2</sub>	0,85	L*Nm <sup>3</sup> /h
Consumo di acqua per produzione giornaliera	1.084,80	L/giorno
Consumo elettrico specifico Generatore H <sub>2</sub>	4,40	kW/Nm <sup>3</sup>
Energia Elettrica impiegata	5.808	kWh/giorno
Costo E.E. /giorno	1.162	€/giorno
Costo E.E./anno	159.720	€/anno

Si può calcolare il fabbisogno di H<sub>2</sub>/anno fino al 2050 come rappresentato nel diagramma di Figura 50. Questo è verosimile ed auspicabile che sia ottenuto prevalentemente da idrolisi da fonti rinnovabili e pulite. Analogamente alle altre mobilità si riportano le quantità di idrogeno previste in produzione da processo SMR o da elettrolisi (Figura 51) e relativo CAPEX delle strutture di produzione (Figura 52).

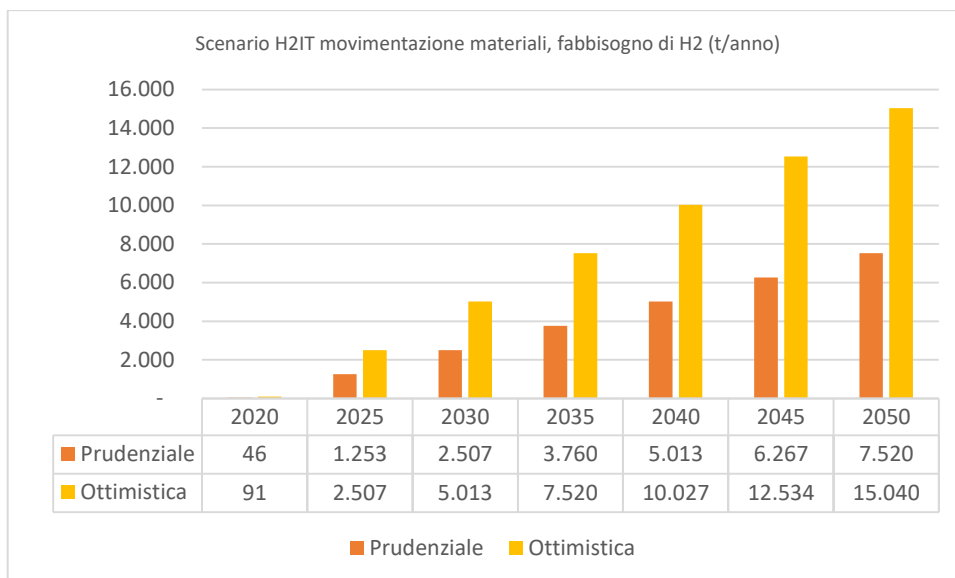


Figura 50: Scenario Movimentazione materiali, produzione H2 fino al 2050

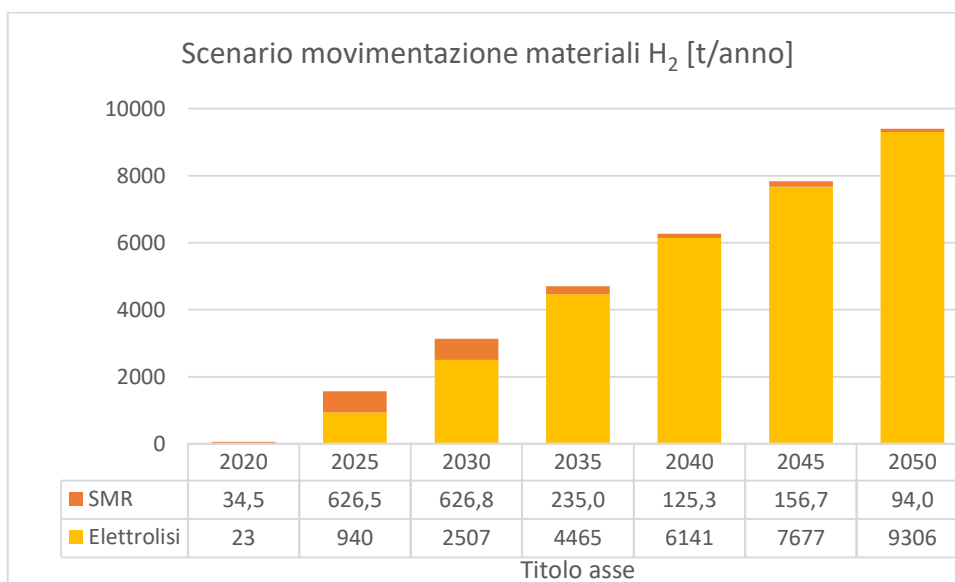


Figura 51: Scenario Movimentazione materiali, produzione H2 da SMR ed Elettrolisi fino al 2050.

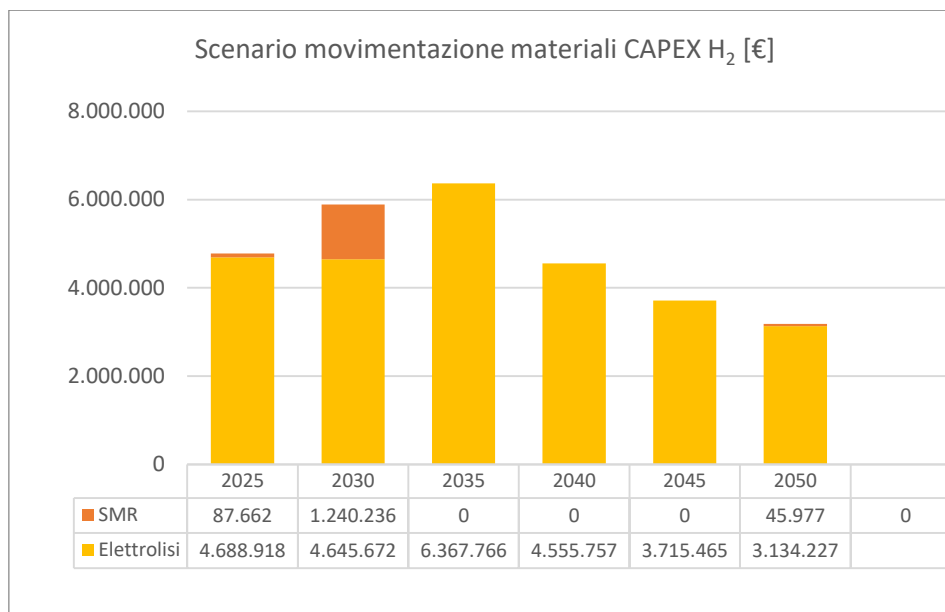


Figura 52: Scenario Movimentazione materiali, produzione H<sub>2</sub> da SMR ed Elettrolisi fino al 2050

### 5.3 Dimensionamento delle stazioni di rifornimento

Il costo dell'idrogeno viene analizzato su di cinque stazioni 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 H2Mobility, UK TINA e quotazioni ricevute direttamente da aziende fornitrici. I costi di investimento attuali e previsti fino al 2050 sono indicati in Tabella 43 ed includono i costi di investimento nell'infrastruttura (compressore, stoccaggio idrogeno, equipaggiamento per il preraffreddamento/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. I costi qui riportati considerano un rapporto taglia della stazione/accumulo di H<sub>2</sub> costante. Un ulteriore dato interessante, riservato ad uno studio più di dettaglio, dovrà coinvolgere un'analisi di sensitività anche su questo aspetto dato che sia un fattore chiave per la sicurezza di fornitura per quelle applicazioni ove contrattualmente è necessario garantire il servizio di rifornimento (servizio pubblico, es bus e treni). I costi operativi sono indicati in Tabella 43. 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. 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 53). Appare chiaro che **le stazioni di più piccole dimensioni presentano costi di distribuzione dell'idrogeno maggiori rispetto alle stazioni più grandi.**

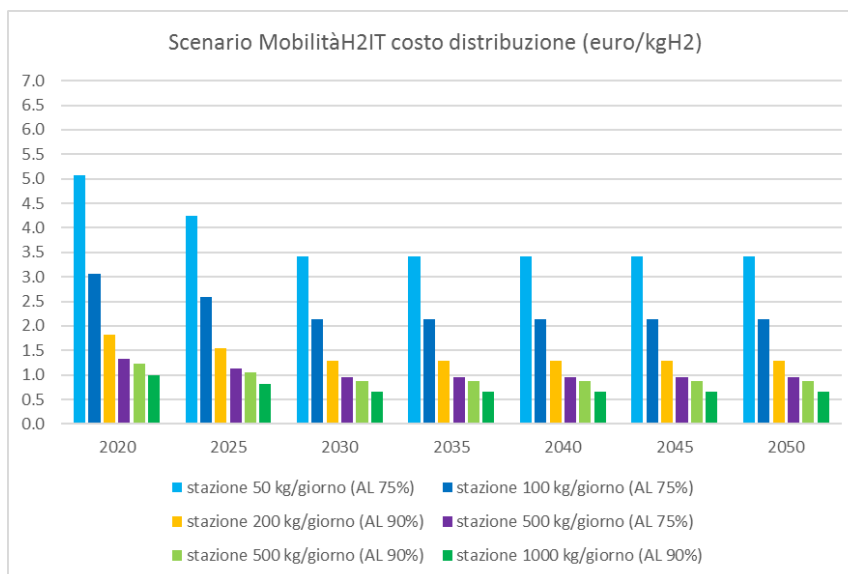


Figura 53: Scenario MobilitàH2IT, costo distribuzione fino al 31/12/2050, in stazioni da 50, 100, 200, 500 e 1000 kg/giorno

### 5.3.1 Mobilità leggere su gomma e bus

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 99-109 autovetture e fino a 10-11 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 al trasporto di massa. 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 factor (AL) delle stazioni di rifornimento pari al 70 % fino al 2020 e al 75% nel periodo successivo per le autovetture e 80% fino al 2020 e 90 % nel periodo successivo per gli autobus;
- costi finanziari pari al 7 % [10],
- 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 54. In Tabella 41 e Tabella 42, gli obiettivi annuali fino al 31/12/2025.

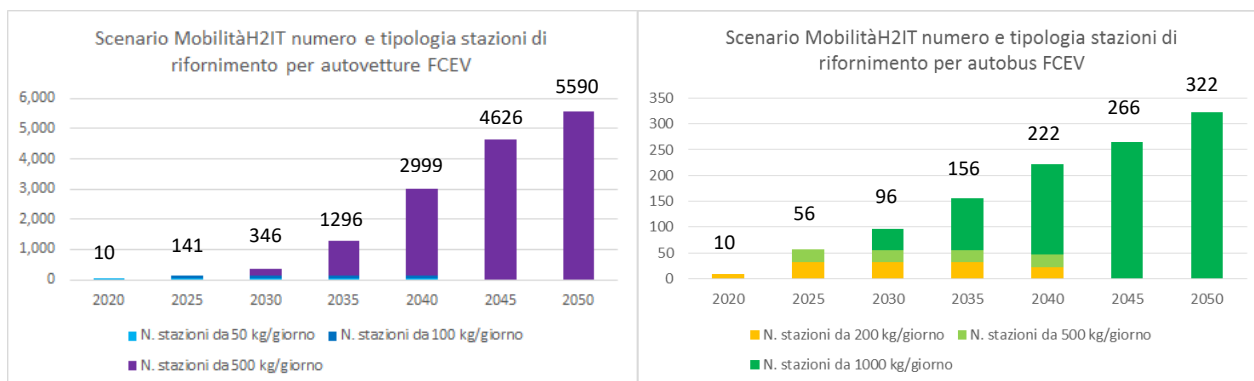


Figura 54: Scenario MobilitàH2IT, numero e tipologia stazioni rifornimento per autovetture FCEV e autobus FCEV fino al 31/12/2050

### 5.3.2 Mobilità pesante su gomma

Dal punto di vista del numero di stazioni di rifornimento richieste, il *roll-out* della nuova tecnologia dei veicoli pesanti a celle a combustibile può avvenire con un numero di impianti piuttosto contenuto. Come evidenziato in seguito relativamente allo scenario di diffusione previsto per questi veicoli, è utile il confronto con quanto accaduto per la nuova tecnologia dei veicoli pesanti a GNL, i quali pure richiedono una nuova rete di distribuzione dedicata all'erogazione del gas naturale liquefatto. Per questi veicoli, concentrati nella fascia di PTT maggiore (oltre le 20t) e dedicati soprattutto alle lunghe percorrenze, le aziende presenti sul mercato indicano come sufficiente a consentire una buona diffusione sul territorio nazionale una rete di circa 70-80 distributori (ad oggi, per il GNL si contano circa 40 stazioni in Italia, dati Staffetta UPI, maggio 2019). Si può quindi ritenere che la diffusione dei veicoli pesanti a celle a combustibile, aventi tempi di rifornimento e caratteristiche di occupazione delle stazioni del tutto analoghe ai veicoli a GNL, possa avvenire nel medesimo settore di mercato con un numero equivalente di stazioni dedicate, nell'ordine quindi delle 70-80 unità distribuite sul territorio nazionale.

A partire dal numero di veicoli e dalla domanda complessiva, il numero di stazioni di rifornimento necessarie viene stimato considerando le seguenti ipotesi:

- il rifornimento di un veicolo pesante richiede l'erogazione di circa 50 kg di idrogeno e il tempo di rifornimento è stimato in 20 minuti;
- nei primi anni (fino al 2030 compreso) si accetta un basso fattore di utilizzo per poter offrire un sufficiente numero di stazioni distribuite sul territorio in modo tale da garantire la possibilità di spostamenti su distanze ragionevolmente ampie;
- dopo il 2030, si considera un fattore di utilizzo temporale del 50% (si considerano cioè gli erogatori occupati per 12 ore al giorno, corrispondente a una capacità di rifornire 36 veicoli al giorno per ciascun erogatore);
- il numero massimo di stazioni è limitato a 150 località, considerate più che sufficienti per coprire in maniera opportuna la percorrenza dei veicoli in tutto il territorio nazionale;
- per il calcolo della taglia delle stazioni (in termini di capacità di erogazione giornaliera, kg/gg), si applica un sovradimensionamento del 10%.



Tabella 20: Stima del numero di stazioni di rifornimento idrogeno per veicoli pesanti in Italia, tra il 2025 e il 2050.

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Numero stazioni di rifornimento	10	15	45	104	150	150
Dimensione media stazioni di rifornimento [kg/gg]	360	3200	4000	4000	5000	9000
CAPEX [€] <sup>29</sup>	11,979,670	46,887,628	106,863,543	217,291,547	288,599,849	476,744,400

Con il numero di stazioni massimo ipotizzato (150 unità), nel 2050 tali stazioni dovranno essere provviste di 6 erogatori in media per poter rifornire i veicoli ed erogare le quantità previste in Tabella 19 e Tabella 20

### 5.3.3 Mobilità ferroviaria

La dimensione della stazione di rifornimento per i treni H<sub>2</sub> riveste un ruolo cruciale al fine di ridurre i costi di TCO dei treni introdotti sulla rete ferroviaria. L'economia di scala può ridurre considerevolmente il costo dell'idrogeno alla pompa, riducendo i costi operativi e di conseguenza il costo della mobilità ferroviaria H<sub>2</sub>. Altro parametro da tenere in considerazione è la percentuale di utilizzo della stazione di produzione e rifornimento idrogeno; la differenza fra un utilizzo al 100% ed uno al 50%, produce un costo aggiuntivo di circa il 6% in più per il caso della stazione sottoutilizzata.

Come assunzione generale si prevede la realizzazione di stazioni con capacità di rifornimento pari a: 1000, 2000, 3000 kg/giorno di produzione di idrogeno. Le taglie qui riportate sono state scelte per due motivi:

- Le stazioni con taglia di 3000 kg/giorno sono riportate negli studi europei quali riferimenti per il settore ferroviario per bacini di servizio più ampi (sono considerate anche taglie superiori di 6000 e 9000 kg/gg).
- Le stazioni con taglia di 1000 e 2000 kg/giorno di produzione fornirebbero flotte di treni medio-piccole (5-10 treni) ideali per tratte singole.

Dallo studio Roland Berger [7] è stato possibile estrapolare il valore di CAPEX per 3 taglie di stazioni di rifornimento per il ferroviario (1500-3000-6000 kg/giorno). Da tale stima, in linea con i target espressi per il 2020 dalla piattaforma FCH JU<sup>30</sup>, è stato possibile estrapolare l'andamento dei costi per alcune HRS con taglie intermedie. Sulla base di tali valori e dalla domanda di Idrogeno ricavata nel capitolo precedente, si stima il numero di HRS sul territorio italiano, arricchito da un'indicazione di costo per l'infrastruttura H<sub>2</sub> necessaria alla mobilità ferroviaria stimata nel periodo 2020-2050 (Tabella 21). I dati riportati di seguito fanno riferimento allo scenario prudenziale di introduzione di treni H<sub>2</sub> nel mercato italiano e tengono conto del massimale di idrogeno richiesto. Si evidenzia che i costi effettivi di realizzazione della HRS presentano una elevata sensibilità alle condizioni specifiche del sito di localizzazione, alle condizioni di fornitura delle tecnologie nel mercato nazionale e al contesto operativo di riferimento e possono quindi differire significativamente in eccesso rispetto a quelli qui evidenziati.

<sup>29</sup> Stimato sulla base dei CAPEX riportati in Tabella 43.

<sup>30</sup> Multiannual Working Program FCH JU 2 (MAWP)



Tabella 21 Possibile scenario implementazione di HRS per taglia sul territorio italiano per la mobilità ferroviaria H2.

Anno	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>Taglia impianto</b>						
1000 kg/day	1	2	2	2	2	2
2000 kg/day	1	1	2	2	2	2
3000 kg/day	0	0	0	1	1	2
Totale stazioni	2	3	4	5	5	6
<b>CAPEX impianto</b>						
Capacità produttiva (kg/giorno)	3000	4000	6000	9000	9000	12000
CAPEX stazioni (€)	6,514,603	8,014,603	11,714,176	17,019,392	17,019,392	22,324,607
Totale						
CAPEX stazioni (€)	6,514,603	1,500,000	3,699,574	5,305,216	0	5,305,216
Scaglionato						

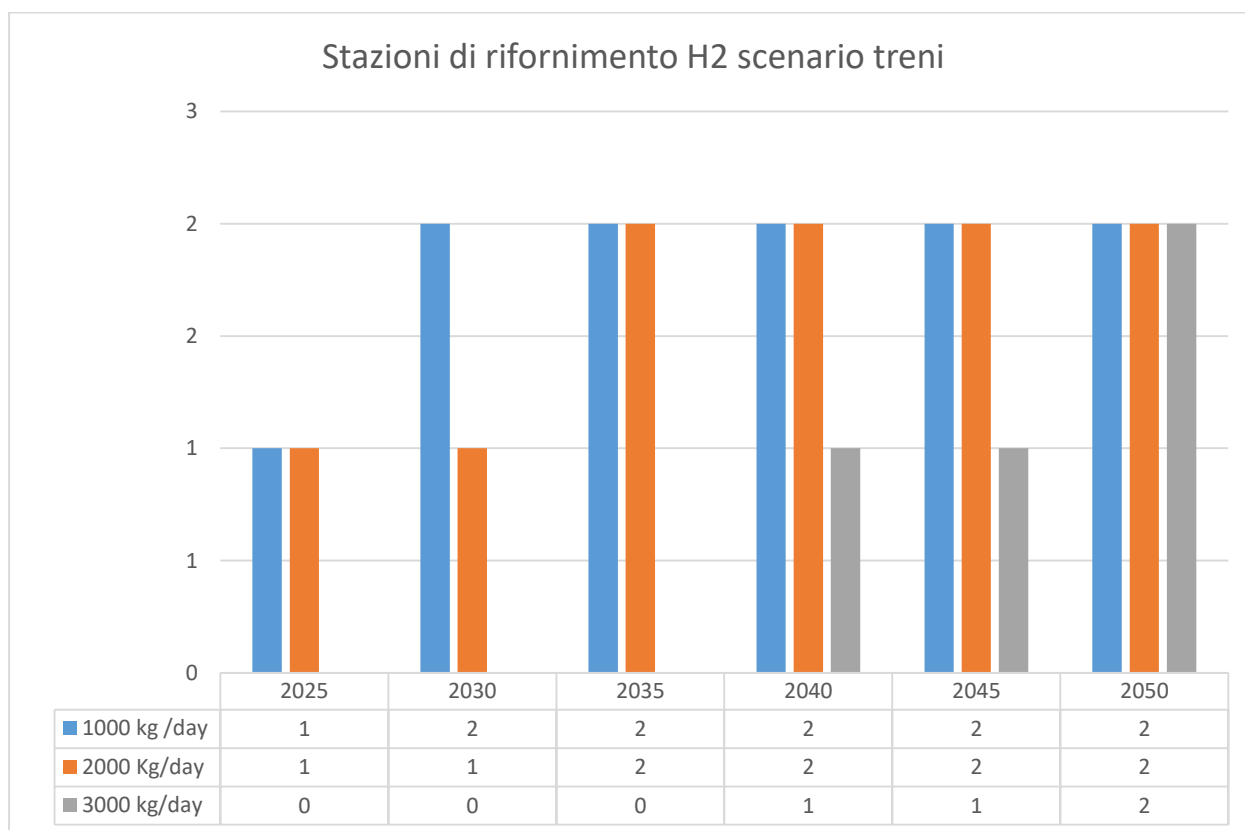


Figura 55 Possibile distribuzione e dimensioni delle HRS nel periodo 2020-2050 per la mobilità ferroviaria.



Con le ipotesi precedentemente dichiarate, i **CAPEX necessari allo sviluppo delle stazioni di rifornimento dell'idrogeno** per il settore ferroviario in Italia sono stimati in circa **22.3 M€** nel periodo 2020-2050.

### 5.3.4 Movimentazione materiali

Lo scenario di questa mobilità per i prossimi anni presume l'inserimento nel mercato di flotte di mezzi per la movimentazione materiale. Nell'ipotesi di flotte di 30 carrelli elevatori e supponendo che ogni sito produttivo dotato di tale flotta abbia una sua stazione di servizio, si possono ipotizzare circa 275 stazioni di rifornimento nel caso prudenziale e circa 550 nel caso ottimistico al 2050, vedi Tabella 22. Le aziende considerate in questi scenari sono quindi di medie e grandi dimensioni, tali da poter assorbire l'acquisto di flotte di macchinario per il movimento merci ad H<sub>2</sub> di circa 30 elementi. Questo limite inferiore abbastanza alto, che esclude tutte le realtà piccole e medio-piccole è dovuto al momento a due fattori: il costo ancora alto sia dei mezzi a celle a combustibile, sia dell'idrogeno. Si ipotizza che questo limite si possa abbassare con la riduzione dei suddetti costi che sempre segue la diffusione sul mercato di un prodotto e la sua conseguente produzione in grandi numeri.

Tabella 22: Ipotesi del numero di stazioni di servizio aziendali necessarie nel 2050 nell'ipotesi conservativa e in quella ottimistica

Stazioni di servizio al 2050 (1 per ogni flotta da 30 carrelli elevatori)	Stima Prudenziale	Stima ottimistica
		275

Queste stazioni potrebbero diventare, se aperte anche al rifornimento pubblico, una rete di punti di distribuzione nazionali in tempi abbastanza rapidi. Tra i primi utilizzatori finali, oggi possiamo considerare i grandi centri logistici (es. centri logistici di grandi catene di distribuzione alimentare, di vendita online, hobbistica ecc.), aeroporti, industrie di medie grandi-dimensioni con grandi volumi di materiali da movimentare.

### 5.4 Riduzione delle emissioni inquinanti

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 [34]), comprensive di SEF per la produzione termoelettrica lorda (elaborazione da dati ISPRA) (Tabella 23).



Tabella 23: 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 56).

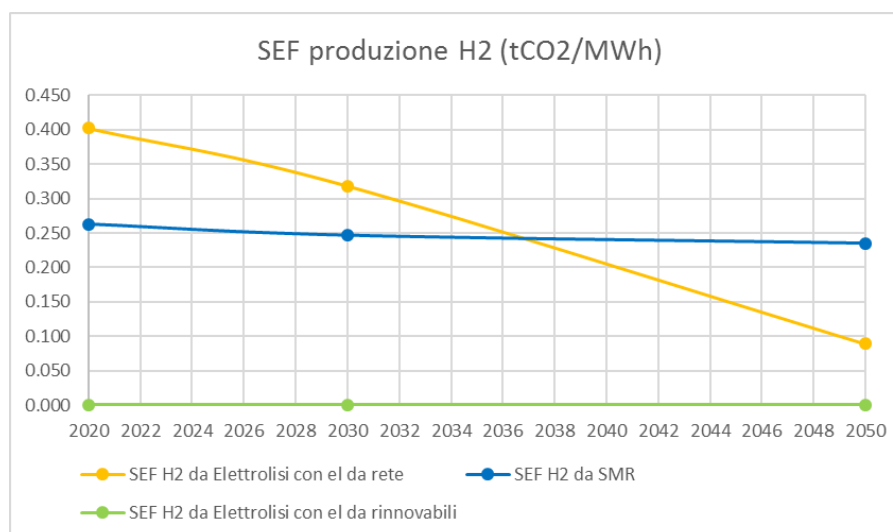


Figura 56: Emissioni di CO<sub>2</sub> derivanti da produzione di idrogeno da SMR, da elettrolisi con elettricità da rete e da rinnovabili on-site in Italia

Il settore dei trasporti è anche responsabile delle emissioni di inquinanti atmosferici dannosi alla salute umana, specialmente in ambiente cittadino. È 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 57, NASA/Goddard Space Flight Center).

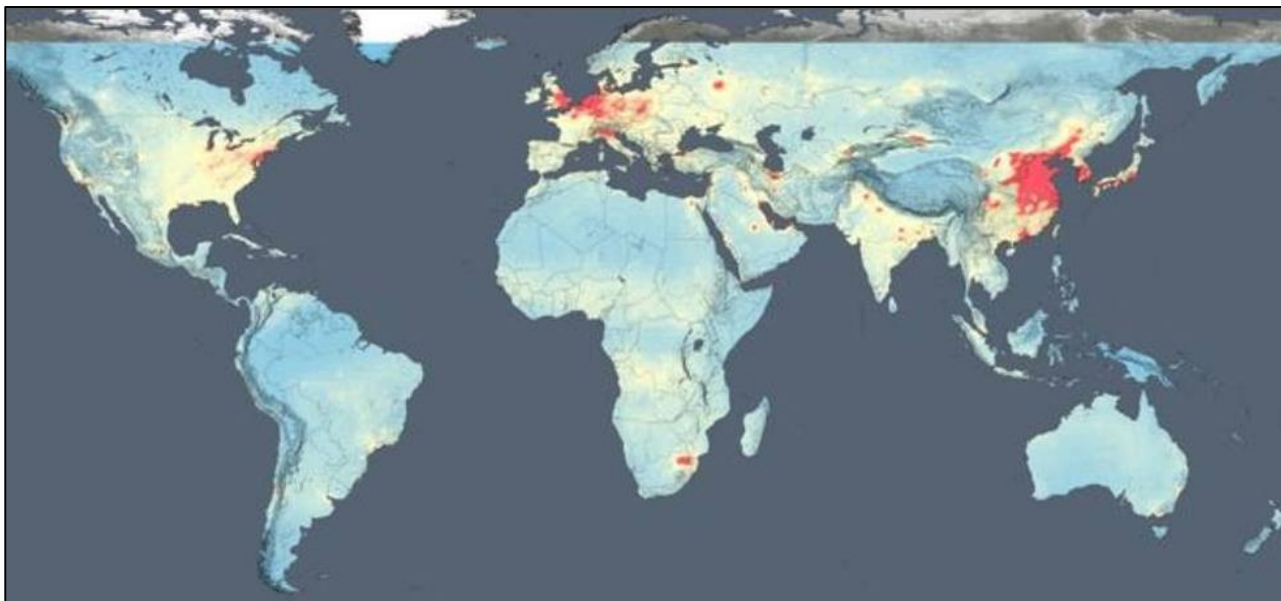


Figura 57: Concentrazione di NO<sub>2</sub> nella troposfera (entro circa 15 mila metri) nel 2014 (Nasa/Goddard Space Flight Center).

Il rapporto sulla qualità dell'aria "Mal'ARIA di città" pubblicato da Legambiente [88] 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 [87]. Per maggiori dettagli vedere anche l'Appendice 7.7.

#### 5.4.1 Mobilità leggera su gomma e bus

La potenzialità di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> nello Scenario MobilitàH2IT (Figura 58) 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 **2025**, 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 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.**

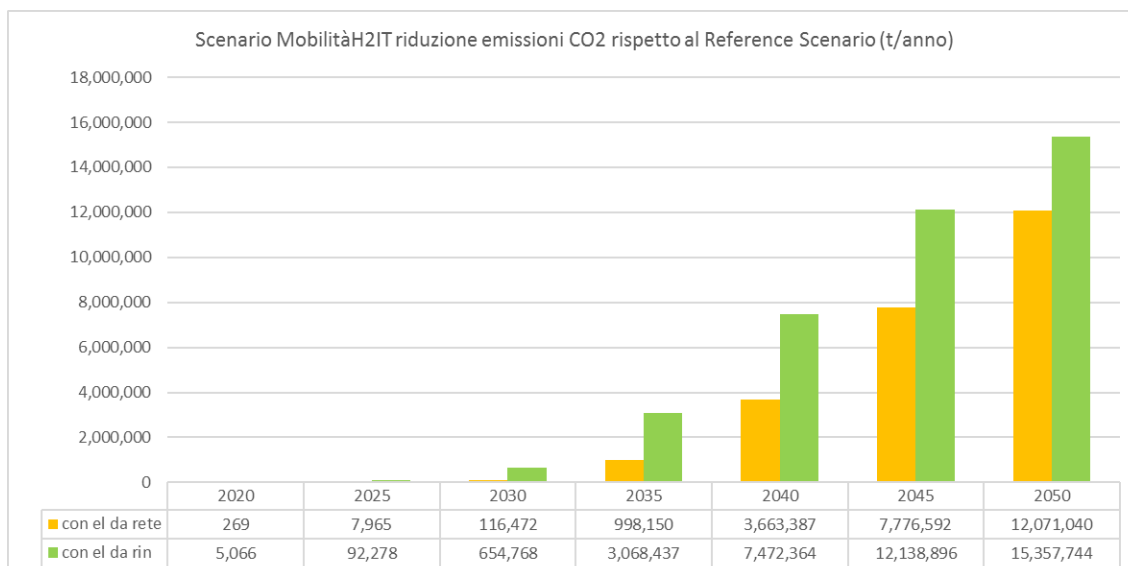


Figura 58: Scenario MobilitàH2IT, riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> rispetto al Reference Scenario fino al 31/12/2050

Applicando i fattori di emissione riportati in Tabella 45 è stato calcolato il **potenziale di riduzione dei principali inquinanti atmosferici grazie all’applicazione dello Scenario MobilitàH2IT** (Tabella 24).

Tabella 24: Scenario MobilitàH2IT, riduzione dei principali inquinanti atmosferici attribuiti al trasporto su strada fino al 31/12/2050

Riduzione emissioni	2025	2030	2035	2040	2045	2050
SO <sub>2</sub> (kg/anno)	265	2,847	15,725	40,267	66,183	83,629
NO <sub>x</sub> (t/anno)	627	3,159	11,886	27,455	43,981	55,525
CO (t/anno)	473	4,033	20,644	51,986	85,109	107,530
PM <sub>10</sub> (kg/anno)	13,543	82,551	358,016	864,228	1,400,315	1,768,572

### 5.4.2 Mobilità pesante su gomma

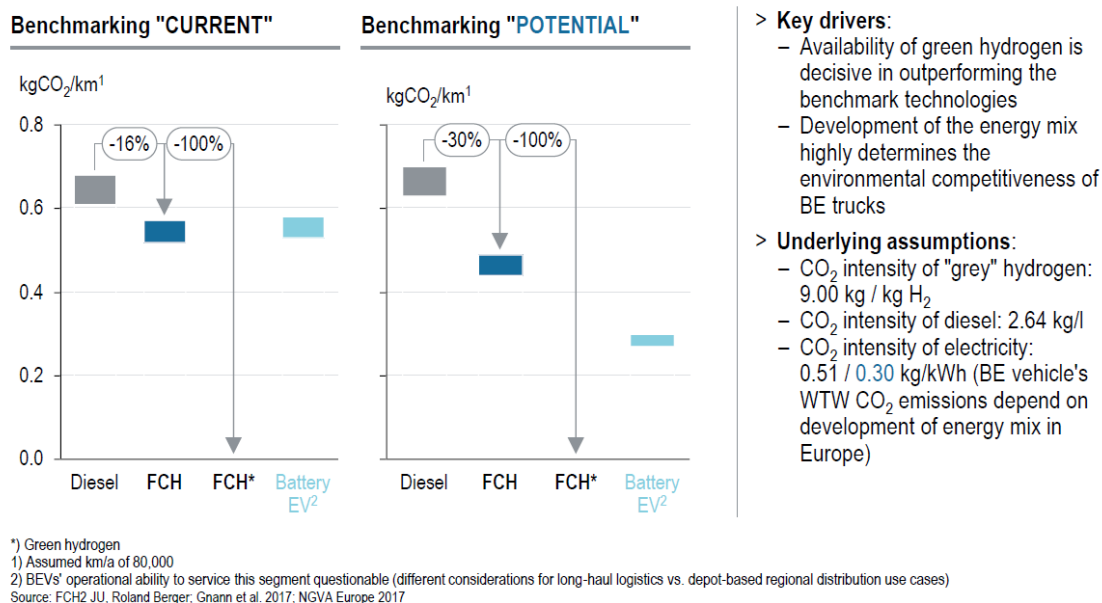
Rispetto ai sistemi di propulsione odierni a combustione (motore endotermico, sia esso alimentato a gasolio, benzina, gas naturale o biocombustibili), i veicoli a celle a combustibile alimentati a idrogeno consentono di abbattere del 100% (ovvero di evitare completamente) le emissioni di particolato, idrocarburi incombusti, CO, NO<sub>x</sub> ed altri composti inquinanti tipici della combustione.

Allo stesso modo, le emissioni allo scarico di anidride carbonica (CO<sub>2</sub>) sono nulle poiché non è presente carbonio nel vettore energetico utilizzato. A livello globale, le emissioni di CO<sub>2</sub> *Well-To-Wheel* dipendono dall’origine dell’idrogeno utilizzato e sono nulle nel caso in cui questo provenga da impianti di elettrolisi alimentati da energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. La Figura 59 seguente riporta i risultati di uno studio di FCH JU [1] che evidenziano la possibilità di ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> al km del 30% nel caso di utilizzo di “grey hydrogen” (prodotto da gas naturale) o del 100% nel caso di “green hydrogen” prodotto da rinnovabili, rispetto al riferimento dei veicoli tradizionali a gasolio.



WTW emissions benchmarking, segment ">12 t" (typ. up to 24-26 t)

INDICATIVE



- > **Key drivers:**
  - Availability of green hydrogen is decisive in outperforming the benchmark technologies
  - Development of the energy mix highly determines the environmental competitiveness of BE trucks
- > **Underlying assumptions:**
  - CO<sub>2</sub> intensity of "grey" hydrogen: 9.00 kg / kg H<sub>2</sub>
  - CO<sub>2</sub> intensity of diesel: 2.64 kg/l
  - CO<sub>2</sub> intensity of electricity: 0.51 / 0.30 kg/kWh (BE vehicle's WTW CO<sub>2</sub> emissions depend on development of energy mix in Europe)

Figura 59: Riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> con impiego di veicoli ad idrogeno nel trasporto pesante, considerando il caso di 'grey hydrogen' (prodotto da gas naturale) o di 'green hydrogen' (prodotto da rinnovabili). Nel secondo caso, le emissioni di CO<sub>2</sub> sono nulle [5].

Nello specifico per il settore del trasporto pesante merci in Italia, i consumi di gasolio sono pari a circa 5000 kton per i veicoli commerciali leggeri (< 3,5t) e 7700 kton per i veicoli industriali pesanti (> 3.5t), contro circa 9500 kton per le autovetture diesel (rif. dati UPI 2019). I consumi di benzina sono minoritari per quanto riguarda il trasporto merci (circa 300 kton, essenzialmente da veicoli commerciali leggeri).

Le emissioni di CO<sub>2</sub> dal settore del trasporto su strada sono pari a 91.000 kton, pari al 93% delle emissioni nel settore trasporti e al 30% di tutti i settori energetici (dati 2017 [95]). Tra le diverse classi di veicoli stradali, nel 2017 si sono registrate 64.000 kton di CO<sub>2</sub> attribuibili ad automobili e motocicli, mentre 27.000 kton derivano dal movimento merci (9000 kton dai veicoli da trasporto leggeri e 18.500 kton dai veicoli pesanti). Come evidenziato dalla Figura 60 (dati ISPRA), i valori sono in lenta discesa negli anni recenti, influenzati anche dal ciclo economico generale dell'Italia, con un maggiore effetto sul trasporto leggero rispetto al trasporto pesante. È evidente che sia richiesta un'accelerazione della tendenza di discesa per arrivare agli ambiziosi obiettivi di decarbonizzazione al 2030 e al 2050.



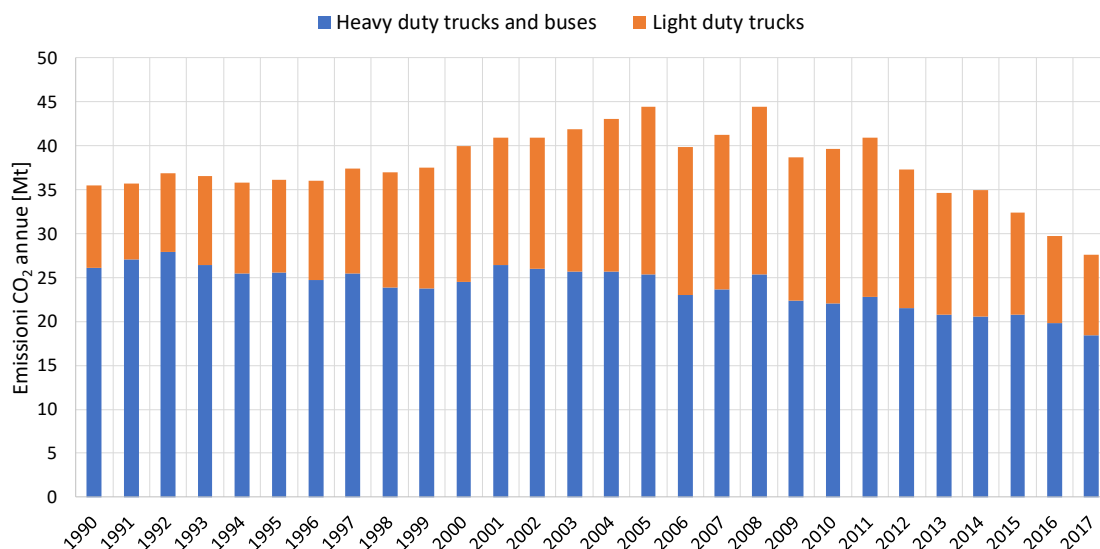


Figura 60: Emissioni di CO<sub>2</sub> annuali legate al trasporto merci (dati ISPRA).

Tabella 25 Riduzione emissione CO<sub>2</sub> per il settore trasporti pesante a H<sub>2</sub>.

Anno		2025	2030	2035	2040	2045	2050
emissioni CO <sub>2</sub> da SMR	ktonCO <sub>2</sub> /y	4.58	29.98	27.05	24.71	44.50	39.81
emissioni CO <sub>2</sub> da EL	ktonCO <sub>2</sub> /y	10.77	167.54	599.00	1124.00	1479.88	1691.53
Emissioni CO <sub>2</sub> evitate	kton <sub>CO2</sub> /y	15.41	206.69	754.97	1745.43	3180.37	5757.59
Emissioni CO <sub>2</sub> nette	kton <sub>CO2</sub> /y	-0.06	-9.17	-128.92	-596.71	-1655.98	-4026.24

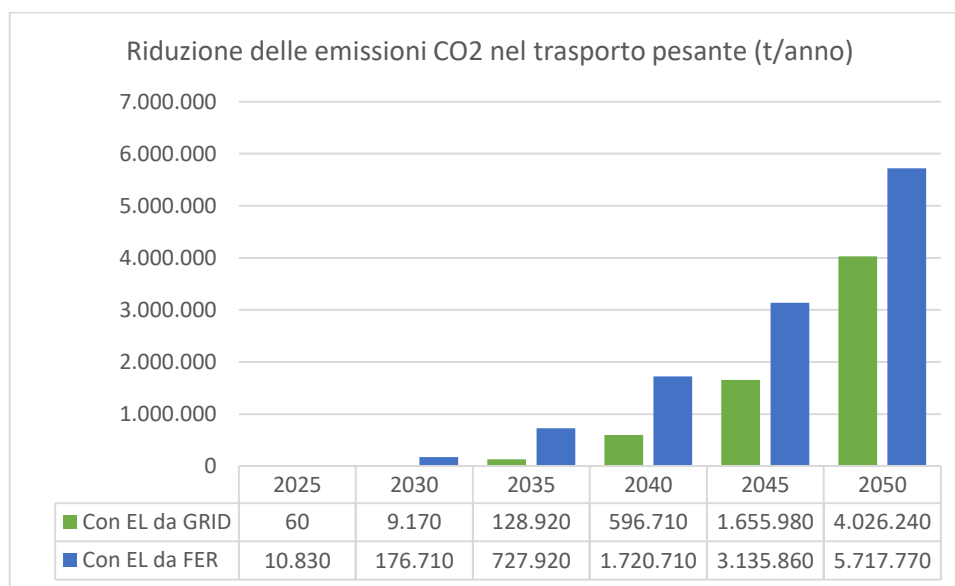


Figura 61 Riduzione delle emissioni di inquinanti nel settore trasporti pesante con l'introduzione di camion a H<sub>2</sub>

### 5.4.3 Mobilità ferroviaria

Le riduzioni di emissioni inquinanti dovute alla sostituzione della flotta treni diesel con quella a mobilità ad H<sub>2</sub> sono riportate in Figura 62. Seguendo lo scenario prudenziale (con un numero potenziale di 100 locomotori H<sub>2</sub> introdotti nella rete italiana) la riduzione delle emissioni di inquinanti (CO<sub>2</sub>, PM<sub>10</sub>, NO<sub>x</sub>) si



attesta al 40%. Al contrario uno scenario più ambizioso, con la potenziale sostituzione di 200-250 treni può abbattere le emissioni di CO<sub>2</sub> di questo settore di oltre il 70%.

Tuttavia, la riduzione delle emissioni deve tenere conto non solo del numero di treni diesel previsti in sostituzione nei vari anni nel piano strategico, ma anche delle emissioni causate dalla produzione di H<sub>2</sub>, proveniente sia da SMR che da elettrolisi, e in quest'ultimo caso sia che da rete elettrica nazionale (e quindi con mix nazionale) o puramente rinnovabile. A tal proposito, valutando una produzione di idrogeno proveniente sia da SMR che elettrolisi variabile nel tempo, con quasi piena produzione da vettore elettrico al 2050, è possibile stimare le emissioni causate anche dal settore produttivo di H<sub>2</sub>.

L'uso di fonti rinnovabili per produrre idrogeno da elettrolisi permette di abbattere più rapidamente le emissioni entro il 2050, al contrario, il processo di elettrolisi mediante vettore elettrico prelevato dalla rete nazionale rallenta il profilo di riduzione di CO<sub>2</sub> nell'atmosfera fino al 2040, dove l'andamento si inverte a causa di un progressivo miglioramento del mix nazionale e delle efficienze delle tecnologie di produzione H<sub>2</sub>.

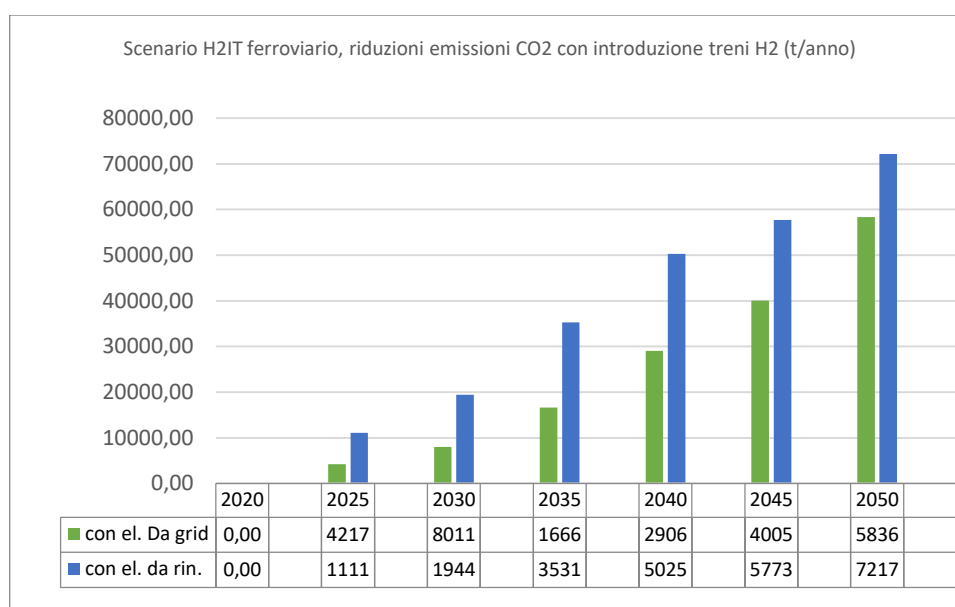


Figura 62: Riduzione di emissioni nel contesto ferroviario.

#### 5.4.4 Movimentazione materiale

Supponendo due scenari possibili: uno prudentiale che vede un aumento di 50 carrelli a H<sub>2</sub>/anno sul territorio nazionale e uno più ottimistico, ma comunque realistico di 100 carrelli a H<sub>2</sub>/anno, si possono ricavare le minori emissioni di CO<sub>2</sub> causate dal mancato uso del vettore diesel. Si è preso come riferimento uno dei carrelli elevatori diesel più usati, in grado di sollevare fino a 2 tonnellate e con consumi oggi valutati molto ecologici. Il ciclo di lavoro considerato è di tre turni di 8 ore ciascuno che è quello atteso per industrie che abbiano flotte di almeno 30 mezzi. In Figura 63 viene riportato il grafico della stima nei due casi.

La progressione ci porta ad oltre 1.100.000 ton. di CO<sub>2</sub> risparmiate da qui al 2050 nel primo caso e quasi 2.300.000 ton. di CO<sub>2</sub> nel secondo, qualora si sostituissero i carrelli elevatori diesel con quelli a H<sub>2</sub>, solo in ambito italiano. Il contributo alla riduzione di anidride carbonica potrebbe essere chiaramente molto più alto se la sostituzione fosse più rapida grazie all'introduzione di incentivi all'acquisto e all'apertura di punti di generazione e distribuzione dell'Idrogeno. L'ipotesi fatta si basa su una produzione di quest'ultimo da fonti rinnovabili.

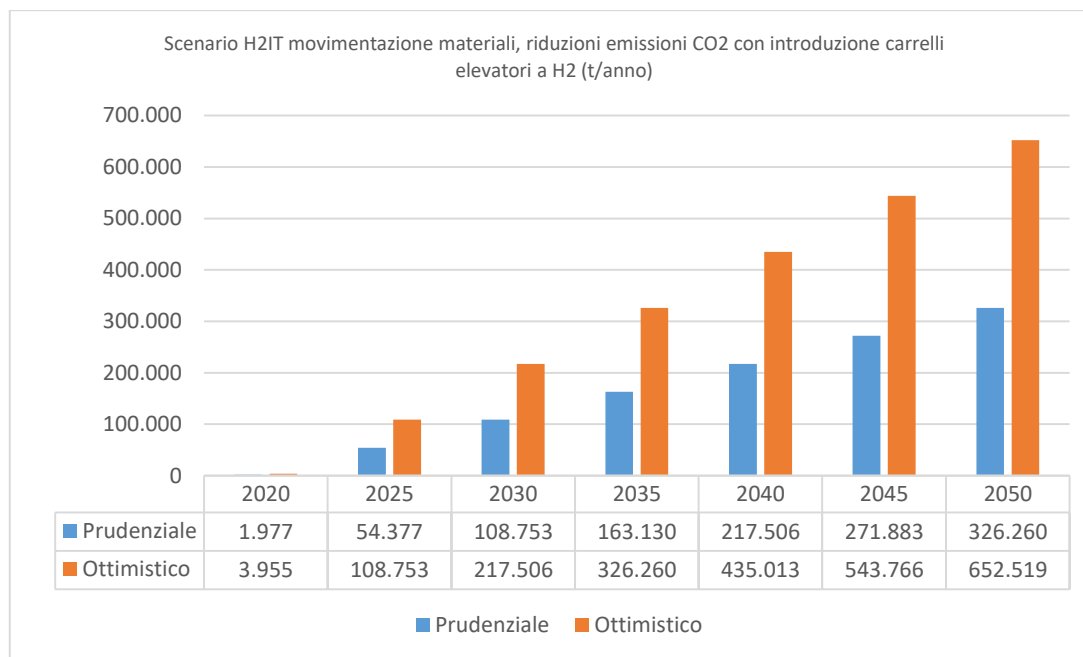


Figura 63: Stima della minore emissione di CO<sub>2</sub> dal settore della movimentazione materiali nelle due ipotesi fatte di sostituzione di carrelli diesel con elettrici a celle a combustibile

## 5.5 Mobilità navale

La mobilità navale viene trattata in modo separato e specifico rispetto alle altre mobilità. Ciò è dovuto al fatto che non è ancora possibile stabilire un vero e proprio piano strategico con numeri e figure di merito per tale tipologia di trasporto merci e passeggeri data l'enorme varietà dei mezzi impiegati (natanti, imbarcazioni e navi).

Nel settore portuale, oltre 250 terminal sono attualmente attivi in diversi paesi europei. Nel 2017 sono stati gestiti complessivamente oltre 100 milioni di TEU nei porti marittimi europei, generando circa 1,3 milioni di tonnellate di emissioni di CO<sub>2</sub> e all'anno.

I principali componenti di costo per le navi sono gli stessi del trasporto su strada: infrastrutture (impianti di bunkeraggio), equipaggiamento di bordo (cella a combustibile o MCI) e combustibile. Le informazioni sui costi dell'utilizzo dell'idrogeno liquido in ambito marittimo sono incerte. Studi condotti di recente riportano una stima per il costo aggiuntivo delle strutture di bunkeraggio e suggeriscono che l'infrastruttura per idrogeno liquido potrebbe essere più costosa del 30% rispetto a quella per l'LNG, non includendo i costi iniziali associati allo sviluppo di una nuova infrastruttura per l'idrogeno, che attualmente non esiste. I componenti di costo principali sono dati dai serbatoi di stoccaggio, che dovrebbero essere ridimensionati in parallelo con il numero di navi assistite. L'idrogeno, prodotto in loco o nelle vicinanze, sarebbe una risorsa importante per i piccoli porti, dati i flussi minori richiesti, riducendo i costi necessari per il trasporto dell'idrogeno.

Tra i combustibili basati sull'idrogeno, l'ammoniaca è una opzione interessante, in quanto è già commercializzata a livello globale e alcune delle infrastrutture che sarebbero necessarie per utilizzarla come combustibile già esistono (distribuzione ai porti e ai serbatoi di stoccaggio). Tuttavia, dovrebbero essere costruite nuove strutture di bunkeraggio e sarebbe necessario un massiccio potenziamento della produzione di ammoniaca, degli impianti portuali e di distribuzione e dei serbatoi di stoccaggio.

Le navi che servono rotte commerciali marittime a lunga distanza possono offrire un interessante potenziale per l'idrogeno. Questo perché i costi del sistema di celle a combustibile e del sistema di stoccaggio dell'idrogeno hanno un impatto relativamente inferiore rispetto ai costi del combustibile stesso. Inoltre, i



requisiti di spazio delle celle a combustibile potrebbero rappresentare un maggiore problema per alcune tipologie di navi (ad esempio per le navi più piccole), poiché necessitano quasi il doppio dello spazio di un MCI. Lo stoccaggio di idrogeno liquido richiede inoltre un volume almeno cinque volte maggiore rispetto ai carburanti a base di petrolio convenzionali.

Ragionando a più lungo termine, questo potrebbe richiedere la riprogettazione delle navi, viaggi a più brevi distanze e rifornimenti più frequente, volumi di carico ridotti o una combinazione di questi fattori operativi, a seconda del tipo e delle rotte della nave e del carico. I combustibili a basse emissioni di carbonio sono costosi oggi rispetto all'olio combustibile e all'LNG. I prezzi del combustibile sono la chiave per la competitività dei costi totali: infatti, la quota del costo totale derivante dall'infrastruttura è molto più bassa per le navi rispetto ad altre modalità di trasporto, attualmente rappresenta circa il 3% del costo totale dell'utilizzo dell'idrogeno nelle spedizioni sulla base di un prezzo dell'idrogeno di 10 USD/kgH<sub>2</sub>; considerando tuttavia una riduzione futura del costo dell'idrogeno, tale impatto acquisirebbe una importanza maggiore.

La *Figura 64* riporta un confronto tra i costi totali dei diversi combustibili, considerando lo scenario attuale e quello futuro, in cui alcune tipologie di combustibile potrebbero non essere più ammesse, almeno in alcune aree di navigazione e nei porti.

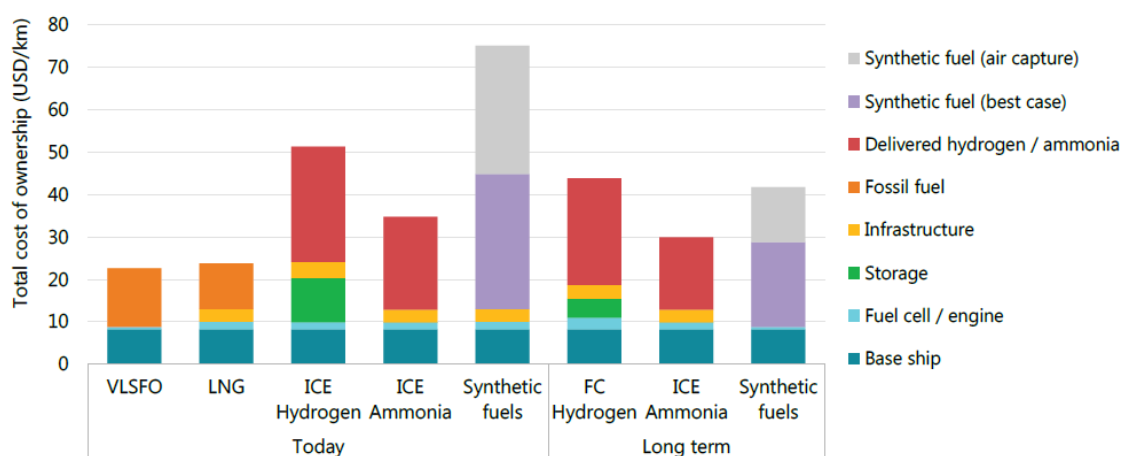


Figura 64: Confronto dei costi totali per il trasporto marittimo per diversi combustibili [6]

### 5.5.1 Aree di interesse e sviluppi futuri

Lo sviluppo di combustibili e vettori energetici alternativi a basso impatto ambientale rappresenta un aspetto fondamentale nell'ambito dei trasporti dal punto di vista strategico: il trasporto marittimo e il settore portuale rappresentano un motore chiave per la creazione di posti di lavoro ed il benessere economico.

Nel settore portuale, oltre 250 terminal sono attualmente attivi in diversi paesi europei. Nel 2017 sono stati gestiti complessivamente oltre 100 milioni di TEU nei porti marittimi europei, generando circa 1,3 milioni di tonnellate di emissioni di CO<sub>2</sub> all'anno. L'introduzione di nuove tecnologie, basate sull'idrogeno, per la movimentazione dei mezzi marittimi e per il trasporto all'interno dei porti ha un notevole potenziale a livello nazionale italiano, considerando il numero di porti presenti in Italia e i relativi volumi.

Fare dei porti industriali l'hub strategico di utilizzo di idrogeno per diverse tipologie di attività può dare un forte impulso al mercato dell'idrogeno per diversi settori. I porti rappresentano infatti non solo uno snodo per le attività ad essi strettamente legate ma anche il fulcro di attività industriali che implicano ad esempio, l'utilizzo di diverse tipologie di mobilità come la movimentazione di materiali e il trasporto pesante. Attorno al porto è presente un ecosistema logistico ideale per la creazione di sinergie che possono portare a una riduzione dei costi operativi.



Un'altra area di interesse è rappresentata dalla generazione a bordo impiegando celle a combustibile alimentate a idrogeno. Le possibilità sono diverse, a seconda della tipologia di nave e dell'applicazione. Considerando lo stato dell'arte e le tecnologie attuali di stoccaggio, ad oggi non è facile prevedere quale approccio ai combustibili alternativi sarà preferito in campo marittimo nei prossimi decenni. Per quanto riguarda le navi di grandi dimensioni (potenza installata a bordo di alcune decine di MW), appare difficile che la propulsione possa avvenire impiegando celle a combustibile alimentate a idrogeno, soprattutto in considerazione dei volumi che sarebbero necessari per lo stoccaggio. Appare pertanto più probabile che, per sistemi che richiedono elevate potenze, l'idrogeno possa essere impiegato più per l'alimentazione di alcuni servizi ausiliari (taglie inferiori ai 5 MW), piuttosto che per la propulsione. Per quanto riguarda invece alcune tipologie di imbarcazioni che richiedono potenze minori, l'idrogeno potrebbe rappresentare una soluzione a lungo termine anche in ambito di propulsione. In particolare, le celle a combustibile alimentate a idrogeno possono rappresentare una interessante opportunità ad esempio per traghetti per trasporto passeggeri operanti su brevi tratte (ad esempio quelli ad uso cittadino), aventi generalmente una richiesta di potenza e di autonomia limitate. Per tale tipologia di imbarcazioni, la silenziosità e l'abbattimento delle emissioni risultano fattori di grande importanza; al tempo stesso, data l'autonomia richiesta limitata, gli spazi necessari per lo stoccaggio dell'idrogeno a bordo non risulterebbero eccessivi.

Un altro settore di impatto è quello della nautica. L'Italia ricopre un ruolo di leadership all'interno dell'industria nautica soprattutto nel comparto della cantieristica, sia per dimensioni che per competitività a livello internazionale ed il settore è sempre in forte crescita. Secondo i dati elaborati da UCINA, nel 2018 il fatturato totale dell'industria nautica è stato pari a 4,27 miliardi di cui 2,75 provenienti dal comparto della cantieristica (intesa come costruzione di nuove unità più le attività di refitting, riparazione e rimessaggio). Il 75% della produzione nazionale è collocata sui mercati esteri, un settore che ha visto le esportazioni raddoppiare in 20 anni con una particolare incisività della cantieristica da diporto, dato che va a sottolineare il ruolo dell'Italia nel mercato internazionale. Il settore della nautica impiega complessivamente oltre 20.500 lavoratori dipendenti e pesa sul PIL nazionale per il 2,02%.

Il DNV-GL ha recentemente previsto uno scenario al 2050 in cui i combustibili alternativi acquisiranno un notevole rilievo nel panorama internazionale: in particolare, viene previsto che circa 1% dell'energia richiesta dal settore venga veicolata attraverso idrogeno.

Tuttavia, va tenuto in considerazione che tale numero risulta indicativo e potrebbe variare in maniera piuttosto ampia in base all'evoluzione della normativa Internazionale e nazionale concernente l'adozione di combustibili alternativi in ambito marittimo. La volontà di procedere verso una decarbonizzazione e una maggiore sostenibilità ambientale limiterebbe l'impiego dei combustibili oggi maggiormente impiegati (diesel) a favore dell'idrogeno e di altri combustibili più sostenibili. D'altra parte, perché questo possa essere effettivamente realizzabile, è necessario che vengano ancora colmati alcuni divari normativi relativi all'immagazzinamento e all'impiego in sicurezza dell'idrogeno stesso a bordo delle diverse tipologie di navi.

## 5.6 Multi modalità

L'approccio multimodale per la mobilità ad Idrogeno è fortemente consigliato. Si prevede che la condivisione dei costi di un centro di produzione di H<sub>2</sub> permetta una riduzione del TCO del costo infrastruttura-treno in una forbice tra il 3 il 8% con diversi scenari: dalla semplice condivisione della struttura alla vendita diretta dell'idrogeno in eccesso. Come riportato da studi europei, il TCO dei treni ad idrogeno è composto principalmente dalla componente operativa (OPEX) con un'incidenza per quasi il 75 % del TCO finale, ciò significa che riducendo il costo dell'idrogeno mediante la condivisione dell'infrastruttura di produzione o la dimensione dell'impianto H<sub>2</sub> si può rendere economicamente ancora più vantaggiosa questa soluzione. Tuttavia, è difficile riscontrare situazioni ove le diverse strutture di rifornimento (dalle auto, camion, treni,



etc.) possono coincidere nello stesso luogo, sia per limitazioni tecniche che per problemi di interferenza (come il libero accesso ad un treno in rifornimento). A tal proposito, lì dove le strutture di rifornimento sono distinte e separate, risulta vantaggioso puntare alla sinergia dei siti produttivi di H<sub>2</sub> al fine di ottimizzare le produzioni, sia dal punto di vista dell'efficienza che dell'utilizzo, ed abbatterne i costi, garantendo la distribuzione di idrogeno attraverso truck o idrogenodotti.

La realizzazione di punti di rifornimento industriali per flotte di mezzi a celle a combustibile possono contribuire in modo importante alla diffusione capillare della tecnologia anche in altre mobilità basate sull'idrogeno. Infatti, con gli opportuni adeguamenti tecnici e normativi, un distributore di H<sub>2</sub> in grado di erogare a 700 bar potrebbe servire sia la flotta di carrelli elevatori o sistemi di movimentazione materiali (AGV, trattori industriali ecc.), che richiedono generalmente una pressione di erogazione dimezzata, sia ad esempio veicoli aziendali. Allo stesso modo potrebbe rifornire anche auto private, bus pubblici e privati, mezzi di trasporto di rifiuti urbani, mezzi di "trasporto ultimo miglio" all'interno di centri abitati, camion ecc. In altre parole, con opportuni programmi di incentivazione, si potrebbe creare in tempi brevi una fitta rete di punti di rifornimento di idrogeno su tutto il territorio nazionale attraverso una sorta di cofinanziamento pubblico-privato: il primo fornendo incentivi (es. fiscali, finanziamenti ad-hoc ecc.); il secondo investendo nella realizzazione delle stazioni (aperte eventualmente al rifornimento di terzi) e nell'adozione di mezzi per la movimentazione dei materiali e di veicoli aziendali. In questo modo l'Italia potrebbe recuperare il divario accumulato nella realizzazione della rete distributiva.

## 5.7 La prospettiva del consumatore

### 5.7.1 Costo finale H<sub>2</sub> alla Pompa

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 53).

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 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 8.94 euro/kg per produzione da elettrolisi on-site con autoconsumo da rinnovabili, 9.36 euro/kg per produzione da SMR centralizzato, 11.47 euro/kg per produzione da elettrolisi centralizzata da rinnovabili, 15.66 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 7.30 euro/kg per produzione da elettrolisi on-site con autoconsumo da rinnovabili, 7.71 euro/kg per produzione da SMR centralizzato, 9.82 euro/kg per produzione da elettrolisi centralizzata da rinnovabili, 14.01 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 6.25 euro/kg per produzione da elettrolisi on-site con autoconsumo da rinnovabili, 6.66 euro/kg per produzione da SMR centralizzato, 8.77 euro/kg per produzione da elettrolisi centralizzata da rinnovabili, 12.97 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 5.75 euro/kg per produzione da elettrolisi on-site con autoconsumo da rinnovabili, 6.16 euro/kg per produzione



da SMR centralizzato, 8.27 euro/kg per produzione da elettrolisi centralizzata da rinnovabili, 12.47 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, nel caso della mobilità stradale, 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 53 e mostrano un quadro di complessivo interesse per l'utente finale.

**Per le autovetture, nella prima fase 2020-2022**, nonostante l'utilizzo di stazioni di piccole dimensioni (50 kg/giorno) e gli elevati costi di mercato di tutte le componenti di produzione/distribuzione, **i costi del vettore idrogeno sono alla pari con il vettore diesel nella produzione da elettrolisi on-site con autoconsumo da rinnovabili e mediante SMR centralizzato**, mentre sono superiori di circa 2 euro/100 km in modalità "H<sub>2</sub> da ELR C" e di circa 6 euro/100 km in modalità "H<sub>2</sub> da ELG OS". Nella seconda fase, cioè **dal 2023**, il passaggio a stazioni più grandi, dapprima 100 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 ancor più conveniente rispetto al vettore diesel, da subito anche in modalità "H<sub>2</sub> da ELR C", poco prima del 2030 nella modalità "H<sub>2</sub> da ELG OS".

**Per gli autobus, già dal 2020** (stazioni 200 kg/giorno) il **vettore idrogeno è più conveniente rispetto al vettore diesel nella produzione da elettrolisi on-site con autoconsumo da rinnovabili e mediante SMR centralizzato**, mentre è più costoso sia in modalità "H<sub>2</sub> da ELR C" che in modalità "H<sub>2</sub> 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 "H<sub>2</sub> da ELR C"**.

Riassumendo, la competitività del vettore idrogeno si manifesterà in tempi rapidi, già nella fase iniziale con captive fleets, ancor più nel momento in cui si raggiungerà la maturità commerciale e l'idrogeno sarà distribuito in stazioni di grandi dimensioni (a partire dal 2025 con stazioni da 500 kg/giorno per le autovetture e 1000 kg/giorno per gli autobus). A queste vanno aggiunti i contributi delle altre mobilità: trasporto pesante su gomma (con un impatto simile ma inferiore a quello previsto dal trasporto leggero), ferroviaria e movimentazione materiale.

## 5.7.2 Vantaggi mobilità H2

### *Mobilità leggera e bus*

Il trasporto su strada è un grande emettitore di inquinanti inclusa, anidride carbonica, ossidi di azoto e particolato. 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, incluso il biometano, in combinazione con motori ad alta efficienza ibridi a combustione interna (ICEs) e PHEVs;
- 3) utilizzando FCEVs alimentati da idrogeno.

Tutte e tre le opzioni possono contribuire in modo sostanziale alla riduzione delle emissioni (*Figura 65*), ma devono superare diverse barriere.

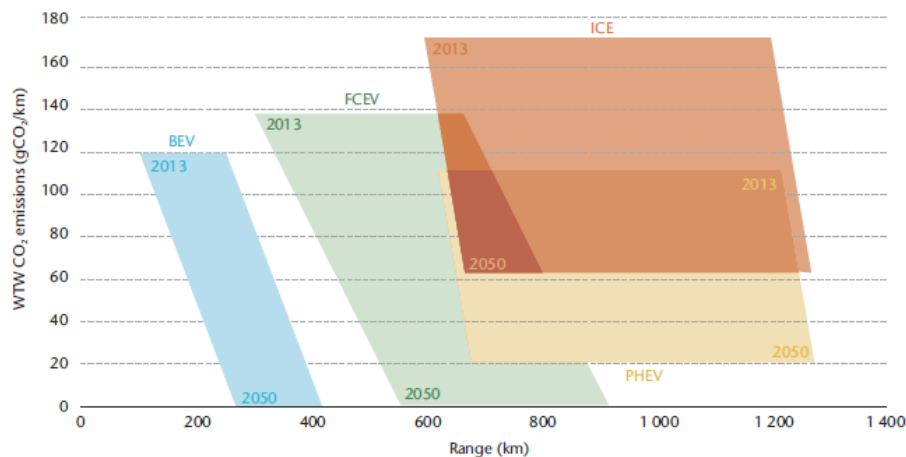


Figura 65: Emissioni dal pozzo alla ruota (well-to-wheel, WTW) vs autonomia per diverse opzioni tecnologiche di mobilità veicoli. BEVs possono attingere da una produzione di energia elettrica e da un'infrastruttura di trasporto e distribuzione (T&D) già esistenti, nonché fare affidamento sul fatto che 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 che sollevano grandi preoccupazioni per l'accettabilità all'utente finale. Inoltre, al fine di una completa comparazione va anche considerato l'impatto ambientale della produzione di batterie, responsabile di una significativa emissione di CO<sub>2</sub>. Va sottolineato che nell'ambito della mobilità verde, la trazione elettrica a batteria si mostra in vantaggio su consumi inferiori ai 50 kWh (pari a circa 250 km) mentre le tecnologie FCH risultino vincenti sopra tale soglia [96]. In una sorta di parallelismo con le caratteristiche della trazione benzina o diesel.

Nel caso dei biocarburanti, la produzione solleva dubbi per quanto riguarda la sostenibilità e soprattutto disponibilità di materia prima, 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).

**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 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.

Nel contesto BUS, le **autonomie quotidiane** arrivano fino a **450 km**, con **efficienze di consumo di circa 8-9 kg di H<sub>2</sub> / 100 km** ed i **tempi di rifornimento 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 rifornimento).





Figura 66: Sommario dei vantaggi operativi degli autobus FCEV ad idrogeno 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 [10]

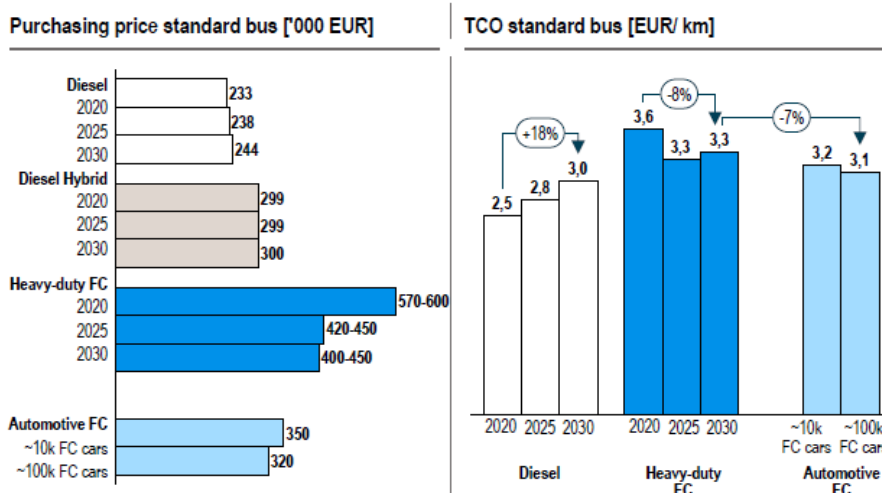


Figura 67: Costo d’acquisto e TCO degli autobus per tecnologia di alimentazione in Europa

### Mobilità pesante su gomma

L’uso di *powertrain* a celle a combustibile alimentate a idrogeno è pienamente compatibile con l’applicazione nei mezzi pesanti dal punto di vista del carico utile e dell’autonomia richiesta. Diversi studi e sperimentazioni [97], hanno dimostrato come la riduzione di carico utile (payload) nei veicoli da trasporto merci a celle a combustibile, rispetto ad un corrispondente veicolo diesel, sia molto bassa o trascurabile (< 5%), mentre l’alternativa elettrica arriva a compromettere il carico utile in misura variabile e con riduzioni fino all’80%. La Figura 68 mostra un esempio di tale effetto (assunzioni: carico utile per una percorrenza di 800 km), evidenziando riduzioni di payload che sono tra il -1% ed il -5% per i FCEV mentre oscillano tra il -19% ed il -87% per i BEV, a seconda della classe di peso totale trasportato del mezzo.



### Payload benchmark of alternative powertrains

Available payload for different truck categories and powertrains [kg]

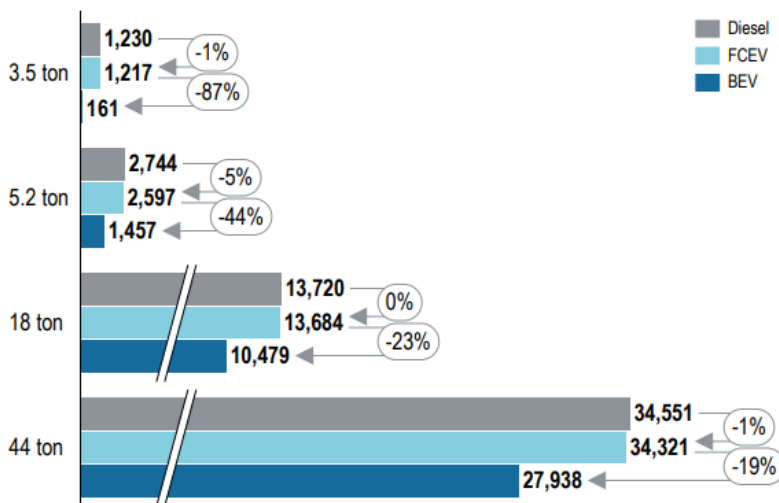


Figura 68: Riduzione del carico utile sui veicoli, per diverse classi di veicoli pesanti [5].

#### Mobilità ferroviaria

I treni H2 per trasporto passeggeri risultano già essere competitivi dal punto di vista del TCO rispetto i treni elettrici. In Figura 69, è riassunto il TCO complessivo (infrastruttura e materiale rotabile) per le 3 modalità di trazione ferroviaria (diesel, elettrico con catenaria e idrogeno).

I costi vengono stimati sulla base delle seguenti ipotesi: 15 treni in circolazione su una rete regionale riforniti in un unico deposito centrale; si presume che i treni circolino per 8-10 ore al giorno e che coprano una distanza giornaliera fino a 800 km e annuale di c.a. 200.000 km con consumo specifico di idrogeno pari a 0.27kg/km e di diesel pari a 1.45 lt/km. La produzione di idrogeno avviene on-site attraverso un elettrolizzatore. L'approvvigionamento energetico avviene a 90 €/MWh per il prezzo dell'energia elettrica, a 1.3 €/lt per il diesel. Il costo dell'infrastruttura comprende la HRS e il costo della stazione di produzione tramite elettrolizzatore. Il costo di elettrificazione è assunto pari a € 1,1 milioni per km e la lunghezza della linea (a semplice binario) è di 100 km.

Ovviamente, differenti contesti territoriali e operativi di riferimento (con conseguente divergenza dei valori alla base delle ipotesi economiche qui riportate) possono portare a valori differenti di TCO, pertanto quelli indicati in Figura 69, devono essere intesi come un riferimento medio europeo per il settore ferroviario passeggeri limitatamente al trasporto regionale.

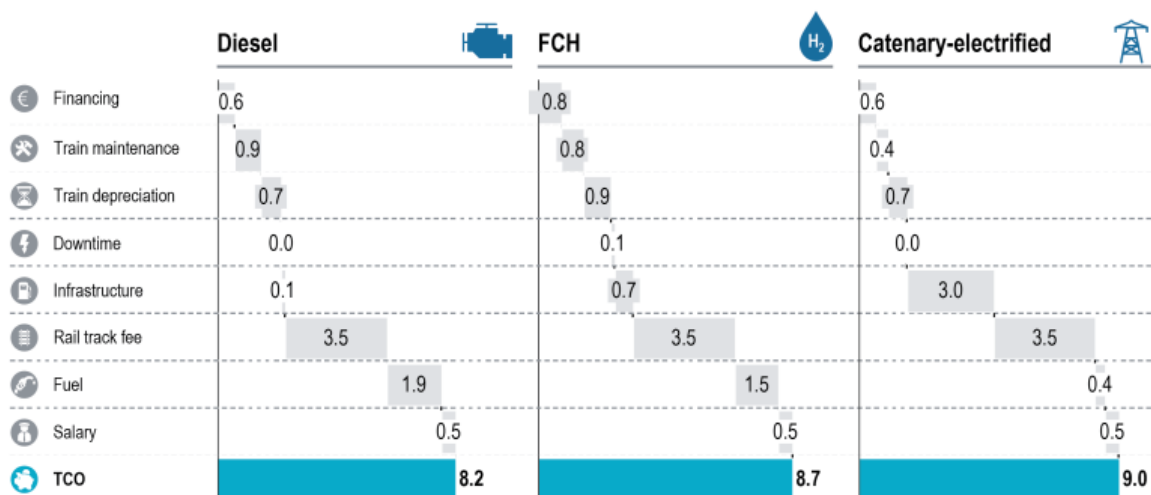


Figura 69: Comparazione TCO (€/km) treni diesel, idrogeno (FCH) ed elettrici mediante catenaria elettrica. [7]

La stima dei TCO riportate, include il costo dell’infrastruttura, dei treni e i costi operativi includendo l’infrastruttura aerea per l’elettificazione della tratta considerata. Appare chiaro come il costo totale dell’ecosistema ferroviario ad idrogeno risulti dello stesso ordine di grandezza del caso base con trazione diesel e che vinca sull’opzione di completa elettrificazione.

La mobilità ferroviaria si presta molto bene al paradigma PowerToGas. A favore di tale strategia, il trasporto ferroviario per sua natura, garantisce una richiesta di idrogeno elevata, costante e regolare, garantendo pertanto un’elevata percentuale d’uso delle infrastrutture installate, oltre che punti di produzione di idrogeno che se ben dimensionati possono essere usati come sistemi per la gestione dei picchi di produzione con immissione in rete dell’idrogeno prodotto e non utilizzato.

### Movimentazione materiali

La movimentazione materiali nello specifico, secondo uno studio della Ballard [98], l’adozione di carrelli elevatori elettrici basati su celle a combustibile, sotto alcune condizioni riportate in Figura 70, risulta anche più vantaggiosa dei carrelli elettrici a batterie.

► Key assumptions for the battery option are:		► Key assumptions for fuel cell option are:	
Cost per battery:	\$2,600 Class 3 \$4,900 Class 2 \$5,500 Class 1	Cost per fuel cell system:	Class 1 \$30,000 Class 2 \$28,000 Class 3 \$14,000
Number of batteries:	3 per truck	Number of fuel cell systems:	1 per truck
Cost of battery chargers:	\$2,300 per truck	Fuel cell tax credit rebate:	30%, up to \$3,000 per kW
Electricity price:	\$0.10 per kWh	Hydrogen price (including delivery & storage):	\$8 per kg
Annual battery room G&A:	\$1,000 per truck	Annual fuel cell system maintenance:	\$2800 per truck
Average battery life:	3 years	Average fuel cell system life:	10 years
Lost productivity per battery change:	20 minutes	Annual fuel cell stack life:	10,000 hours
Labor rate of the lift-truck driver:	\$25 per hour	Lost productivity per hydrogen refill:	3 minutes
		Labor rate of the lift-truck driver:	\$25 per hour

Figura 70: Vantaggi del sistema a celle a combustibile rispetto a quelli elettrici a batteria [98]

Il settore della movimentazione materiali appare quindi il più pronto alla transizione verso mezzi elettrici a celle a combustibile e può anche rappresentare un traino per gli altri settori.



### 5.7.3 Impatto sul turismo

Uno dei settori più importanti dell'economia d'Italia è quello del turismo. In base alle statistiche dell'ADAC, l'Italia è una delle destinazioni più gettonate proprio dai turisti che usano l'automobile.

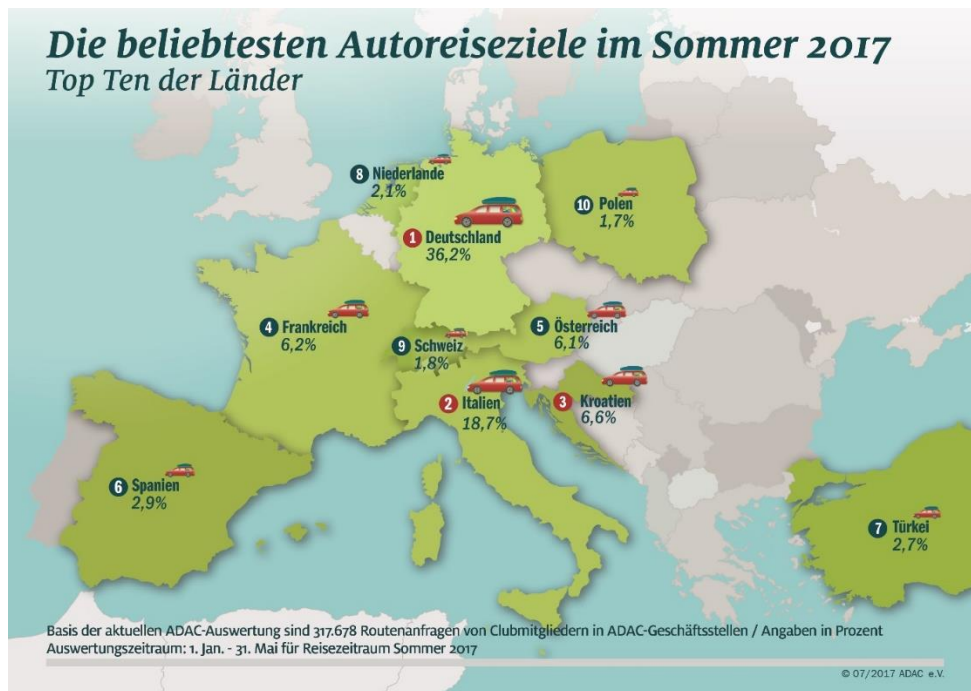


Figura 71: Le destinazioni preferite dai turisti in automobile nell'estate del 2017. I primi dieci paesi<sup>31</sup>

Da questa considerazione emergono alcuni aspetti essenziali per la mobilità sostenibile:

Da un lato, va considerato che nell'Europa centrale e settentrionale il numero di veicoli elettrici in circolazione (a batteria o con celle a combustibile) è già molto più alto che in Italia, e che lì si può contare su infrastrutture assai più capillari rispetto a quelle esistenti a Sud delle Alpi. Quindi è probabile che in tempi molto brevi nei paesi confinanti del Nord ci saranno sempre più turisti in cerca di destinazioni raggiungibili con i propri veicoli a emissioni zero. Dall'altro lato bisogna anche tener conto della tecnologia ad emissioni zero più adatta a viaggi di vacanza e quindi di distanze considerevoli, tempi brevi di rifornimento e necessità di spazio per famiglia e bagagli: e qui dalle due tecnologie puramente elettriche, prevale senza dubbio la tecnologia della cella a combustibile sopra la tecnologia delle batterie.

Si rammenta, che la Francia ha già dichiarato ufficialmente di voler consentire al turismo tramite macchina a cella combustibile l'accesso al mare mediterraneo, e di seguito la Francia segue una strategia tempestiva e ambiziosa di realizzare le infrastrutture necessarie. Si riporta in tale senso anche, che in Alto Adige – ospitante l'unica stazione in Italia di rifornimento d'idrogeno a 700 bar per macchine (completamente integrata nella rete infrastrutturale riportata dall'App della H2Mobility Srl riportata in Figura 73) sono in aumento le richieste da parte di proprietari della nuova *Hyundai Nexo* in Germania, Austria e altri paesi di poter fare rifornimento in seguito all'intenzione di trascorrerci le vacanze proprio perché Bolzano predispone la stazione di rifornimento ad idrogeno più al Sud della rete europea.

<sup>31</sup> Fonte: ADAC, cfr. sito Internet: <https://www.adac.de/>, scaricato in Feb. 2018



*Figura 72: La stazione d'idrogeno di Bolzano è già frequentata sia da turisti (macchina a sinistra) che da utenti locali (macchina a destra).*

Per l'Italia – dato l'importanza economica del settore turistico - questo significa che non è solo il momento opportuno, ma è assolutamente tassativo prepararsi quanto più celermente possibile a questo cambio paradigmatico della tecnologia usata per le macchine di viaggio e per accogliere questo turismo di qualità – sostenibile e lungimirante – predisponendo le infrastrutture necessarie per i villeggianti diretti nel nostro paese a bordo di macchine a cella combustibile.

Nella *Figura 73* si riporta stato attuale della rete di rifornimento ad idrogeno predisposta via App dalla H2Mobility Srl., società incaricata in Germania a sviluppare la rete infrastrutturale di rifornimento ad idrogeno.

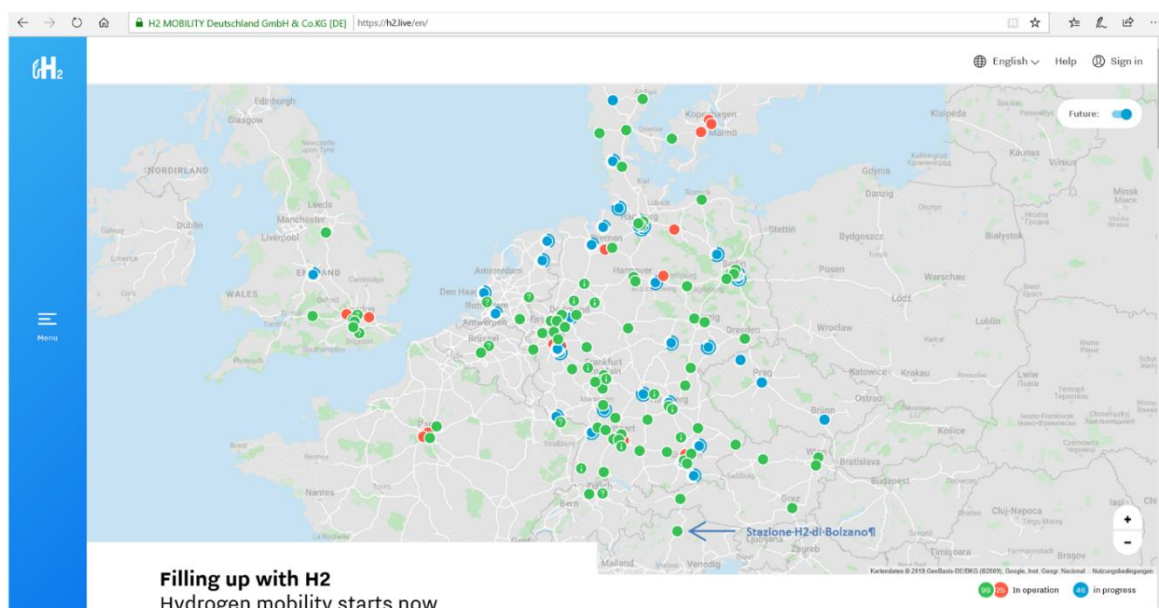


Figura 73: la rete europea dei distributori d'idrogeno riportata nell'App della H2-Mobility Srl., la freccia indica la stazione ubicata più al Sud - a Bolzano (fonte: internet <https://h2.live/>)

## 5.8 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 fonti rinnovabili non programmabili** (fotovoltaico, eolico). 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 3).

In uno studio di ENEA [34], 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 di Sviluppo 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 74* 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**.

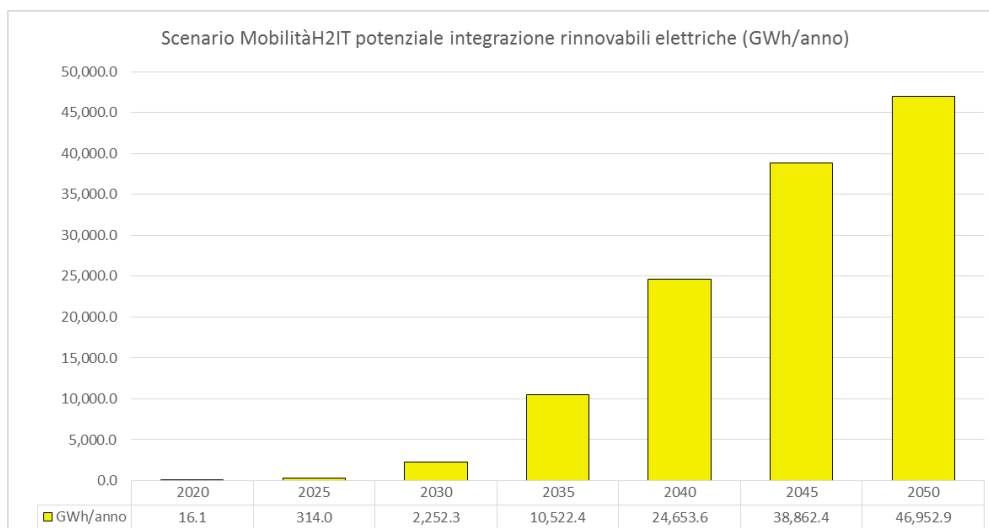


Figura 74: Scenario MobilitàH2IT, potenziale di integrazione delle rinnovabili elettriche fino al 31/12/2050 ipotizzando per un sito produttivo una flotta di 15 carrelli elevatori standard (2,5 ton,  $h_{montante}=3300$  mm) operanti in un contesto industriale che prevede una suddivisione del lavoro su 3 turni giornalieri da 8 ore l'uno, si può prevedere la necessità all'incirca di 60 kg di H<sub>2</sub> al giorno.

A supporto dell'uso delle fonti rinnovabili per il settore dei trasporti le direttive europee RED richiedono l'introduzione di vettori energetici per trasferire parte della produzione rinnovabili sul settore trasporti:

- la RED I prevedeva il 10% dei RES di trasferirli nel settore del trasporto fino al 2020 (target purtroppo non raggiunto).
- la RED II prevede il 14% dei RES di trasferirli nel settore del trasporto. [99]

Tuttavia, la proposta del PNIEC dell'Italia, prevede al 2030 la produzione di circa 20778 t/anno di idrogeno da fonti rinnovabili per il raggiungimento del target di decarbonizzazione del settore trasporti.

Si ritiene in ogni caso raggiungibile un target anche più ambizioso, in funzione delle condizioni al contorno del processo di decarbonizzazione che si possano venire a creare.

Tabella 26: Produzione annuale idrogeno per le diverse mobilità analizzate, stimate al 2030.

Mobilità	Leggera su gomma	Bus	Trasporto pesante	Ferroviaria	Movimentazione materiale	Stima piano	Stima PNIEC
ton(H <sub>2</sub> ) /anno	31.250	19.232	18.300	3.500	2.500 (prudenziale)	74.782	20.778

## 5.9 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:

<b>Misure giuridiche</b>	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 ivi inclusa la definizione di un quadro normativo e regolatorio chiaro e completo
--------------------------	--



<b>Misure strategiche</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• incentivi diretti per la produzione di idrogeno da destinarsi alla mobilità, per l'acquisto di mezzi di trasporto alimentati con combustibili alternativi, e per la costruzione dell'infrastruttura di trasporto e di distribuzione;</li> <li>• disponibilità di incentivi fiscali per promuovere i mezzi di trasporto alimentati con combustibili alternativi e l'infrastruttura pertinente;</li> <li>• uso di appalti pubblici a sostegno dei combustibili alternativi;</li> <li>• incentivi non finanziari sul versante della domanda: ad esempio, accesso preferenziale ad aree a circolazione limitata, politica dei parcheggi, corsie dedicate;</li> <li>• procedure tecniche e amministrative e normativa in relazione all'autorizzazione della fornitura di combustibili alternativi al fine di agevolarne il processo autorizzativo.</li> </ul>
<b>Ricerca, sviluppo tecnologico e dimostrazione</b>	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.
<b>Misure di policy</b>	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.).
<b>Misure di comunicazione</b>	Promozione nella consapevolezza delle caratteristiche tecniche e di sicurezza dei combustibili alternativi.

### 5.9.1 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 celle a combustibile). 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.

I recipienti a pressione con materiali metallici sono progettati e fabbricati in Europa con normative, quali AD2000 Merkblatt o EN 13445, consolidate da anni di esperienza, con le quali vengono garantiti i requisiti di sicurezza richiesti dalla Direttiva Apparecchi a Pressione (PED, Pressure Equipment Directive) 97/23/CE, emanata dalla Comunità Europea, e recepita in Italia con il Decreto Legislativo n° 93/2000.

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"*.

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.

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 ed 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"*. In data 23 ottobre 2018 il suddetto decreto è stato sostituito con la *"Regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione di idrogeno per autotrazione"*

Prima del Decreto del 23 ottobre 2018, a livello italiano esistevano 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 è stata superata nel Decreto del 23 ottobre 2018, che aumenta la pressione minima di erogazione a 700 bar.

### 5.9.2 Misure Finanziarie

La riuscita dello Scenario MobilitàH2IT è vincolata alla disponibilità sia di **incentivi pubblici UE&IT** (europei e nazionali) che di **investimenti privati e PL** (pubblici locali: regionali, provinciali, comunali). 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 [100], 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 [101], 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**».

Un altro strumento di finanziamento che si aprirà dal 2021 è **Hydrogen Europe**. Hydrogen Europe è il futuro programma quadro di ricerca e innovazione (R&I) dell'Unione europea per il periodo 2021-2027. Costituisce l'iniziativa di punta dell'UE a sostegno della R&I, dall'ideazione al mercato, e integra i finanziamenti nazionali e regionali. Hydrogen Europe è la continuazione del programma Horizon 2020 dell'UE che andrà a concludersi nel 2020. La struttura proposta per Horizon Europe include tre pilastri: eccellenza scientifica, sfide a livello mondiale e competitività industriale europea ed Europa innovativa. Una sezione trasversale supplementare introdurrebbe misure volte ad aiutare gli Stati membri a sfruttare appieno il loro potenziale nazionale di ricerca e innovazione, rafforzando così lo spazio europeo della ricerca.

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)** prescrivono 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. **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 [102] («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**.

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**. È 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.

La Commissione Europea, nell'ambito del Forum **IPCEI (Important Projects of Common European Interest)** ha recentemente definito sette catene strategiche del valore (SVC, Strategic Value Chain): Battery, Connected Clean and Autonomous Vehicles, Smart Health, Low-carbon Industry, **Hydrogen Technologies and Systems**, Industrial Internet of Things, Cyber-security. Su questi temi l'Europa intende investire per il futuro in termini di piani di azione e risorse comunitarie e nazionali, per sostenere le sfide dell'industria continentale sulle mega tendenze della digitalizzazione. Il processo iniziato nel 2018 in Commissione europea con lo Strategic Forum dell'IPCEI ha avuto un'accelerazione ulteriore ed è giunto a definire e selezionare le sei catene strategiche di valore (CSV). In merito al tema idrogeno si prevede che lo strumento IPCEI generi investimenti per oltre **60 miliardi di euro nei prossimi 5-10 anni**. Numerosi i progetti presentati che



coinvolgono l'Italia che prevedono un aiuto fino al 100% dei costi ammissibili e godrà di una procedura più flessibile in termini di regole sugli aiuti di Stato.

Lo **Scenario MobilitàH2IT** indica una **partecipazione nella quota di finanziamenti pubblici UE&IT al 40% da fondi comunitari europei e al 60% da fondi nazionali italiani.**

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

- 1) **L'investimento nell'acquisto dei mezzi con propulsione a cella a combustibile;**
- 2) **L'investimento nella realizzazione degli impianti di produzione e nelle stazioni di distribuzione dell'idrogeno.**
- 3) **Incentivazioni dirette ed indirette sul prezzo del vettore elettrico, con l'approccio della neutralità tecnologica.**

**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 mezzo a cella combustibile 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 UE&IT costo addizionale mezzi FCH:** 50% fino al 2020, 40% dal 2021 al 2025, 20% dal 2026 al 2030, nulla a partire dal 2031;
- **% copertura pubblica UE&IT costo addizionale autobus FCEV:** 50%<sup>32</sup> fino al 2020, 40% dal 2021 al 2025, 20% dal 2026 al 2030, 15% dal 2031 al 2035, 5% dal 2036 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 UE&IT:

- per le **stazioni di rifornimento:** 40% fino 2020, 35% dal 2021 al 2025, 30% dal 2026 al 2030, 20% dal 2031 al 2035, 10% dal 2036 al 2040, 5% dal 2041 al 2050;
- per gli **impianti di produzione da SMR:** 15% fino al 2025, 10% nel periodo 2026-2030;
- per gli **impianti di produzione da elettrolisi:** 40% fino 2020, 35% dal 2021 al 2025, 30% dal 2026 al 2030, 25% dal 2031 al 2035, 20% dal 2036 al 2040, 15% dal 2041 al 2050;

Per le altre tipologie di mobilità lo Scenario MobilitàH2IT propone il seguente schema di finanziamento pubblico UE&IT, finalizzato allo sviluppo di alcune attività sperimentali sul territorio italiano:

- trasporto merci ad idrogeno: 5% dei finanziamenti per mobilità autovetture + autobus;
- trasporto ferroviario ad idrogeno: 3% dei finanziamenti per mobilità autovetture + autobus;

---

<sup>32</sup> Nella Call europea "Large scale validation of fuel cell bus fleets" (Deadline 03 May 2016) è definito un finanziamento pari a 200,000 € per standard bus (il cui costo non deve superare i 650,000 €). Per le stazioni di rifornimento è definito un finanziamento di 1,200,000 € per grandi stazioni (20 autobus) e 600,000 € per piccole stazioni (10 autobus) <http://ec.europa.eu/research/participants/portal/desktop/en/opportunities/h2020/topics/12145-fch-01-9-2016.html>



- trasporto navale ad idrogeno: 3% dei finanziamenti per mobilità autovetture + autobus;
- carrelli elevatori ad idrogeno: 3% dei finanziamenti per mobilità autovetture + autobus.

In Appendice 7.2 viene dettagliata sia l'analisi finanziaria quinquennale fino al 2050 che l'analisi finanziaria annuale fino al 31/12/2025.

**Per la riuscita dello Scenario MobilitàH2IT sono previsti come necessari finanziamenti pubblici UE&IT pari a circa 47 M€ fino al 2020 e circa 419 M€ nel successivo periodo 2021-2025, di cui 60% da fondi comunitari europei e 40 % da fondi nazionali italiani (Figura 75).** In Appendice 7.8 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 48 e Tabella 49).

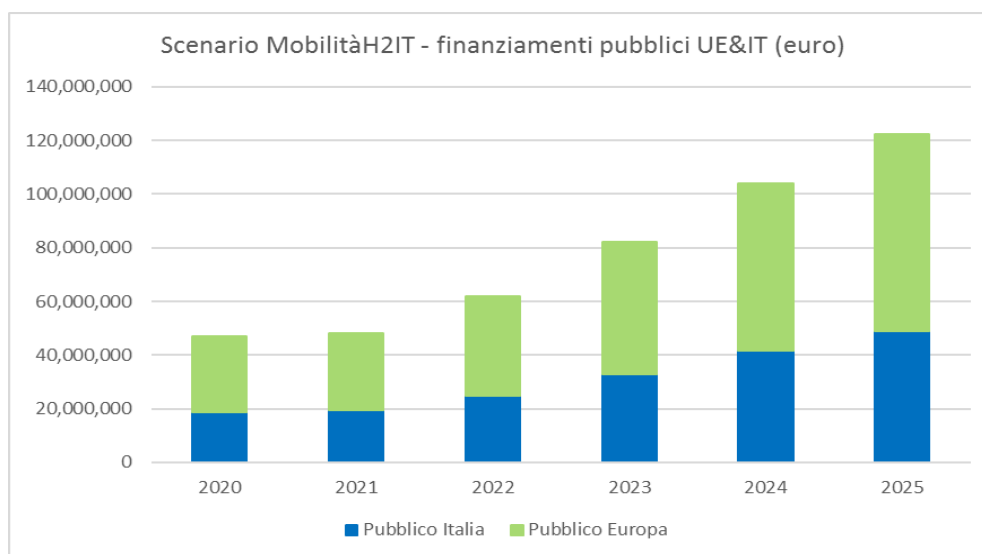


Figura 75: Scenario MobilitàH2IT, finanziamenti pubblici UE&IT necessari fino al 31/12/2025

In merito alle misure finanziari, si rileva come opportunità il Decreto del Presidente del Consiglio dei ministri n.1360 del 24 aprile 2019, Piano Strategico Nazionale della Mobilità Sostenibile per il Trasporto pubblico locale, adottato dal governo. Tale piano prevede lo stanziamento di 3,7 miliardi di euro su un arco temporale di quindici anni (divisi in tre quinquenni) nel periodo dal 2019 al 2033. Per la distribuzione delle risorse verranno stilate tre distinte graduatorie:

- una per Comuni capoluogo delle città metropolitane e per i comuni capoluogo delle province ad alto inquinamento – i cui criteri sono stabiliti nell'art.3;
- una per Comuni e Città metropolitane con più di 100.000 abitanti – i cui criteri sono stabiliti nell'art.4;
- una per le Regioni – i cui criteri sono stabiliti nell'art.5.

Le graduatorie per l'assegnazione delle risorse, le modalità di erogazione dei contributi e la valutazione degli investimenti ammessi al finanziamento saranno definite con Decreto del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, di concerto con il Ministero dello Sviluppo Economico e il Ministero dell'Economia e delle Finanze. Tale decreto inoltre è oggetto d'intesa con la Conferenza Unificata.

Le risorse verranno assegnate secondo i seguenti indicatori generali:

- quota percentuale dei mezzi più inquinanti sul totale del parco mezzi;
- numero dei residenti;
- numero di passeggeri trasportati;
- numero di mezzi circolanti.



Altri indicatori più specifici sono invece:

- grado di adozione del Piano Urbano della Mobilità Sostenibile e/o Piano Strategico Metropolitan, quindi valido solo per i comuni e le città metropolitane con più di 100.000 abitanti.
- numero di superamenti dei limiti previsti dalla Direttiva 2008/50/CE, in particolare con riferimento alla concentrazione di PM10 e del biossido di azoto – valido per i comuni capoluogo delle città metropolitane e i comuni capoluogo delle province ad alto inquinamento di particolato PM10 e biossido di azoto e per i comuni e le città metropolitane con più di 100.000 abitanti.
- livello d'inquinamento medio del territorio regionale e livello di investimenti di materiale rotabile sostenibile con fondi regionali – valido per le Regioni.

Inoltre, a differenza di quello che si legge nel Piano approvato nel Dicembre 2018 (vd. Il cofinanziamento statale) viene anche stabilito che le risorse assegnate nel primo triennio, sino al 50% del contributo concesso, possono essere destinate, dalle amministrazioni locali, alla realizzazione della rete infrastrutturale per l'idrogeno. Più nel dettaglio, infatti, l'art.6 prevede quote di cofinanziamento statale per l'acquisto di mezzi destinati al rinnovo dei parchi di autobus adibiti al trasporto pubblico locale e regionale, per uso urbano, extraurbano e per infrastrutture di supporto, al fine di consentire anche agli enti locali e alle Regioni che non dispongano di proprie risorse di accedere ai finanziamenti statali.

I criteri di accesso a tali risorse sono i seguenti:

Per uso urbano

- 80% delle risorse assegnate con il riparto di cui agli articoli 3,4,5 (tutte e tre le graduatorie sopraelencate) in caso di acquisto di veicoli ad alimentazione elettrica o ad idrogeno e delle relative infrastrutture;
- 60% delle risorse assegnate con il riparto di cui agli articoli 3,4,5 in caso di acquisto di veicoli ad alimentazione a metano e delle relative infrastrutture.

Per uso extraurbano

- 80% delle risorse assegnate con il riparto di cui all'articolo 5 (Regioni) in caso di acquisto di veicoli ad alimentazione ad idrogeno o metano e delle relative infrastrutture

Sempre all'art. 6 si cita che gli enti il cui finanziamento risulta irrilevante per produrre effetti significativi per la sostenibilità del sistema TPL, saranno esclusi. Il piano deve aggiornato entro tre anni dall'entrata in vigore del DPCM 1360/2019.

### 5.9.3 Barriere

#### *Barriere giuridiche*

Nonostante il Paese abbia fatto la scelta strategica di puntare anche sull'idrogeno recependo la direttiva DAFI mediante i già citati decreti legislativi, per questo vettore energetico, non è stata chiaramente indicata una strada per realizzare quanto previsto dalla DAFI stessa, ovvero "sviluppare un mercato ampio di combustibili alternativi per il trasporto".

Molto più puntuale, all'interno del D.Lgs n. 257/2016 di recepimento della DAFI è invece la previsione per la realizzazione di infrastrutture di ricarica elettrica e di rifornimento di GNC e GNL, presente nell'Art. 18 che:

- Al comma 1 ha stabilito l'obbligo per le Regioni, nel caso di autorizzazione alla realizzazione di nuovi impianti di distribuzione carburanti e di ristrutturazione totale degli impianti di distribuzione carburanti esistenti, di dotarsi di infrastrutture di ricarica elettrica di potenza elevata e di rifornimento di GNC o GNL;



- al comma 3, per tutti gli impianti di distribuzione di carburanti stradali già esistenti al 31 dicembre 2015, che hanno erogato nel corso del 2015 un quantitativo di benzina e gasolio superiore a 10 milioni di litri e che si trovano nel territorio di una delle province i cui capoluoghi hanno superato il limite delle concentrazioni di PM10 per almeno 2 anni su 6 negli anni dal 2009 al 2014 di cui all'allegato IV, le Regioni prevedono l'obbligo di presentare entro il 31 dicembre 2018 un progetto, al fine di dotarsi di infrastrutture di ricarica elettrica nonché di distribuzione di GNC o GNL, da realizzare nei successivi ventiquattro mesi dalla data di presentazione del progetto.

In ambito autostradale, queste previsioni sono assolte dai concessionari autostradali (art. 18, comma 5), con l'obbligo di presentare al concedente, entro il 31 dicembre 2018, i piani di diffusione dei servizi di ricarica elettrica, di GNC e GNL per garantire un numero adeguato di punti di ricarica e di rifornimento lungo la rete autostradale e la tutela del principio di neutralità tecnologica degli impianti.

**Proprio in virtù di questo principio, questa disposizione dovrebbe essere estesa anche all'idrogeno**, con la previsione dei medesimi obblighi per Regioni e concessionari autostradali rapportati al fabbisogno di stazioni per raggiungere l'obiettivo, previsto dalla DAFI "di un adeguato numero di punti di rifornimento per l'idrogeno, accessibili al pubblico, entro il 31 dicembre 2025". Una serie di criteri per determinare i fabbisogni e definire l'impegno per le Regioni e i concessionari per la fornitura di idrogeno per il trasporto stradale, sono già presenti nell'Allegato III del D. Lgs di recepimento della DAFI.

In riferimento al Decreto del Presidente del Consiglio dei ministri n.1360 del 24 aprile 2019, Piano Strategico Nazionale della Mobilità Sostenibile per il Trasporto pubblico locale, si vuole sottolineare come, affinché questo Piano abbia un effetto concreto sulla diffusione della mobilità ad idrogeno:

1. L'impianto di rifornimento NON dovrà essere esclusivamente usufruibile dall'Ente che la finanzia o potrà avere un uso promiscuo
2. L'impianto di rifornimento, anche se costruito nei depositi dei mezzi delle aziende pubbliche dei trasporti dovrà essere accessibile anche ai privati
3. La gestione dell'impianto di rifornimento non dovrà essere esclusivamente destinata alle aziende pubbliche locali e potrà essere dato alle compagnie che producono il combustibile (soprattutto nel caso di aziende locali di piccole dimensioni)
4. Le caratteristiche tecniche dell'impianto dovranno includere, nel caso dell'idrogeno, le pressioni necessarie per il rifornimento sia di autobus (in continua evoluzione) che di autovetture (di norma più elevata).

Oltre a ciò alcuni interventi di carattere normativo possono giocare un ruolo fondamentale nell'adozione e diffusione delle tecnologie ad idrogeno nel settore trasporti, in particolare quello stradale:

- Esenzione pedaggi per veicoli leggeri e pesanti in autostrada per un certo periodo.
- Esenzione dei veicoli pesanti da eventuali divieti di guida notturna

In merito alla mobilità navale ad idrogeno e fuel-cell, non esiste ancora una trattazione sistematica della normativa. Va comunque sottolineato che i R.O (Recognised Organization) non esprimono misure giuridiche. Per tali misure bisogna rifarsi a convenzioni internazionali o leggi nazionali. Ad oggi, il DNV-GL (nato nel 2013, dalla fusione della Norvegese DNV, *Det Norske Veritas*, e della tedesca GL, *Germanischer Lloyd*, la quale aveva già prodotto un documento sull'uso delle celle a combustibile a bordo [103]) ha emanato un regolamento sull'utilizzo delle celle a combustibile a bordo e per l'idrogeno si fa riferimento alla più generale normativa per i gas. [104]

DNV-GL, 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 622823-1, 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.

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, ha pubblicato nel 2017, e in vigore da gennaio 2018, alcune linee guida e norme tecniche specifiche sulle celle a combustibile. [105] Per quanto riguarda l'antincendio si deve fare riferimento alla SOLAS Cap.II-2 e in particolare per i gas, all'IGF Code per la navigazione internazionale e alle leggi nazionali (ad esempio il regolamento di sicurezza per l'Italia - DPR 435 del 8 nov 1991). Più in generale, la IMO (International Maritime Organization), in accordo con il sesto comitato sul trasporto di carico e container (IMO CCC6 Sub-Committee del 9-16 Settembre 2019) ha posto in approvazione 2 linee guida, attinenti alle tecnologie a cella combustibile:

- *Interim Guidelines for the safety of ships using methyl/ethyl alcohol as fuel.*

In approvazione prevista per il 2020. Tale linea guida rende possibile l'uso del metanolo come primo combustibile impiegato per la generazione elettrica a bordo mediante Fuel Cell.

- *Interim guidelines for the safety of ships using fuel cell power installations.*

Si prevede venga finalizzata nel corso del 2020 e approvato nel 2021. Si vuole sottolineare come l'IMO non menzioni l'uso diretto di idrogeno nel settore navale a causa della mancanza di proposte tecniche solide.

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.

#### *Manca delle infrastrutture.*

Se da un lato la pubblicazione del decreto legislativo n°257/16 [27] che include l'idrogeno tra i combustibili alternativi ha cominciato a cambiare la percezione della tecnologia delle celle e dell'idrogeno, sono necessari ancora altri passi nella giusta direzione. Nel campo dei trasporti, qui presi in considerazione, si è in forte ritardo rispetto agli obiettivi proposti nel Piano Mobilità di Sviluppo proposto da Mobilità Idrogeno Italia del 2016. Alcune aziende stanno elaborando programmi di sviluppo che prevedono la fornitura di flotte di carrelli elevatori e di stazioni di generazione e rifornimento interne alle aziende stesse. Tali stazioni, come detto sopra, potrebbero rappresentare non solo un punto di rifornimento aziendale, ma opportunamente dimensionate, costituire i punti di una più fitta rete di distribuzione anche per automezzi esterni all'azienda stessa. Infatti, una vendita di parte dell'idrogeno prodotta a terzi aiuterebbe l'azienda a ridurre la spesa per il mantenimento della stazione di rifornimento (OPEX). Inoltre, nel caso di produzione mediante elettrolizzatori, che utilizzano fonti rinnovabili, anche l'ossigeno prodotto potrebbe essere commercializzato diventando così una fonte reddituale aggiuntiva importante. Il modello di generazione distribuita potrebbe essere perseguito in modi diversi: attraverso la proprietà del generatore/distributore da parte dell'utilizzatore oppure attraverso un suo affitto. In questo ultimo caso le aziende che oggi producono e commercializzano l'idrogeno potrebbero trovare un loro spazio di mercato nel noleggio di stazioni. In definitiva la diffusione di sistemi di rifornimento industriali potrebbe essere utile alla creazione in tempi relativamente rapidi di rete di distribuzione capillare adatta anche ad altri mezzi di trasporto.

#### *Manca di conoscenza circa la reale pericolosità dell'idrogeno.*

La scarsa conoscenza e la notevole distanza dalla quotidianità (in contrasto a quella con altri combustibili, come benzina e diesel) fanno sì che l'idrogeno venga visto con timore dal pubblico. Opinione che, sebbene da un lato sia rafforzata dalla scarsa cultura dell'argomento e dalla superficialità come luoghi comuni e la





memoria di eventi storici, trova riscontro oggettivo per quanto riguarda le alte pressioni di stoccaggio ed accumulo, le quali, tuttavia, sono state già affrontate parzialmente nella regolamentazione del GPL e metano, recepiti dalla popolazione con un minore livello di pericolosità. L'idrogeno è sicuramente un gas che richiede conoscenze specifiche per il suo utilizzo, ma è ampiamente già oggi utilizzato in campo industriale in piena sicurezza. Questa sostanziale non pericolosità, o almeno una pericolosità che si pone allo stesso livello di altri gas quali il metano o il GPL, deve essere spiegata nei modi e tempi più efficaci. La UE ha finanziato un progetto attraverso il partenariato FCH-JU che ha come scopo quello di creare percorsi e strumenti educativi per studenti delle scuole della Comunità Europea (FCHGo! [28]), ma ulteriori sforzi devono essere fatti per ridurre le diffidenze ed evitare imposizioni che possono dare luogo a reazioni negative da parte della popolazione e dei lavoratori. Occorre investire nella corretta informazione verso tutti i soggetti coinvolti a vedere le celle a combustibile e l'idrogeno come tecnologie non pericolose e gestibili. Questa azione è necessaria perché ogni futura azione non venga duramente contrastata da una opinione pubblica (cittadini, lavoratori, organizzazioni sindacali e ambientaliste) non correttamente informata.

#### *Mancanza di conoscenza dei reali vantaggi offerti dalla tecnologia.*

Si registra anche la mancanza di una reale conoscenza della tecnica delle celle a combustibile, dei suoi vantaggi e svantaggi. Questo richiede una importante azione di informazione a tutti i livelli e sedi. Le azioni più o meno coordinate, in varie situazioni e località del paese, non sono ancora ad oggi sufficienti. Uno sforzo maggiore deve essere compiuto in prima battuta sui soggetti istituzionali ed imprenditoriali per permettere ai primi di creare le condizioni favorevoli per la diffusione, e ai secondi la realizzazione.

#### *Mancanza di incentivi.*

Una politica di incentivi come sopra descritti avrebbe la capacità di rompere il circolo vizioso per cui non si diffondono mezzi a idrogeno in quanto manca una rete di distribuzione di idrogeno e contemporaneamente manca una rete di distribuzione perché non ci sono mezzi a idrogeno. Un meccanismo incentivante certo, programmato su un numero di anni adeguato permetterebbe quindi lo sviluppo del settore.

Il concretizzarsi di una richiesta di idrogeno e mezzi che lo utilizzano permetterebbe di creare opportunità di sviluppo di nuovi prodotti sia nel settore della movimentazione materiali, sia in altri settori. Ci sono già esempi di prototipi per quello che riguarda sistemi di pulizia stradale e pulizia industriale, trattori per uso agricolo, ecc. A questi si aggiungono aziende che hanno intrapreso studi di fattibilità di sistemi di produzione di H<sub>2</sub> di nuova concezione, di produzione di elementi di celle a combustibile, AGV ecc. Questi settori sono ad alta intensità tecnologica e di know-how e quindi difficilmente delocalizzabili in altre nazioni che non abbiano una cultura imprenditoriale e di sostegno tecnologico-scientifico organizzata ed evoluta come quella italiana.

La creazione delle condizioni di sviluppo di una filiera produttiva capace di creare PIL e posti di lavoro di elevata qualità è uno scenario concreto e realizzabile. Nell'ambito del settore della movimentazione materiali, la riduzione del costo dell'energia elettrica da rete rappresenta il punto chiave per dare una svolta al settore dell'idrogeno: una diminuzione del valore €/kWh renderebbe l'H<sub>2</sub> più facilmente sfruttabile come elemento di accumulo e stoccaggio sia per gestire l'energia elettrica in surplus ottenuta dalle rinnovabili, sia per compensare, nei momenti di ingente domanda energetica, le richieste della rete.

Un secondo cruciale tassello funzionale allo sviluppo della filiera dell'idrogeno nel contesto industriale è quello della possibilità, da parte sia del produttore della tecnologia sia dell'utilizzatore, di ottenere incentivi o finanziamenti da enti quali lo Stato o la Regione. In particolare, tali finanziamenti dovrebbero essere indirizzati a tutti i livelli della filiera: produttori di HRS, utilizzatori di flotte di carrelli elevatori, produttori di celle a combustibile. Da non sottovalutare assolutamente è anche la necessità di fondi per la comunicazione, l'informazione e la formazione. Gli aiuti allo sviluppo del mercato dovrebbero compensare la differenza di costo tra un carrello elevatore a celle a combustibile e un carrello elevatore tradizionale sulla base dello studio del TCO (Total Cost of Ownership) e della riduzione delle emissioni di carbonio e degli inquinanti.

Nel momento in cui tali incentivazioni vengono erogate, il tessuto industriale locale e nazionale cresce e si evolve, garantendo nuovi posti di lavoro ed un'implementazione della ricerca e delle soluzioni tecnologiche in quel settore, creando valore e competenze. Al fine di definire un sistema di incentivi efficienti, è possibile



fare riferimenti a esperienze di altre nazioni. Ad esempio, nell'America del Nord sono stati varati programmi di supporto fiscale attraverso la forma dei crediti fiscali così modulati [26]:

- 30% dell'investimento nel 2019;
- 26% dell'investimento nel 2020;
- 22% dell'investimento nel 2022.

Si ritiene importante far rientrare sotto la categoria “mobilità elettrica” anche quella a celle a combustibile estendendo all'idrogeno ogni provvedimento relativo all'adozione di veicoli elettrici sia per il trasporto su gomma, ferroviario e marittimo. A tal merito si elencano una serie di proposte riportate nella seguente tabella.

**1 Estensione delle misure esistenti e future in ambito “mobilità elettrica” per i veicoli elettrici a batterie, ai veicoli elettrici a celle a combustibile alimentate a idrogeno.**

La mobilità a zero emissioni contribuisce a diminuire l'inquinamento nei nostri centri urbani e a raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> nei trasporti. Tenendo ben presente il principio di neutralità tecnologica, è corretto imporre limiti di riduzione delle emissioni per promuovere le tecnologie a zero e basse emissioni, senza specificarne la tipologia.

**2 Agevolazioni correlate alla tecnologia la quale dimostra un minore impatto in termini di bilancio complessivo considerando il ciclo di vita (LCA).**

È importante sottolineare che, nell'ottica di un obiettivo di una riduzione globale delle emissioni sarebbe opportuno trovare un approccio al calcolo dell'impatto delle tecnologie a zero e basse emissioni (ad esempio basato sul Life Cycle Assessment - LCA) ponendo l'accento sull'impatto che deriva dall'intero ciclo di vita dell'auto.<sup>33</sup>

Per quanto riguarda il ricambio del parco mezzi per il trasporto leggero, si sottolinea la necessità di prendere provvedimenti considerando la prospettiva del consumatore, il quale deve essere messo nelle condizioni di poter scegliere tra le opzioni disponibili.

**3 Alcune proposte di carattere generale o Incentivo all'acquisto.**

- **Esenzione da tutte le tasse (CO<sub>2</sub>, IVA, tassa sul peso)**
- **Disponibilità di posti riservati nei parcheggi**
- **Uso delle corsie preferenziali riservate ai mezzi pubblici**

Per accelerare la transizione verso l'adozione di veicoli più puliti è necessario utilizzare un approccio che agisca sui grandi numeri supportando il ricambio di flotte aziendali (auto, bus, camion, veicoli per il trasporto pubblico locale e veicoli industriali). Esempi di captive fleet sono le flotte di taxi, flotte di veicoli dedicati al leasing, veicoli per la consegna della merce, veicoli della posta, flotte di veicoli aziendali.

**4 Agevolare le imprese nel ricambio delle flotte aziendali con veicoli ad alimentazione alternativa ai sensi della Direttiva DAFI-2014/94/UE, incluso l'idrogeno**

- Superammortamento e Superammortamento Green, finalizzato a sostenere i mezzi commerciali ad alimentazione alternativa.
- Incentivi a mezzi commerciali in Conto Proprio, finalizzato a sostenere i mezzi commerciali utilizzati in Conto Proprio.
- Rimodulazione rimborsi accise e pedaggi per autotrasportatori in Conto Terzi, finalizzato a

---

<sup>33</sup> Fraunhofer - Greenhouse gas emissions for battery electric and fuel cell electric vehicles with ranges over 300 kilometers; 2019



disincentivare il diesel e favorire i mezzi commerciali ad alimentazione alternativa.

**5 Garantire i fondi necessari allo sviluppo degli IPCEI**

Prevedere tali fondi all'interno della Legge di Bilancio evitando così a livello europeo impatti negativi sul nostro Paese nel processo di transizione energetica.

**6 Rendere esecutivo il Piano Strategico Nazionale sulla Mobilità ad Idrogeno**

Oltre che i suoi successivi aggiornamenti (triennali) inserito nel D.lgs. 257 del 16/12/2016 all'Allegato III "Quadro Strategico Nazionale, Sezione b, Fornitura d'Idrogeno per il trasporto stradale" redatto da H2IT. Includere il piano qui presentato all'interno dei Piani energetici nazionali in corso di elaborazione (PNIEC) e nei piani di sviluppo futuri (Strategia di lungo termine). Il prossimo aggiornamento della DAFI è previsto per novembre 2019. È in corso un aggiornamento del Piano Mobilità Idrogeno Italia con un'estensione a tutte le tipologie di trasporto (ferroviario, marittimo, pesante e movimentazione di materiali) con la partecipazione di tutti gli stakeholder chiave del settore.

**7 Recepimento della direttiva 2014/94/Ue**

Il Decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257 deve recepire l'aggiornamento della direttiva 2014/94/Ue previsto dal regolamento delegato (Ue) 2019/1745 del 13 agosto 2019. La Commissione europea ha aggiornato la direttiva 2014/94/Ue sulle infrastrutture per i combustibili alternativi, in seguito alle richieste di alcuni Stati membri Ue e ai nuovi standard normativi in vigore concordati in sede Cen e Cenelec. Il regolamento modifica alcune indicazioni contenute nella direttiva DAFI per tutti i carburanti alternativi compreso l'idrogeno per il quale si indica che i punti di rifornimento all'aperto che erogano idrogeno gassoso utilizzato come carburante per veicoli a motore devono essere conformi ai requisiti di interoperabilità della EN 17127, le caratteristiche di qualità dell'idrogeno per i veicoli a motore devono essere in linea con la EN 17124 e l'algoritmo di rifornimento deve essere conforme ai requisiti della EN 17127. Inoltre, i connettori dei veicoli a motore per il rifornimento di idrogeno gassoso devono essere conformi alla EN ISO 17268 e il profilo del connettore stesso alla EN ISO 14469

**8 Aggiornamento della "Regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione di idrogeno per autotrazione".**

Per quanto riguarda gli standard di costruzione ed esercizio delle stazioni di rifornimento, un grande passo avanti è stato fatto il 23 ottobre 2018 con il decreto "Regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione di idrogeno per autotrazione" che consente l'erogazione di idrogeno alla pressione di 700 bar come richiesto dalle caratteristiche tecniche delle auto attualmente sul mercato; consente l'utilizzo dell'approccio ingegneristico per la H2IT – Associazione Italiana Idrogeno e Celle a Combustibile valutazione degli impianti caso per caso, garantendo la sicurezza dell'attività della stazione di rifornimento; allinea l'Italia ad altri paesi europei, consentendo l'applicazione di standard tecnici riconosciuti a livello internazionale; consente di superare parzialmente i limiti economici e sociali derivanti dalle normative vigenti sino ad ora. A livello italiano è importante che gli standard di costruzione ed esercizio delle stazioni di rifornimento siano allineati agli altri Paesi europei affinché il mercato italiano venga preso in considerazione dalle case automobilistiche come mercato di sbocco delle auto FC. Questa regola tecnica può essere ulteriormente migliorata e aggiornata.

La produzione di idrogeno verde (via elettrolisi con energia elettrica da fonti rinnovabili) è attualmente penalizzata economicamente. Il costo dell'energia elettrica influisce per il 60%-80% sul prezzo finale



dell'idrogeno verde, al di là di ammortamenti e spese di gestione, e di questi circa due terzi consistono di oneri e tasse. Questo penalizza l'impiego di tale idrogeno nel settore dei trasporti.

## 9 Incentivare l'idrogeno verde

Introducendo l'esenzione dal pagamento degli oneri di rete e distribuzione e adeguare il quadro regolatorio per favorire la realizzazione di impianti di produzione di idrogeno da rinnovabili.

Gli operatori del trasporto pubblico e le pubbliche amministrazioni dovranno garantire un ruolo guida nella transizione verso una mobilità alternativa, per questo sono chiamati a inserire nei Piani Urbani di Mobilità Sostenibile la propria visione e strategia sul dispiegamento di mezzi alimentati a carburanti alternativi. Tra questi carburanti, l'idrogeno è una valida opzione per far fronte ai problemi di inquinamento nelle città e contribuisce alla decarbonizzazione del settore dei trasporti; rappresenta quindi un'opportunità per comuni e città, le quali potrebbero considerare di includere l'idrogeno nei Piani Urbani di Mobilità Sostenibile. Il Governo ha adottato con Decreto del Presidente del Consiglio dei ministri n. 1360 del 24 aprile 2019 il Piano Strategico Nazionale della Mobilità Sostenibile e per il rinnovo del parco autobus adibiti al trasporto pubblico locale da parte delle pubbliche amministrazioni, con mezzi meno inquinanti tra i quali quelli ad idrogeno e alla costruzione di infrastrutture per il rifornimento.

## 10 Sensibilizzare le amministrazioni, i Comuni e le città metropolitane relativamente all'opportunità offerta dalle tecnologie idrogeno nella decarbonizzazione del TP.

## 11 Nell'ambito della movimentazione materiali, le misure a supporto per incentivare tale mercato devono facilitare il passaggio da una tecnologia ad un'altra

- Rottamazione del parco carrelli elevatori a gasolio, sia di piccole che di grandi dimensioni utilizzati nei porti e nell'industria a favore di una tecnologia a FC mediante sussidi all'acquisto;
- Incentivi alla sostituzione delle batterie al piombo acido di un carrello elevatore elettrico con il beneficio dell'aumento della produttività dello stesso e di minori costi derivanti dall'eliminazione delle batterie stesse alla fine del suo ciclo di vita;
- De-tassazione sull'energia elettrica acquistata e certificata come rinnovabile, per la produzione di idrogeno;
- Incentivi per la realizzazione di distributori di H<sub>2</sub> industriali, aperti anche al rifornimento di soggetti terzi (auto private e delle pubbliche amministrazioni, bus, mezzi di "trasporto ultimo miglio", mezzi di trasporto di rifiuti urbani e pulizia strade);
- Chiare conformità e requisiti normativi per le applicazioni che utilizzano questa tecnologia;
- Azioni volte a far conoscere e accettare da parte della società civile i veicoli alimentati a idrogeno.

## 6 Piano esecutivo

### 6.1 Mobilità leggera e bus su strada

In Figura 76 è indicata una possibile ubicazione delle stazioni di rifornimento per autovetture FCEV e autobus FCEV 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 (Bolzano, Milano, Sanremo, Roma, Venezia, Brunico, Rovereto);
- Popolazione residente nel comune (priorità ai comuni con maggior popolazione, dati ISTAT 2015).

La Figura 76 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.

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 a una vera e propria mass transportation. L'ubicazione delle stazioni è ben collocata rispetto alla rete TEN-T (Figura 76) e alla rete autostradale italiana.**

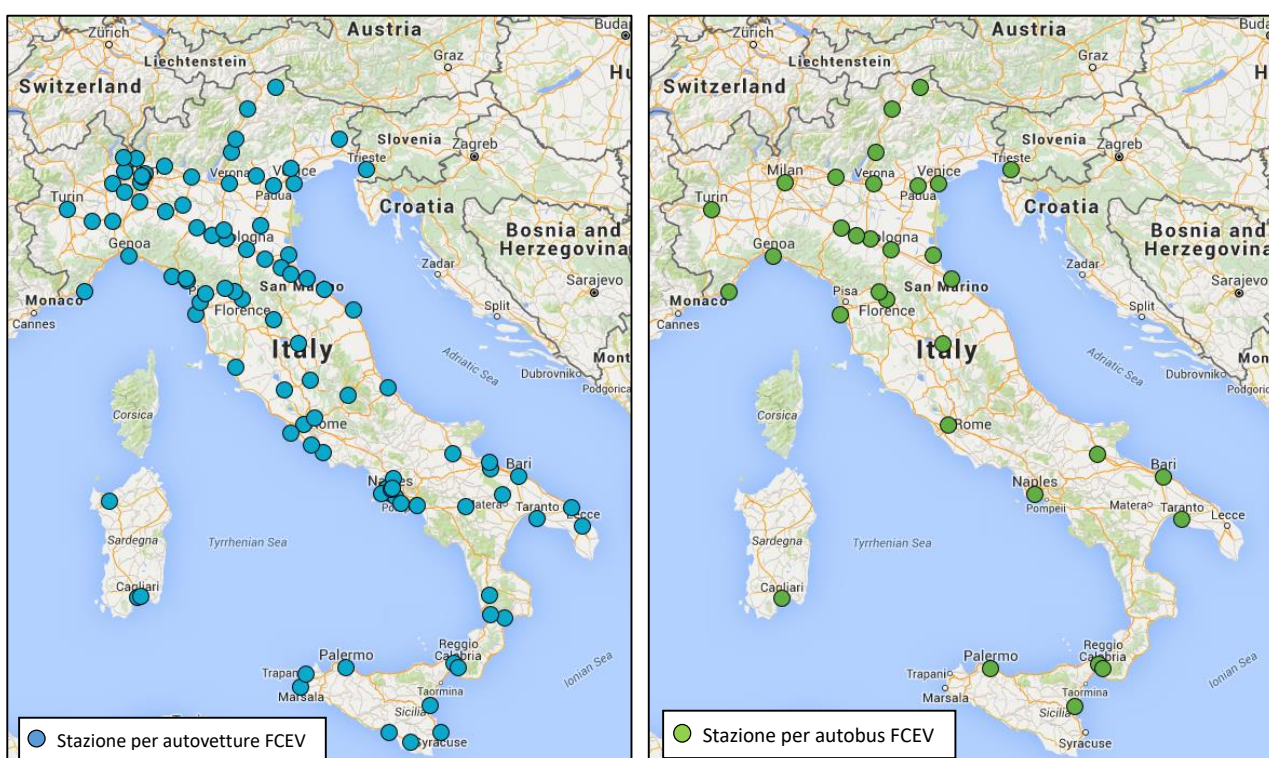


Figura 76: Ubicazione delle stazioni di rifornimento previste al 31/12/2025 per autovetture FCEV (sx) e autobus FCEV (dx)

Passando ad un'analisi economica, in Tabella 43 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 [37]. 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 H2Mobility, UK TINA e quotazioni ricevute direttamente da aziende fornitrici. I costi di investimento includono i seguenti componenti: compressore, stoccaggio idrogeno, equipaggiamento per il preraffreddamento/refrigerazione, distributori, costi civili di preparazione dell'area destinata alla stazione, costi progettuali. I costi di investimento delle stazioni di rifornimento 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 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 H<sub>2</sub> nello Scenario MobilitàH2IT sono indicati in Figura 77. In Tabella 44 i target annuali fino al 31/12/2025.

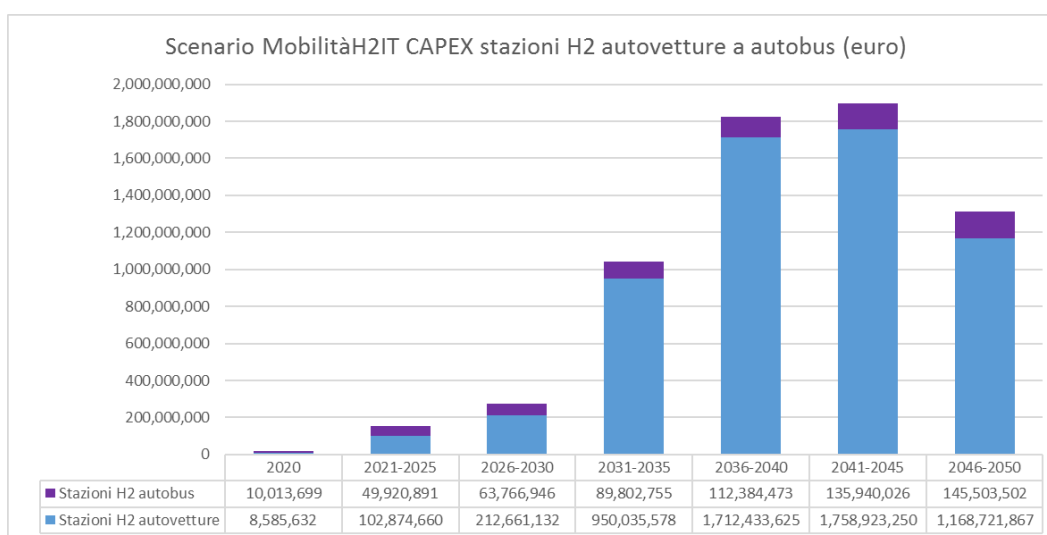


Figura 77: Scenario MobilitàH2IT CAPEX stazioni H2 fino al 31/12/2050

**I CAPEX necessari allo sviluppo delle stazioni di rifornimento dell'idrogeno in Italia sono pari a circa 152.8 M€ nel periodo 2021-2025** (circa 102.9 M€ in stazioni per autovetture e circa 49.9 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 13). 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).**

## 6.2 Mobilità pesante su strada

Dato lo stato di sviluppo ancora del tutto embrionale del mercato, non è possibile identificare casi specifici o localizzazioni di primo avvio già esistenti. È possibile tuttavia identificare come cruciali gli assi autostradali di attraversamento del Paese in direzione Nord-Sud (Milano-Roma-Napoli-Sicilia e Milano-Ancona-Bari) ed Est-Ovest (Trieste-Venezia-Milano-Torino), nonché i tratti di connessione internazionale di particolare importanza per la movimentazione merci (Porto di Genova-Milano-Svizzera e Bologna-Verona-Brennero-Austria), in parte già riconosciuti come rilevanti tra i corridoi TEN-T identificati a livello europeo (Figura 78). Lo sforzo di sviluppo dei primi punti e della parte prevalente di una rete di stazioni distribuzione dovrà quindi concentrarsi su tali assi e direttrici.



Figura 78: Corridoi TEN-T europei che interessano il territorio italiano.

Inoltre, lo sviluppo della rete di distribuzione può essere organizzato per zone, per esempio accelerando in una prima fase sulle aree contigue con le direttrici estere (asse del Brennero, autostrada A22), dove le stazioni che si vanno a costruire possono rifornire anche veicoli provenienti dall'estero e non limitare il loro bacino d'utenza alle flotte immatricolate in Italia.

È importante evidenziare che, per quanto riguarda la classe dei veicoli qui considerati, dato il ridotto numero di direttrici interessate dal trasporto pesante e la sua quasi totale occorrenza lungo le autostrade, la quantità totale di stazioni di servizio necessarie per consentire un efficace sviluppo della mobilità ad idrogeno è piuttosto ridotta, sia in termini di numero minimo abilitante sia in termini di numero a regime (150 unità, secondo le ipotesi dello scenario qui presentato), grazie al progressivo miglioramento del fattore di utilizzo ed il possibile ampliamento (per capacità stoccata e/o numero di erogatori) delle stazioni esistenti. Infine, una riduzione dei costi di esercizio e gestione di tali stazioni può essere ottenuta realizzando i punti di erogazione in corrispondenza di stazioni multi-fuel (dove per esempio sia già presente l'erogazione di GNL o di altri combustibili convenzionali).



## 7 Appendici

### 7.1 Integrazione delle rinnovabili elettriche

#### 7.1.1 Ruolo dell'elettrolisi nella produzione di idrogeno

La creazione e la liberalizzazione del mercato elettrico in Italia nascono per effetto del decreto legislativo n.79 del 1999 (in recepimento della direttiva comunitaria 96/92/CE) [106]. 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) [107].

Negli anni che sono seguiti al processo di liberalizzazione del mercato elettrico si sono evidenziati, sostanzialmente, due tendenze 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 [106], [107].

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 [108]. 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 la tendenza 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 [107]:

- 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 transmission system operator (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 sulla 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 [109]. 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, è legata 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) [110].

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 [109].

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 del 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) [111], [112], [113].

Due sono i principali effetti benefici per le reti elettriche derivati dall'utilizzo della tecnologia P2G [111], [112], [113]:

- 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 79) 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 [114], [115]:

- 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 [116].

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 [117], [118]. 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 79 può essere presunta per gli impianti VRE con Power to Gas per la stabilizzazione della potenza immessa in rete.

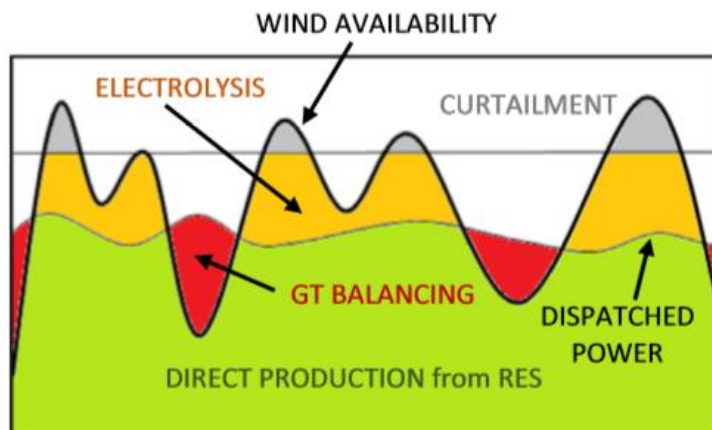


Figura 79: Diagramma di produzione (impianto eolico) e funzionamento qualora integrato con impianto P2G al fine di stabilizzare la potenza immessa in rete

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” la tendenza di immissione in rete, lo sfruttamento, nei periodi di “sovraproduzione”, 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 celle a combustibile).

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%.

### 7.1.2 Fonti elettriche rinnovabili non dispacciabili: la soluzione H<sub>2</sub>

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 80). 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.

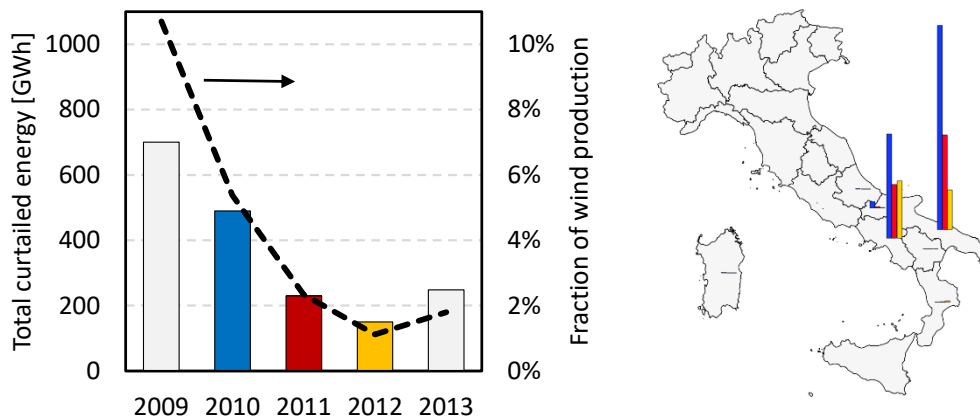


Figura 80: Elaborazione dati GSE su mancata produzione eolica

Dal punto di vista dello sfruttamento delle congestioni per produzione idrogeno, i dati portano a stimare un potenziale riassunto nella tabella seguente (Tabella 27).

Tabella 27: Potenziale di produzione di idrogeno da mancata produzione eolica

		2009	2010	2011	2012	2013
Mancata produzione eolica	GWh	700	490	230	150	248
Frazione del vento disponibile	%	9.7	5.1	2.3	1.1	1.8
Produzione idrogeno ( $\eta = 70\%_{\text{PCI}}$ )	kton	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 [119], [120], [121], [122]), con elettrolizzatori di efficienza pari a  $70\%_{\text{PCI}}$  si ottiene un risultato pari a quello presentato in Figura 81 [123].

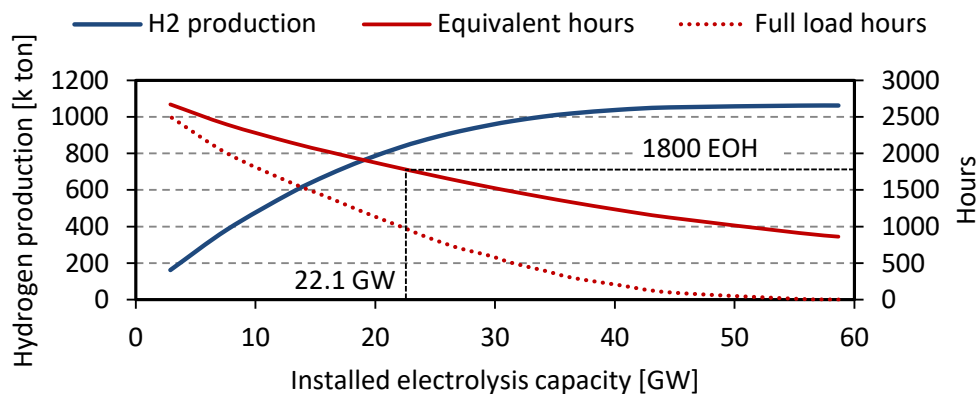


Figura 81: Produzione di idrogeno da picchi di produzione delle rinnovabili ed ore equivalenti di funzionamento in funzione della capacità di elettrolisi installata (efficienza 70%<sub>PEI</sub>).

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 [124]), 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>H2</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 82) la variazione della produzione di idrogeno in funzione della capacità RES installata, suddivisa tra solare fotovoltaico ed eolico [123]. Il punto in rosso corrisponde alla condizione con circa 50 GW di potenza eolica e 100 GW di potenza solare considerata sopra.

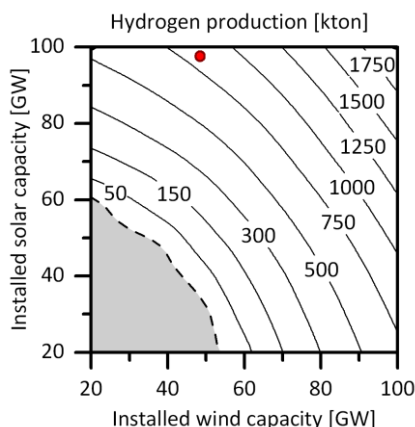


Figura 82: Produzione di idrogeno da picchi di produzione delle rinnovabili in funzione della capacità installata (carico 290 TWh/anno, profili 2013, 1000 ore a pieno carico garantite per l'elettrolizzatore; in verticale la capacità installata di solare fotovoltaico, in orizzontale la capacità di eolico).

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.



## 7.2 Misure di sostegno al Piano Nazionale di Sviluppo

### 7.2.1 Misure finanziarie:

Tabella 28: Scenario MobilitàH2IT, analisi finanziaria quinquennale fino al 31/12/2050 (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 Europa	9,636,363	126,983,458	161,795,120	0	0	0	0
pubblico Italia	6,424,242	84,655,639	107,863,413	0	0	0	0
priv e PL	35,354,138	835,058,708	6,526,676,505	29,314,211,463	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 Europa	10,110,000	54,956,355	34,673,263	29,989,543	14,747,857	18,578,620	20,348,594
pubblico Italia	6,740,000	36,637,570	23,115,509	19,993,029	9,831,904	12,385,747	13,565,730
priv e PL	40,150,000	372,664,369	852,061,350	1,393,999,943	2,206,154,343	2,919,264,643	3,367,842,778
<b>Stazioni H2 autovetture</b>							
TOTALE	8,585,632	102,874,660	212,661,132	950,035,578	1,712,366,287	1,758,990,588	1,168,721,867
pubblico Europa	2,060,552	21,603,679	38,279,004	114,004,269	102,741,977	52,769,718	35,061,656
pubblico Italia	1,373,701	14,402,452	25,519,336	76,002,846	68,494,651	35,179,812	23,374,437
priv e PL	5,151,379	66,868,529	148,862,793	760,028,462	1,541,129,658	1,671,041,059	1,110,285,773
<b>Stazioni H2 autobus</b>							
TOTALE	10,013,699	49,920,891	63,766,946	89,802,755	112,050,683	136,273,816	145,503,502
pubblico Europa	2,403,288	10,483,387	11,478,050	10,776,331	6,723,041	4,088,214	4,365,105
pubblico Italia	1,602,192	6,988,925	7,652,034	7,184,220	4,482,027	2,725,476	2,910,070
priv e PL	6,008,219	32,448,579	44,636,862	71,842,204	100,845,615	129,460,125	138,228,327
<b>Produzione H2 da SMR</b>							
TOTALE	1,043,876	7,342,997	12,179,538	0	0	0	0
pubblico Europa	93,949	660,870	730,772	0	0	0	0
pubblico Italia	62,633	440,580	487,182	0	0	0	0
priv e PL	887,295	6,241,547	10,961,584	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 Europa	695,917	9,562,874	40,755,770	130,769,590	178,091,283	151,216,240	155,499,707
pubblico Italia	417,550	5,737,724	24,453,462	78,461,754	106,854,770	90,729,744	93,299,824
priv e PL	1,043,876	17,759,623	95,096,797	392,308,769	712,365,132	856,892,028	881,165,004
<b>TOTALE</b>	<b>129,797,745</b>	<b>1,698,417,145</b>	<b>8,130,645,345</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 Europa</b>	<b>24,721,702</b>	<b>220,425,474</b>	<b>271,409,672</b>	<b>233,231,897</b>	<b>231,067,645</b>	<b>166,166,297</b>	<b>153,075,179</b>
<b>pubblico Italia</b>	<b>16,481,135</b>	<b>146,950,316</b>	<b>180,939,781</b>	<b>155,487,931</b>	<b>154,045,096</b>	<b>110,777,531</b>	<b>102,050,120</b>
<b>priv e PL</b>	<b>88,594,908</b>	<b>1,331,041,356</b>	<b>7,678,295,891</b>	<b>31,932,390,842</b>	<b>62,364,089,268</b>	<b>81,097,963,693</b>	<b>91,595,539,233</b>



Tabella 29: Scenario MobilitàH2IT, analisi finanziaria quinquennale fino al 31/12/2050 dell'infrastruttura di rifornimento (trasporto merci, ferroviario, navale e carrelli elevatori ad idrogeno)

CAPEX (euro)	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050
<b>Trasporto pesante su gomma ad idrogeno</b>						
TOT pubblico UE&IT	11,979,670	46,887,628	106,863,543	217,291,547	288,599,849	476,744,400
pubblico Europa	4,791,868	18,755,051	42,745,417	86,916,619	115,439,939	190,697,760
pubblico Italia	7,187,802	28,132,577	64,118,126	130,374,928	173,159,909	286,046,640
<b>Trasporto ferroviario ad idrogeno</b>						
TOT pubblico UE&IT	6,514,603	1,500,000	3,699,574	5,305,216	0	5,305,216
pubblico Europa	2,605,841	600,000	1,479,829	2,122,086	0	2,122,086
pubblico Italia	3,908,762	900,000	2,219,744	3,183,129	0	3,183,129
<b>Trasporto navale ad idrogeno</b>						
TOT pubblico UE&IT	11,021,274	13,570,484	11,661,595	11,553,382	8,308,315	7,653,759
pubblico Europa	6,612,764	8,142,290	6,996,957	6,932,029	4,984,989	4,592,255
pubblico Italia	4,408,509	5,428,193	4,664,638	4,621,353	3,323,326	3,061,504
<b>Movimentazione materiale</b>						
TOT pubblico UE&IT	11,021,274	13,570,484	11,661,595	11,553,382	8,308,315	7,653,759
pubblico Europa	6,612,764	8,142,290	6,996,957	6,932,029	4,984,989	4,592,255
pubblico Italia	4,408,509	5,428,193	4,664,638	4,621,353	3,323,326	3,061,504
<b>TOT pubblico UE&amp;IT</b>	<b>40,536,821</b>	<b>75,528,596</b>	<b>133,886,307</b>	<b>245,703,527</b>	<b>305,216,479</b>	<b>497,357,134</b>
<b>pubblico Europa</b>	<b>20,623,237</b>	<b>35,639,631</b>	<b>58,219,161</b>	<b>102,902,763</b>	<b>125,409,917</b>	<b>202,004,356</b>
<b>pubblico Italia</b>	<b>19,913,582</b>	<b>39,888,963</b>	<b>75,667,146</b>	<b>142,800,764</b>	<b>179,806,561</b>	<b>295,352,777</b>

Tabella 30: 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 UE&IT	46,971,234	418,808,400	515,678,377	443,140,604	439,028,525	315,715,963	290,842,841
pubblico Europa	28,182,740	251,285,040	309,407,026	265,884,362	263,417,115	189,429,578	174,505,705
pubblico Italia	18,788,494	167,523,360	206,271,351	177,256,241	175,611,410	126,286,385	116,337,136

Tabella 31: 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 Europa	9,636,363	11,545,109	15,570,273	25,665,683	34,100,961	40,101,432
pubblico Italia	6,424,242	7,696,739	10,380,182	17,110,455	22,733,974	26,734,288
privato e PL	35,354,138	61,087,117	87,942,911	156,592,961	228,321,970	301,113,750
<b>Autobus FCEV</b>						
TOTALE	57,000,000	64,800,000	76,500,000	91,080,000	105,880,500	125,997,795
pubblico Europa	10,110,000	8,812,800	9,900,000	11,111,760	12,028,025	13,103,771
pubblico Italia	6,740,000	5,875,200	6,600,000	7,407,840	8,018,683	8,735,847
privato e PL	40,150,000	50,112,000	60,000,000	72,560,400	85,833,792	104,158,177
<b>Stazioni H2 autovetture</b>						
TOTALE	8,585,632	11,997,308	17,869,051	16,919,460	24,279,803	31,809,038
pubblico Europa	2,060,552	2,519,435	3,752,501	3,553,087	5,098,759	6,679,898





pubblico Italia	1,373,701	1,679,623	2,501,667	2,368,724	3,399,172	4,453,265
privato e PL	5,151,379	7,798,250	11,614,883	10,997,649	15,781,872	20,675,875
<b>Stazioni H2 autobus</b>						
TOTALE	10,013,699	9,124,969	12,171,068	7,982,451	9,287,533	11,354,870
pubblico Europa	2,403,288	1,916,243	2,555,924	1,676,315	1,950,382	2,384,523
pubblico Italia	1,602,192	1,277,496	1,703,950	1,117,543	1,300,255	1,589,682
privato e PL	6,008,219	5,931,230	7,911,195	5,188,593	6,036,896	7,380,665
<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 Europa	93,949	101,584	111,876	135,140	150,437	161,833
pubblico Italia	62,633	67,723	74,584	90,093	100,291	107,888
privato e PL	887,295	959,406	1,056,611	1,276,319	1,420,793	1,528,419
<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 Europa	417,550	520,761	728,456	1,069,897	1,466,140	1,952,471
pubblico Italia	278,367	347,174	485,637	713,264	977,427	1,301,647
privato e PL	1,043,876	1,611,881	2,254,744	3,311,585	4,538,052	6,043,361
<b>TOTALE</b>	<b>129,797,745</b>	<b>169,859,771</b>	<b>225,145,394</b>	<b>321,947,309</b>	<b>433,257,880</b>	<b>548,206,791</b>
<b>pubblico Europa</b>	<b>24,721,702</b>	<b>25,415,933</b>	<b>32,619,031</b>	<b>43,211,881</b>	<b>54,794,703</b>	<b>64,383,927</b>
<b>pubblico Italia</b>	<b>16,481,135</b>	<b>16,943,955</b>	<b>21,746,020</b>	<b>28,807,921</b>	<b>36,529,802</b>	<b>42,922,618</b>
<b>privato e PL</b>	<b>88,594,908</b>	<b>127,499,883</b>	<b>170,780,343</b>	<b>249,927,507</b>	<b>341,933,375</b>	<b>440,900,247</b>

### 7.3 Dimensionamento del parco veicoli FCEV

Tabella 32: 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 33: 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 34: 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	[8]	19,288	20,086	20,883	21,119	21,355	21,590	21,826
Autovettura FCEV	[8]	51,400	36,794	22,188	22,134	22,080	22,025	21,971
Autobus diesel	[10]	233,000	238,000	244,000	246,755	249,509	252,264	255,018
Autobus FCEV	[10]	570,000	420,000	320,000	319,218	318,435	317,653	316,870

Tabella 35: Scenario MobilitàH2IT, costo addizionale 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 36: 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)	[8]	1.00	0.90	0.80	0.75	0.70	0.65	0.6
Life-time autovettura FCEV (anni)	[8]	12	12	12	12	12	12	12



Percorrenza annua (km/anno) autovettura FCEV	[12]	12,900	12,900	12,900	12,900	12,900	12,900	12,900
Fuel economy autobus FCEV (kgH <sub>2</sub> /100 km)	[10]	8.6	7.95	7.3	6.98	6.65	6.32	6.00
Life-time autobus FCEV (anni)	[10]	12	12	12	12	12	12	12
Percorrenza annua (km/anno) autobus FCEV	[10]	68,000	68,000	68,000	68,000	68,000	68,000	68,000

Tabella 37: 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>

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

Tabella 38: 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	[10]	2	2.10	2.21	2.32	2.44	2.56	2.70
Costi di finanziamento	%	[10]	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	%	[8]	77	80	82	83	84	85	86
SMR life-time	anni	[8]	30	30	30	30	30	30	30
SMR CAPEX	€/kW	[8]	435	377	319	315	312	308	305
SMR OPEX	% CAPEX	[8]	3	3	3	3	3	3	3



Elettrolizzatore efficienza	%	[8]	74	75	75	76	77	77	78
Elettrolizzatore life-time	anni	[8]	10	11	13	13	13	13	13
Elettrolizzatore CAPEX	€/kW	[8]	1,088	859	631	600	569	538	508
Elettrolizzatore OPEX	% CAPEX	[8]	5	5	5	5	5	5	5

Tabella 39: Scenario MobilitàH2IT, produzione H2 fino al 31/12/2025 per la mobilità leggera e bus

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	<b>892</b>	<b>2,018</b>	<b>3,468</b>	<b>5,501</b>	<b>8,183</b>	<b>11,661</b>
	kg/giorno	<b>2,445</b>	<b>5,529</b>	<b>9,503</b>	<b>15,072</b>	<b>22,418</b>	<b>31,948</b>
	MW	<b>4.0</b>	<b>9.0</b>	<b>15.5</b>	<b>24.7</b>	<b>36.7</b>	<b>52.3</b>

Tabella 40: Scenario MobilitàH2IT, CAPEX per produzione H2 in Italia fino al 31/12/2025 per la mobilità leggera e bus

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
<b>TOTALE</b>	<b>CAPEX (euro)</b>	<b>2,783,670</b>	<b>3,608,530</b>	<b>4,711,908</b>	<b>6,596,298</b>	<b>8,653,139</b>	<b>11,095,619</b>

## 7.5 Dimensionamento delle stazioni di rifornimento

Tabella 41: 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)	505	1,237	2,368	4,439	7,552	11,793
N. stazioni da 50 kg/giorno	10	25	47	47	47	47
N. stazioni da 100 kg/giorno	0	0	0	21	52	94
N. tot. stazioni	10	25	47	68	99	141
Max FCEV per stazione da 50 kg/giorno	99	107	109	111	113	115
Max FCEV per stazione da 100 kg/giorno	-	-	-	222	225	229

Tabella 42: 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)	2,003	3,884	6,474	9,699	13,634	18,571
N. stazioni da 200 kg/giorno	10	19	32	32	32	32
N. stazioni da 500 kg/giorno	0	0	0	7	14	24
N. tot. stazioni	10	19	32	39	46	56
Max FCEV per stazione da 200 kg/giorno	10	11	11	12	12	12
Max FCEV per stazione da 500 kg/giorno	-	-	-	29	29	29



Tabella 43: 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	€	[37]	850,000	700,000	550,000	550,000	550,000	550,000	550,000
Stazione 100 kg/giorno CAPEX	€	[37]	900,000	750,000	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000
Stazione 200 kg/giorno CAPEX	€	[37]	1,000,000	850,000	700,000	700,000	700,000	700,000	700,000
Stazione 500 kg/giorno CAPEX	€	[37]	1,300,000	1,150,000	1,000,000	1,000,000	1,000,000	1,000,000	1,000,000
Stazione 1000 kg/giorno CAPEX	€	[37]	2,000,000	1,750,000	1,500,000	1,500,000	1,500,000	1,500,000	1,500,000
Stazione 1500 kg/giorno CAPEX	€	[125]	3,879,322	3,297,424	2,560,353	2,560,353	2,560,353	2,560,353	2,560,353
Stazione 2000 kg/giorno CAPEX	€	[125]	5,605,415	4,764,603	3,699,574	3,699,574	3,699,574	3,699,574	3,699,574
Stazione 3000 kg/giorno CAPEX	€	[125]	8,038,205	6,832,475	5,305,216	5,305,216	5,305,216	5,305,216	5,305,216
Stazione 4000 kg/giorno CAPEX	€	[125]	9,764,298	8,299,653	6,444,437	6,444,437	6,444,437	6,444,437	6,444,437
Stazione 6000 kg/giorno CAPEX	€	[125]	12,197,088	10,367,525	8,050,078	8,050,078	8,050,078	8,050,078	8,050,078
Stazione 9000 kg/giorno CAPEX	€	[125]	14,629,879	12,435,397	9,655,720	9,655,720	9,655,720	9,655,720	9,655,720
Stazione 50 kg/giorno OPEX	€/kgH2	[37]	0.9	0.8	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Stazione 100 kg/giorno OPEX	€/kgH2	[37]	0.8	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Stazione 200 kg/giorno OPEX	€/kgH2	[37]	0.7	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Stazione 500 kg/giorno OPEX	€/kgH2	[37]	0.6	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Stazione 1000 kg/giorno OPEX	€/kgH2	[37]	0.5	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Stazione 1500 kg/giorno OPEX	€/kgH2	[125]	0.28	0.23	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
Stazione 2000 kg/giorno OPEX	€/kgH2	[125]	0.26	0.21	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16
Stazione 3000 kg/giorno OPEX	€/kgH2	[125]	0.23	0.19	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
Stazione 4000 kg/giorno OPEX	€/kgH2	[125]	0.19	0.15	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
Stazione 6000 kg/giorno OPEX	€/kgH2	[125]	0.17	0.14	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10



Stazione 9000 kg/giorno OPEX	€/kgH2	[125]	0.28	0.23	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
Life-time	anni	[37]	20	20	20	20	20	20	20
Costi di finanziamento	%	[10]	7	7	7	7	7	7	7
Margine di guadagno distribuzione	%		20	20	20	20	20	20	20
Diesel	€/l	[126]	1.74	1.83	1.92	2.02	2.12	2.23	2.35
Fuel economy autovettura diesel	(l/100 km)	[32]	6.00	5.71	5.43	5.29	5.16	5.03	4.91
Fuel economy autobus diesel	(l/100 km)	[10]	38.04	36.18	34.40	33.55	32.72	31.91	31.12

Tabella 44: Scenario MobilitàH2IT CAPEX stazioni H2 fino al 31/12/2025 per le sole mobilità veicoli e bus

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
CAPEX stazioni H2 autovetture (euro)	8,585,632	11,997,308	17,869,051	16,919,460	24,279,803	31,809,038
CAPEX stazioni H2 autobus (euro)	10,013,699	9,124,969	12,171,068	7,982,451	9,287,533	11,354,870
<b>TOTALE CAPEX (euro)</b>	<b>18,599,331</b>	<b>21,122,277</b>	<b>30,040,120</b>	<b>24,901,912</b>	<b>33,567,336</b>	<b>43,163,908</b>



## 7.6 Costo alla pompa



Figura 83: Scenario MobilitàH2IT, costo H2 alla pompa fino al 31/12/2050, in stazioni da 50, 100, 200, 500 e 1000 kg/giorno





Figura 84: Scenario MobilitàH2IT, costo per la percorrenza di 100 km per autovetture/autobus FCEV e per autovetture/autobus diesel

## 7.7 Riduzione delle emissioni inquinanti dannosi alla salute umana

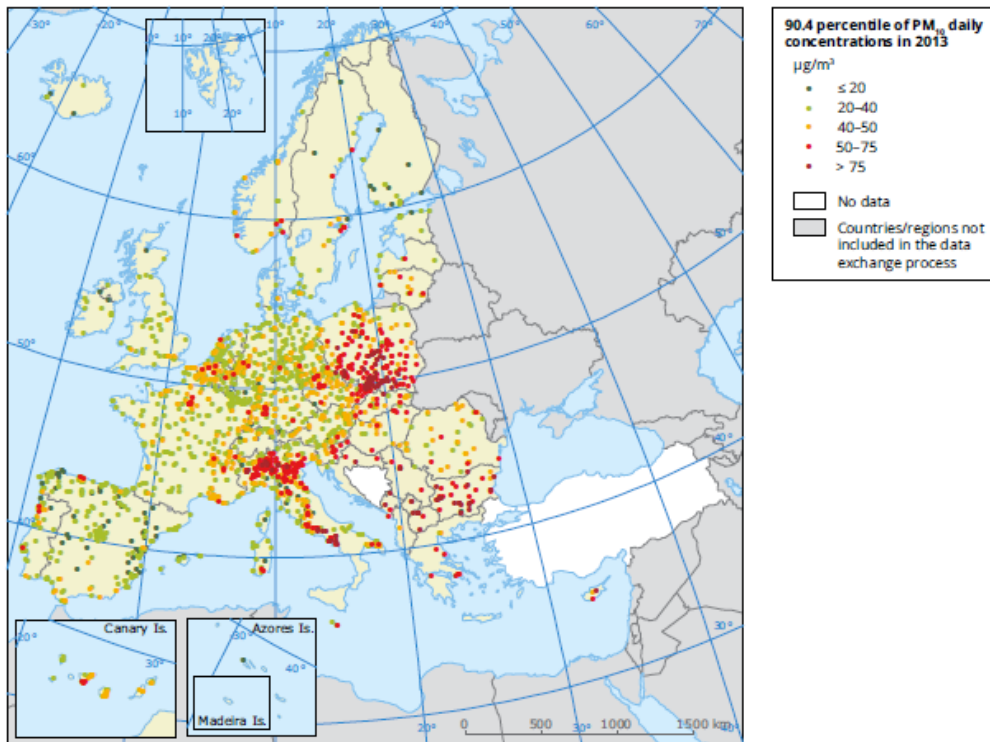


Figura 85: Concentrazione di  $PM_{10}$  nel 2013 in Unione Europea

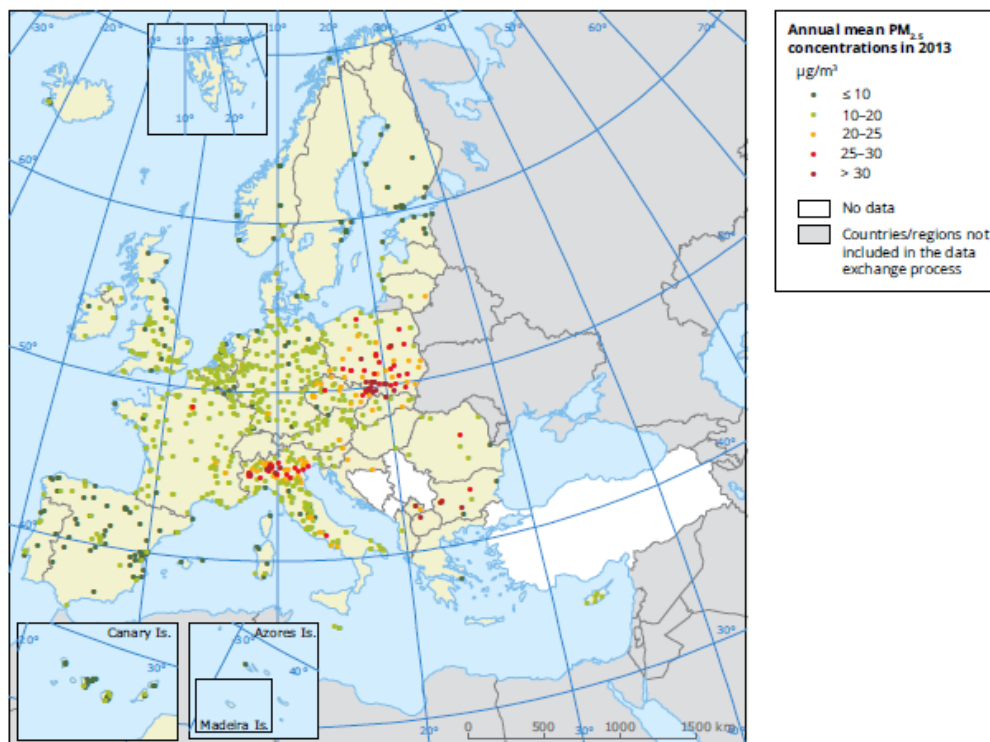


Figura 86: Concentrazione di  $PM_{2.5}$  nel 2013 in Unione Europea

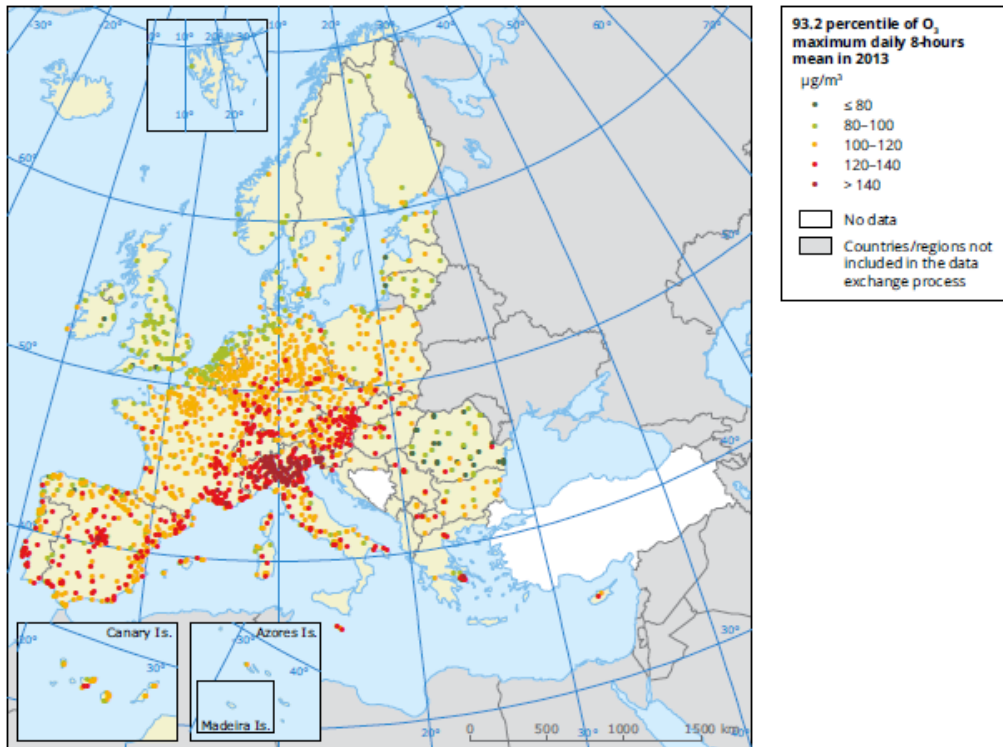


Figura 87: Concentrazione di O<sub>3</sub> nel 2013 in Unione Europea

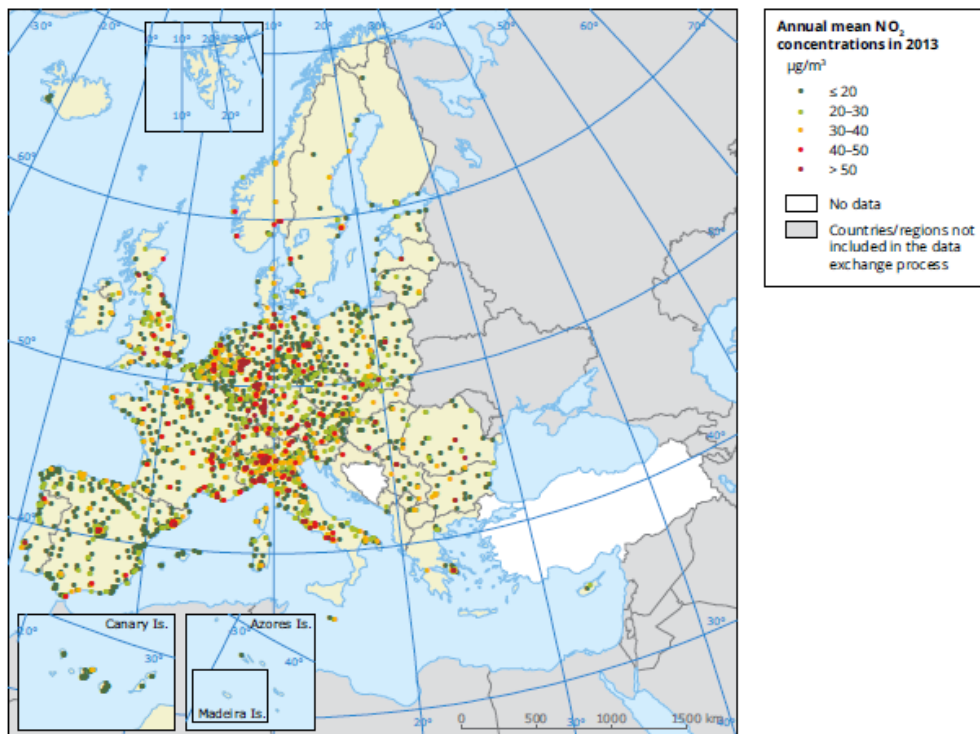


Figura 88: Concentrazione di NO<sub>2</sub> nel 2013 in Unione Europea



Tabella 45: 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>x</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.

#### Considerazioni tecniche ed ambientali riassuntive

Tabella 46: Scenario MobilitàH2IT, analisi tecnica/ambientale quinquennale fino al 31/12/2050 compressiva di tutti gli scenari

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Stock autovetture FCEV	27,014	290,388	1,603,962	4,107,151	6,750,623	8,530,090
Stock autobus FCEV	1,095	3,662	7,621	12,759	18,377	23,110
Stock trattori stradali	132	1764	6442	14895	27139	49132
Stock rotabili FCH (treni)	20	30	50	70	80	100
Stock movimentazione materiali <sup>34</sup>	50	100	150	200	250	300
Domanda H2 alla pompa autovetture (t/anno)	3,228	31,250	161,286	395,537	633,211	765,147
Domanda H2 alla pompa autobus (t/anno)	6,101	19,232	38,899	62,853	87,237	105,915
Domanda H2 alla pompa trattori stradali (t/anno)	1,400	18,300	66,700	154,200	280,900	508,300
Domanda H2 alla pompa rotabili FCH (treni) (t/anno)	854	1196	1993	2790	3189	3986
Domanda H2 alla pompa movimentazione materiali (t/anno)	1,253	2,507	3,760	5,013	6,267	7,520

<sup>34</sup> Scenario prudenziale



Domanda H2 alla pompa tot (t/anno)	12,718	72,319	272,362	620,007	1,010,362	1,390,316
Dimensione cumulata stazioni H2 autovetture (kg/giorno)	11,793	114,155	589,173	1,444,884	2,313,101	2,795,057
Dimensione cumulata stazioni H2 autobus (kg/giorno)	18,571	58,545	118,413	191,334	265,563	322,421
Dimensione cumulata stazioni H2 trasporto pesante (kg/giorno)	3,600	48,000	180,000	416,000	750,000	1,350,000
Dimensione cumulata stazioni H2 ferroviario (kg/giorno)	3,000	4,000	6,000	9,000	9,000	12,000
Dimensione cumulata stazioni H2 movimentazione materiale (kg/giorno)	126	3,433	6,868	10,301	13,734	17,170
Dimensione cumulata stazioni H2 tot (kg/giorno)	37,090	228,133	900,454	2,071,519	3,352,398	4,497,648
N. stazioni H2 autovetture	141	346	1,296	2,999	4,626	5,590
N. stazioni H2 autobus	56	96	156	222	266	322
N. stazioni H2 trasporto pesante	10	15	45	104	150	150
N. stazioni H2 ferroviario	2	3	4	5	5	6
N. stazioni H2 movimentazione materiali	46	92	138	183	229	275
N. stazioni H2 tot <sup>35</sup>	255	552	1,639	3,513	5,277	6,344
Produzione H2 da SMR (t/anno)	6,332	18,061	17,123	16,656	19,863	19,108
Produzione H2 da Elettrolisi (t/anno)	9,499	72,246	323,176	758,137	1,242,845	1,718,480
Consumo gas (GWh/anno)	278	786	740	715	862	823
Consumo elettricità (GWh/anno)	397	3,313	14,858	34,691	56,943	79,319
Riduzione CO2 con el da rete (t/anno)	11,451	132,595	1,142,230	4,287,488	9,471,249	16,154,554
Riduzione CO2 con el da rin (t/anno)	168,334	959,495	3,994,730	9,460,792	15,604,353	21,473,922
Riduzione PM10 (kg/anno)	13,543	82,551	358,016	864,228	1,400,315	1,768,572
Riduzione NOX (t/anno)	627	3,159	11,886	27,455	43,981	55,525

<sup>35</sup> Tale stima non considera la multi-modalità.



Tabella 47: Scenario MobilitàH2IT, analisi tecnica/ambientale annuale per lo scenario autovetture e bus 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)	505	1,237	2,368	4,439	7,552	11,793
Dimensione cumulata stazioni H2 autobus (kg/giorno)	2,003	3,884	6,474	9,699	13,634	18,571
Dimensione cumulata stazioni H2 tot (kg/giorno)	2,508	5,121	8,841	14,137	21,186	30,364
N. stazioni H2 autovetture	10	25	47	68	99	141
N. stazioni H2 autobus	10	19	32	39	46	56
N. stazioni H2 tot	20	44	79	107	145	197
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

## 7.8 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 permettono 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 (AL) 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 H<sub>2</sub> (2020-2022):** saranno finanziate captive fleets fino a 99-109 autovetture e fino a 10-11 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 H<sub>2</sub> (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 48 e Tabella 49).

Tabella 48: 1° fase captive fleets: Piano finanziario progetti mobilità idrogeno (autovetture e autobus FCEV)

1^ FASE CAPTIVE FLEETS H <sub>2</sub> (2020-2022), anno 2020		costo TOTALE (euro)	finanziamento pubblico (euro)	finanziamento pubblico (%)	finanziamento privato (euro)	finanziamento privato (%)
<b>Autovetture, SMR</b>						
Autovetture FCEV (numero)	99	5,088,600	1,577,466	31	3,511,134	69
Capacità stazione H <sub>2</sub> autovetture (kg/giorno)	50	850,000	340,000	40	510,000	60
Capacità produzione SMR (KW)	77	33,355	5,003	15	28,351	85
<b>TOTALE</b>		<b>5,971,955</b>	<b>1,922,469</b>	<b>32</b>	<b>4,049,485</b>	<b>68</b>
<b>Autovetture, Elettrolisi</b>						
Autovetture FCEV (numero)	99	5,088,600	1,577,466	31	3,511,134	69
Capacità stazione H <sub>2</sub> autovetture (kg/giorno)	50	850,000	340,000	40	510,000	60
Capacità produzione Elettrolisi (KW)	77	83,425	33,370	40	50,055	60
<b>TOTALE</b>		<b>6,022,025</b>	<b>1,950,836</b>	<b>32</b>	<b>4,071,189</b>	<b>68</b>
<b>Autobus, SMR</b>						
Autobus FCEV (numero)	10	5,700,000	1,710,000	30	3,990,000	70



Capacità stazione H2 autobus (kg/giorno)	200	1,000,000	400,000	40	600,000	60
Capacità produzione SMR (KW)	368	160,102	24,015	15	136,087	85
<b>TOTALE</b>		<b>6,860,102</b>	<b>2,134,015</b>	<b>31</b>	<b>4,726,087</b>	<b>69</b>
<b>Autobus, Elettrolisi</b>						
Autobus FCEV (numero)	10	5,700,000	1,710,000	30	3,990,000	70
Capacità stazione H2 autobus (kg/giorno)	200	1,000,000	400,000	40	600,000	60
Capacità produzione Elettrolisi (KW)	368	400,440	160,176	40	240,264	60
<b>TOTALE</b>		<b>7,100,440</b>	<b>2,270,176</b>	<b>32</b>	<b>4,830,264</b>	<b>68</b>

Tabella 49: 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	1,987,690	21	7,477,502
Capacità stazione H2 autovetture (kg/giorno)	100	810,000	283,500	35	526,500
Capacità produzione SMR (KW)	153	61,342	9,201	15	52,141
<b>TOTALE</b>		<b>10,336,534</b>	<b>2,280,392</b>	<b>22</b>	<b>8,056,142</b>
<b>Autovetture, Elettrolisi</b>					
Autovetture FCEV (numero)	222	9,465,192	1,987,690	21	7,477,502
Capacità stazione H2 autovetture (kg/giorno)	100	810,000	283,500	35	526,500
Capacità produzione Elettrolisi (KW)	153	145,840	51,044	35	94,796
<b>TOTALE</b>		<b>10,421,032</b>	<b>2,322,234</b>	<b>22</b>	<b>8,098,798</b>
<b>Autobus, SMR</b>					
Autobus FCEV (numero)	29	13,920,000	2,784,000	20	11,136,000
Capacità stazione H2 autobus (kg/giorno)	500	1,210,000	423,500	35	786,500
Capacità produzione SMR (KW)	920	368,051	55,208	15	312,844
<b>TOTALE</b>		<b>15,498,051</b>	<b>3,262,708</b>	<b>21</b>	<b>12,235,344</b>





<b>Autobus, Elettrolisi</b>							
Autobus FCEV (numero)	29	13,920,000	2,784,000	20	11,136,000	80	
Capacità stazione H2 autobus (kg/giorno)	500	1,210,000	423,500	35	786,500	65	
Capacità produzione Elettrolisi (KW)	920	875,042	306,265	35	568,778	65	
<b>TOTALE</b>		<b>16,005,042</b>	<b>3,513,765</b>	<b>22</b>	<b>12,491,278</b>	<b>78</b>	



## Abbreviazioni, acronimi e unità di misura

### **Abbreviazioni e acronimi**

AL: annual load factor  
BEV: battery electric vehicle  
CAPEX: costi di investimento  
DSM: demand side management  
FC: fuel cell (celle a combustibile)  
FCH: Fuel Cell and Hydrogen  
FCEV: fuel cell electric vehicle  
FER: fonti energetiche rinnovabili  
GPL: gas di petrolio liquefatto  
HEV: hybrid electric vehicle  
ICE: internal combustion engine  
OPEX: costi operativi e di manutenzione  
PHEV: plug-in hybrid electric vehicle  
RES: renewable energy sources  
SEF: standard emission factor  
SMR: steam methane reforming  
T&D: transmission and distribution  
TCO: total cost of ownership  
VRE: variable renewable energy  
WTW: well-to-wheel

### **Unità di misura**

€: euro  
g: grammi  
GW: gigawatt  
kg: kilogrammi  
km: kilometri  
ktep: kilo tonnellate equivalenti di petrolio



kW: kilowatt

kWh: kilowatt hour

l: litri

m: metri

MPa: megapascal

Mt: megatonne

MWh: megawatt hour

t: tonnellate

TWh: terawatt hour



## 8 Bibliografia

- [1] *Air quality in Europe. European Environmental Agency. 2018 Report.*
- [2] *Energia pulita per i trasporti: una strategia europea in materia di combustibili alternativi. Commissione europea. Gennaio 2013.*
- [3] *Direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi.*
- [4] IRENA, «A Renewable Energy Perspective,» Settembre 2019.
- [5] Y. Ruf, M. Kaufmann, S. Lange, F. Heieck, A. Endres, J. Pfister. “Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities, Vol. 2 - Cost analysis and high-level business case”, Roland Berger for FCHJU, Sept. 2017.
- [6] IEA, «The Future of Hydrogen - seizing today's opportunities,» 2019. [Online]. Available: [www.iea.org/hydrogen2019](http://www.iea.org/hydrogen2019).
- [7] R. Berger, «Study on use of fuel cells and hydrogen in railway environment,» April 2019.
- [8] *Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells. IEA. Giugno 2015.*
- [9] *Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs. Cambridge Econometrics (CE), in collaboration with Ricardo-AEA, Element Energy. 2013.*
- [10] *Fuel Cell Electric Buses, Potential for Sustainable Public Transport in Europe. A Study for the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. Settembre 2015.*
- [11] *Trasporti. Le politiche dell'Unione Europea. Collegare i cittadini e le imprese dell'Europa. Commissione Europea. 2014.*
- [12] *Le politiche dell'Unione europea: Trasporti. Commissione Europea. Novembre 2014.*
- [13] *Relazione Annuale 2018. Unione Petrolifera. 2018.*
- [14] MISE-DGSAIE, «LA SITUAZIONE ENERGETICA NAZIONALE NEL 2018,» 2018. [Online]. Available: [https://dgsaie.mise.gov.it/pub/sen/relazione\\_annuale\\_situazione\\_energetica\\_nazionale\\_dati\\_2018.pdf](https://dgsaie.mise.gov.it/pub/sen/relazione_annuale_situazione_energetica_nazionale_dati_2018.pdf).
- [15] Ministero dello sviluppo economico - Osservatorio Economico, «Statistiche relative all'import/export di merci dell'Italia,» 2019. [Online]. Available: [https://www.mise.gov.it/images/stories/commercio\\_internazionale/osservatorio\\_commercio\\_internazionale/statistiche\\_import\\_export/completo.pdf](https://www.mise.gov.it/images/stories/commercio_internazionale/osservatorio_commercio_internazionale/statistiche_import_export/completo.pdf).
- [16] *Emissioni di CO2 delle auto: i numeri e i dati. Iconografia. <http://www.europarl.europa.eu/news/it/headlines/society/20190313STO31218/emissioni-di-co2-delle-auto-i-numeri-e-i-dati-infografica>. Parlamento Europeo. 2019.*



- [17] *EUROPA 2020 Una strategia per una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva. Commissione europea. Marzo 2010.*
- [18] *Quadro per le politiche dell'energia e del clima per il periodo dal 2020 al 2030. Commissione Europea. Gennaio 2014.*
- [19] E. Action, «Quadro 2030 per il clima e l'energia,» Commissione Europea, [Online]. Available: [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030\\_it](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_it).
- [20] *Tabella di marcia per l'energia 2050. Commissione Europea. Dicembre 2011.*
- [21] *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..*
- [22] *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..*
- [23] *DIRETTIVA (UE) 2019/1161 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO. Giugno 2019.*
- [24] n. 8. Decreto legislativo 9 aprile 2008, «Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro,» *Gazzetta Ufficiale*, 2008.
- [25] G. u. d. Europea, «REGOLAMENTO (UE) 2016/1628 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO,» 2016. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R1628>.
- [26] IPCC, *Fifth Assessment Report AR5*, 2014.
- [27] I. M. O. Organization, *A CONCEPT OF A SUSTAINABLE MARITIME TRANSPORTATION SYSTEM, RIO+20, 2012..*
- [28] G. u. d. europea, «REGOLAMENTO (UE) 2015/757 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO,» 2015. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32015R0757&from=IT>.
- [29] *LIBRO BIANCO, Tabella di marcia verso uno spazio unico europeo dei trasporti - Per una politica dei trasporti competitiva e sostenibile. Commissione Europea. Marzo 2011.*
- [30] *Relazione finale del gruppo ad alto livello CARS 21. Commissione europea. 6 giugno 2012.*
- [31] *CARS 2020: piano d'azione per un'industria automobilistica competitiva e sostenibile in Europa. Commissione Europea. Novembre 2012.*
- [32] *Hydro-gen: the energy transition in the making! Pierre-Etienne Franc, Pascal Mateo. Manifesto. 2015..*
- [33] SNAM, «The Hydrogen challenge, Position paper,» 2019. [Online]. Available: [https://www.snam.it/it/hydrogen\\_challenge/repository\\_hy/file/The-H2-challenge-Position-Paper.pdf](https://www.snam.it/it/hydrogen_challenge/repository_hy/file/The-H2-challenge-Position-Paper.pdf).
- [34] *Fonti rinnovabili e rete elettrica in Italia. Considerazioni di base e scenari di evoluzione delle fonti rinnovabili elettriche in Italia. Falchetta Massimo. ENEA. 2014.*



- [35] *Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima. Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle Infrastrutture. 2018.*
- [36] *Direttiva del Parlamento Europeo e Del Consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili. Parlamento Europeo. 2018.*
- [37] *En route pour un transport durable. Cambridge Econometrics. Novembre 2015.*
- [38] IEA, « Survey on the Number of Fuel Cell Vehicles, Hydrogen Refueling Stations and Targets.,» 2019. [Online]. Available: [https://www.ieafuelcell.com/fileadmin/publications/2019-04\\_AFC\\_TCP\\_survey\\_status\\_FCEV\\_2018.pdf](https://www.ieafuelcell.com/fileadmin/publications/2019-04_AFC_TCP_survey_status_FCEV_2018.pdf).
- [39] *Outlook of Global Medium-Heavy Duty Truck Market – Frost & Sullivan. S. Kar. Automotive world 2015.*
- [40] *Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context. Edwards, R., Larivé, J.F., Mahieu, V., Rouveirolles, P. Eucar Concawe Report, European Commission JRC, Ver. 2c., 2007..*
- [41] J.J. Gangloff, J. Kast, G. Morrison, J. Marcinkoski. “Design Space Assessment of Hydrogen Storage Onboard Medium and Heavy Duty Fuel Cell Electric Trucks”, *J. Electrochem. Energy Convers. Storage*, vol. 14 (2017) 021001. doi:10.1115/1.4036508..
- [42] R. Vijayagopal. “Fuel Cell Electric Truck (FCET) Component Sizing”, in *US DOE Annual Merit Review 2016, Washington DC, 2016.*
- [43] B. D. James, J. M. Huya-Kouadio, C. Houchins. “Fuel Cell Truck System Cost Analysis”, *Strategic Analysis Inc., 2018.*
- [44] *Interventi di Audi e Daimler nella sessione 04 della conferenza European Fuel Cell Forum 2019, Lucerna (Svizzera)..*
- [45] Legambiente, «Pendolaria. La situazione e gli scenari del trasporto ferroviario pendolare in Italia.,» 2018.
- [46] F. d. S. Italiane, «Rapporto di sostenibilità,» 2018.
- [47] I. M. O. (IMO), *Third IMO GHG study, 2014.*
- [48] [https://ec.europa.eu/clima/policies/transport/shipping\\_it](https://ec.europa.eu/clima/policies/transport/shipping_it).
- [49] <http://www.imo.org/en/MediaCentre/PressBriefings/Pages/06GHGinitialstrategy.aspx>.
- [50] T. Tronstad, H.H. Åstrand, G.P. Haugom, L. Langfeldt “Study on the use of Fuel Cells in shipping”, *DNV-GL, European Maritime Safety Agency (EMSA), 2017.*
- [51] <https://www.fch.europa.eu/news/flagships-project-deploy-two-hydrogen-vessels>.
- [52] “Fiskerstrand wins Norwegian funding to design fuel cell ferry”, *Fuel Cells Bulletin, 2017, 1, 14-15.* [https://doi.org/10.1016/S1464-2859\(17\)30032-9](https://doi.org/10.1016/S1464-2859(17)30032-9).
- [53] <https://waterground.com/>.



- [54] <http://www.rinnovabili.it/storico/accadue-vaporetto-a-idrogeno-e-laboratorio-di-futuro/>.
- [55] <http://www.today.it/green/mobilita/hepic-vaporetto-elettrico-ibrido-venezia.html>.
- [56] <http://www.marina.difesa.it/>.
- [57] <https://www.fincantieri.com/it/media/comunicati-stampa-e-news/2019/fincantieri-e-cnr-innovazione-in-campo-navale/>.
- [58] [http://www.hylift-europe.eu/public/Presentations/2017-12-06\\_Duesseldorf\\_VDI-Fachkonferenz\\_Batterie-und-Ladetechnik\\_V03\\_public.pdf](http://www.hylift-europe.eu/public/Presentations/2017-12-06_Duesseldorf_VDI-Fachkonferenz_Batterie-und-Ladetechnik_V03_public.pdf).
- [59] [https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/2012-11-28-29\\_Brussels\\_FCH-JU-Review-Meeting\\_V05%20HyLift-Demo%20final.pdf](https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/2012-11-28-29_Brussels_FCH-JU-Review-Meeting_V05%20HyLift-Demo%20final.pdf).
- [60] <http://www.hylift-europe.eu/>.
- [61] <https://energies.airliquide.com/air-liquide-opens-new-hydrogen-station-carrefour-supply-europes-largest-forklift-trucks-fleet>.
- [62] <https://energies.airliquide.com/air-liquide-opens-new-hydrogen-station-carrefour-supply-europes-largest-forklift-trucks-fleet>.
- [63] [https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/18002\\_industry\\_deployed\\_fc\\_powered\\_lift\\_trucks.pdf](https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/18002_industry_deployed_fc_powered_lift_trucks.pdf).
- [64] *Basic Hydrogen Strategy. December 26, 2017.*
- [65] <http://www.gcis.com.cn/china-insights/industry-articles/143-china-s-fuel-cells-market-is-a-long-way-off>.
- [66] A. Ibrahim, «Thermo-catalytic methane decomposition: A review of state of the art of catalysts,» *Journal- Chemical Society of Pakistan*, vol. 37, n. 6, pp. 1280-1308, 2015.
- [67] *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.*
- [68] <https://www.iea.org/tcep/energyintegration/hydrogen>. IEA.
- [69] McKinsey for FCH-JU2, «Hydrogen RoadMap Europe, A sustainable pathway for the European energy transition.,» 2019.
- [70] «Fuel Cell Technologies Market Report 2016», U.S. Department of Energy (DOE).
- [71] D. G. MARITIME, «Maritime forecast to 2050,Energy transition outlook 2018,» 2018.
- [72] A. Klerke, C.H. Christensen, J.K. Nørskov, T. Vegge, «Ammonia for hydrogen storage: challenges and opportunities,» *J. Mater. Chem*, vol. 18, pp. 2304-2310, 2008.



- [73] K.E. Lamb, M.D. Dolan, D.F. Kennedy; «Ammonia for hydrogen storage; A review of catalytic ammonia decomposition and hydrogen separation and purification,» *Int. J. of Hydrogen Energy*, vol. 44, pp. 3580-3593, 2019.
- [74] *The Future of Hydrogen, Sizing today's opportunities. IEA. June 2019.*
- [75] *Fuelling Europe's Future. How the transition from oil strengthens the economy. 2018.*
- [76] *Fuelling Italy's Future. 09/2018.*
- [77] <https://www.fuelcellbuses.eu/projects/jive-2>. 2019.
- [78] <https://hydrogeneurope.eu/>.
- [79] [https://hydrogeneurope.eu/sites/default/files/2018-10/Public\\_HE%20Tech%20Roadmaps\\_full%20pack\\_0.pdf](https://hydrogeneurope.eu/sites/default/files/2018-10/Public_HE%20Tech%20Roadmaps_full%20pack_0.pdf).
- [80] <https://cordis.europa.eu/project/rcn/111022/factsheet/en>.
- [81] <http://www.hylift-europe.eu/index.html>.
- [82] [www.h2ports.eu](http://www.h2ports.eu).
- [83] “Maritime forecast to 2050”, DNV-GL, *Energy transition outlook, 2019..*
- [84] M. MISE, «Strategia Energetica Nazionale,» 10 Novembre 2017. [Online]. Available: <https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/Testo-integrale-SEN-2017.pdf>.
- [85] MIT-MATTM-MISE, «Proposta di Piano Nazionale Integrato per Energia e il Clima Italiano,» 2019. [Online]. Available: [https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/Proposta\\_di\\_Piano\\_Nazionale\\_Integrato\\_per\\_Energia\\_e\\_il\\_Clima\\_Italiano.pdf](https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/Proposta_di_Piano_Nazionale_Integrato_per_Energia_e_il_Clima_Italiano.pdf).
- [86] ISPRA, «Consumi finali di energia elettrica per settore economico,» [Online]. Available: [https://annuario.isprambiente.it/ada/macro/31:.](https://annuario.isprambiente.it/ada/macro/31:)
- [87] *Air quality in Europe. European Environmental Agency. 2015 Report..*
- [88] *Mal'ARIA di città 2016. Legambiente. Gennaio 2016.*
- [89] *Annuario Statistico ACI 2015.*
- [90] *Automobile Club d'Italia (ACI). "Autoritratto 2018", 2018..*
- [91] MIT, «Piano Nazionale di Attuazione, NIP,» 2014. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/transport/sites/transport/files/rail-nip/nip-prm-tsi-italy.pdf>.
- [92] ARERA, «Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali - UE e area Euro,» 2018. [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/dati/eepcfr2.htm#>.
- [93] ARERA, «Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici - UE e area Euro,» 2018. [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/dati/gpcfr1>.





- [94] *Newsletter del GME n.78 Gennaio 2015.*
- [95] *Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA). “Serie storiche delle emissioni di gas serra 1990-2017”, 2019..*
- [96] *C. Sternberg, Greenhouse gas emissions for battery electric and fuel cell electric vehicles with ranges over 300 kilometers., Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, 2019.*
- [97] *G. Guandalini, S. Campanari. “Well-to-wheel driving cycle simulations for freight transportation: battery and hydrogen fuel cell electric vehicles”, in Proceedings of the 2018 International Conference of Electrical and Electronic Technologies for Automoti.*
- [98] *[http://ballard.com/docs/default-source/motive-modules-documents/material-handling/mh\\_econbenefits\\_fcvelocity\\_041411.pdf?sfvrsn=2](http://ballard.com/docs/default-source/motive-modules-documents/material-handling/mh_econbenefits_fcvelocity_041411.pdf?sfvrsn=2).*
- [99] *Direttiva del Parlamento Europeo e Del Consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili. Parlamneto Europeo. 2018.*
- [100] *Regolamento (UE) n. 1316/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio che istituisce il meccanismo per collegare l'Europa. Commissione Europea. Dicembre 2013.*
- [101] *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.*
- [102] *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.*
- [103] *DNV-GL, «(3)Machinery Installations. (11)Guidelines for the Use of Fuel Cell Systems on Board of Ships and Boats,» in Rules for Classification and Construction , 2003.*
- [104] *DNV-GL, «Part 6 Additional class notations. Chapter 2 Propulsion, power generation and,» in RULES FOR CLASSIFICATION: ship, 2018.*
- [105] *RINA, Rules for the FUEL Cells Installation in Ship (FC-SHIPS), RINA Services S.p.A., 2018.*
- [106] *Il mercato elettrico italiano: stato dell'arte e prospettive. Virginia Canazza. Pavia, 19 Maggio 2014.*
- [107] *Il mercato dell'energia elettrica in Italia. Pianificazione ed esercizio dei sistemi elettrici. Maria Dicorato..*
- [108] *La riforma del Mercato Elettrico. Tullio Fanelli, Alessandro Ortis, Stefano Saglia, Federico Testa. ENEA.*
- [109] *Proposte di riforma del mercato elettrico. POYRY.*
- [110] *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..*
- [111] *Valutazione tecnico-economica dell’applicazione della tecnologia del Power to Gas ad un particolare parco eolico siciliano. Andrea Bartesaghi, POLITECNICO DI MILANO..*



- [112] *Optimal Use of Power-to-Gas Energy Storage Systems in an 85% Renewable Energy Scenario.* Mareike Jentscha, Tobias Trosta, Michael Sterner. *Energy Procedia*.
- [113] *Power-to-Gas technology – the missing link in renewable energy systems.* SolarFuel GmbH, Stephan Rieke, Ecosummit, Berlin 23.03.2012.
- [114] *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);
- [115] *Power to Gas - state of the art and perspectives.* Frank Graf, MARCOGAZ General Assembly Workshop “new developments”, Prague 04.06.2014.
- [116] *Power to Gas: Technology and Business Models.* Lehner, M.; Tichler, R.; Steinmuller, H.Koppe, M..
- [117] *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.
- [118] *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*.
- [119] *Italian wind potential.* Associazione Nazionale Energia del Vento (ANEV). 2007.
- [120] *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.
- [121] *Potential for Building Integrated Photovoltaics.* IEA (International Energy Agency), PVPS T7-4. 2002.
- [122] *Piano di sviluppo della rete elettrica (Development plan - Electric system).* TERNA. 2013..
- [123] *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.
- [124] *Power to Gas - eine Systemanalyse [German].* JKU Energie Institut, TU Wien, and Montan Universitat. 2014.
- [125] F. JU2, «Addendum al Multi Annual Work Plan,» 2018. [Online]. Available: [https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/MAWP%20final%20version\\_endorsed%20GB%2015062018%20%28ID%203712421%29.pdf](https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/MAWP%20final%20version_endorsed%20GB%2015062018%20%28ID%203712421%29.pdf).
- [126] *Mercato dei carburanti in Italia.* Ministero dello Sviluppo Economico..
- [127] *Le politiche dell’Unione europea: Azione per il clima.* Commissione europea. Novembre 2014.
- [128] *Technology Roadmap on Energy Storage.* IEA. 2014..
- [129] *EU Transport GHG: Routes to 2050 II.* Luglio 2012..
- [130] *Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima.* Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle Infrastrutture. 2018.



- [131] *Fuelling Europe's Future. How the transition from oil strengthens the economy.* 2018.
- [132] <https://fchgo.eu/>.
- [133] [http://www.hylift-europe.eu/public/Presentations/2018-11-06\\_HL\\_Frankfurt\\_CIN-Symposium\\_V01-for-distribution.pdf](http://www.hylift-europe.eu/public/Presentations/2018-11-06_HL_Frankfurt_CIN-Symposium_V01-for-distribution.pdf).
- [134] <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2017/01/13/17G00005/sg>.
- [135] PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO, *DIRETTIVA (UE) 2019/1161*, 2019.
- [136] MIT, «*Piano Nazionale di Attuazione, NIP,*» 2014. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/transport/sites/transport/files/rail-nip/nip-prm-tsi-italy.pdf>.